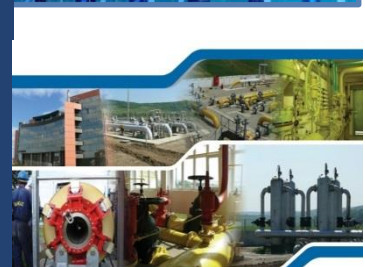


SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAS

RAPORTUL ADMINISTRATORILOR PE ANUL 2013

SITUAȚII FINANCIARE INDIVIDUALE AUDITATE



CUPRINS

1.DATE GENERALE DESPRE EMITENT	2
1.1 Date de identificare raport și emitent	2
1.2 Activități principale	2
1.3 Organizare	3
1.4 Acționariat	4
2.SUMAR EXECUTIV	5
2.1 Indicatori ai activității operaționale	5
2.2 Indicatori ai rezultatelor financiare	9
2.3 Indicatori ai activității investiționale	12
2.4 Indicatori de performanță managerială	18
3.ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII	22
3.1 Analiza activității operaționale	22
3.1.1 Cadrul de reglementare	22
3.1.2 Activitatea de transport intern al gazelor naturale	23
3.1.3 Activitatea de transport internațional al gazelor naturale	24
3.1.4 Alte activități	25
3.1.5 Evaluarea activității de prestare a serviciului de transport gaze naturale	26
3.1.6 Evaluarea activității de proiectare-cercetare	34
3.1.7 Evaluarea activității de aprovizionare	36
3.1.8 Achiziții și înstrăinări de active	36
3.1.9 Audit intern și extern al activității societății	36
3.1.10 Evaluarea activității de resurse umane și dialog social	36
3.1.10 Evaluarea activității HSSEQ	38
3.1.11 Litigii	39
3.1.12 Alte aspecte privind activitatea societății	40
3.2 Analiza activității de dezvoltare	52
3.2.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT	52
3.2.2 Investiții realizate versus Investiții programate în anul 2013	57
3.2.3 Lucrări de reabilitare, reparații și mentenanță SNT realizate vs program 2013 ..	58
3.2.4 Proiecte de dezvoltare	59
3.3 Analiza activității corporative	61
3.3.1 Activitatea pe piața de capital	61
3.3.2 Fuziuni sau reorganizări semnificative în timpul exercițiului financiar	65
3.3.3 Guvernanța Corporativă	66
3.4 Analiza activității financiare	70
3.4.1 Poziția Financiară	70
3.4.2 Rezultatul global	74
3.4.3 Situația fluxurilor de trezorerie	76
3.4.4 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar	78
4.MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII	82
4.1 Consiliul de Administrație	82
4.2 Managementul executiv	83
4.3. Eventuale litigii sau proceduri administrative	85
5.ALTE ASPECTE	85
Anexe	

1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT

1.1 Date de identificare raport și emitent

Raportul anual conform prevederilor art.227 din Legea nr.297/28 iunie 2004, privind piața de capital, cu modificările și completările ulterioare

Pentru exercițiul financiar încheiat la: 31 decembrie 2013

Data raportului: 17 martie 2014

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

Sediul social: Mediaș, P-ța Constantin I. Motaș, nr.1, cod: 551130

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

Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise de Transgaz: 11.773.844 acțiuni ordinare, nominative, indivizibile, liber tranzacționabile de la 24 ianuarie 2008, cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune.

Indicatorii economico-financiarți prezentați în acest raport sunt în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană (IFRS-UE), conform Ordinului MFP nr. 881/25 iunie 2012 și reglementările contabile aprobate prin Ordinul MFP nr. 1286/1 octombrie 2012 - actualizat.

1.2 Activități principale

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

Misiunea

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport (SNT) 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 al gazelor naturale, 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.

1.3 Organizare

Transgaz s-a înființat în anul 2000, în baza H.G. nr. 334/28 aprilie 2000, *privind reorganizarea Societații 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 functionarea 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 sa 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 dispozițiile Legii nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale și ale reglementărilor Uniunii Europene să realizeze interconectările cu sistemele similare de transport al gazelor 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 București: Municipiul București, Calea Victoriei, nr.155, sector 1, cod 010073.

Transgaz are în componență 9 exploatări teritoriale și o sucursală, fără personalitate juridică:

- 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 Brasov, str. Grigore Ureche nr.12A, localitatea Brasov, jud. Brasov, cod 500449;

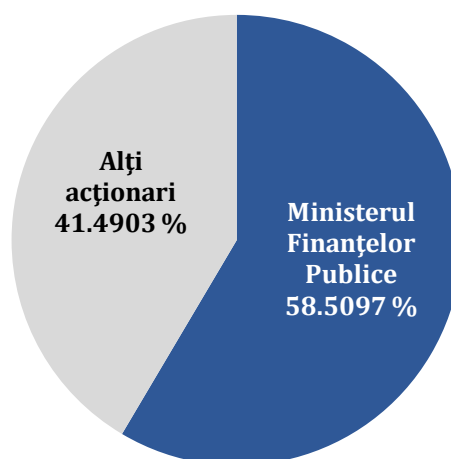
- Exploatarea teritorială București, str. Lacul Ursului nr.24, sector 6, București, cod 060594;
- Exploatarea teritorială Cluj, str. Crișului nr.12, localitatea Cluj-Napoca, jud. Cluj, cod 400597;
- Exploatarea teritorială Craiova, str. Arhitect Ioan Mincu nr.33, localitatea Craiova, jud. Dolj, cod 200011;
- Exploatarea teritorială Mediaș, str. George Cosbuc nr. 29, localitatea Mediaș, jud. Sibiu, cod 551027;
- Exploatarea teritorială Constanța, str. Albastră nr.1, localitatea Constanța, jud. Constanța, cod 900117;
- Sucursala Mediaș, Soș. Sibiului nr. 59, localitatea Mediaș, jud. Sibiu.

1.4 Acționariat

Structura capitalului social și a acționariatului Transgaz la 31 decembrie 2013 este redată în tabelul de mai jos:

Acționari	Număr acțiuni	Procent
Statul Roman prin Ministerul Finanțelor Publice	6.888.840	58,5097%
Alți acționari persoane fizice și juridice (free-float)	4.885.004	41,4903%
Total	11.773.844	100%

Tabel 1 - Structura Acționariatului Transgaz la 31.12.2013



Grafic 1- Structura Acționariatului la 31.12.2013

Numărul acționarilor Transgaz înregistrați la SC Depozitarul Central SA la sfârșitul anului 2013 era de 8.496, cu 1.418 acționari mai mult decât erau înregistrați la începutul anului 2013, respectiv 7.078 acționari.

Capitalul social al Transgaz la data de 31 decembrie 2013 este de 117.738.440 lei și este împărțit în 11.773.844 acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea nominală de 10 lei.

Transgaz nu a efectuat tranzacții având ca obiect acțiunile proprii și ca urmare la sfârșitul anului 2013 compania nu deținea acțiuni proprii.

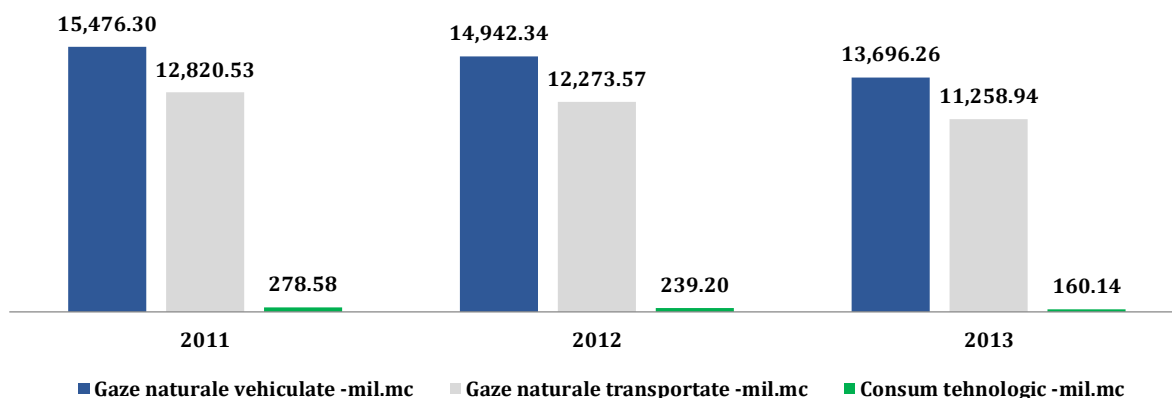
2. SUMAR EXECUTIV

2.1 Indicatori ai activității operaționale

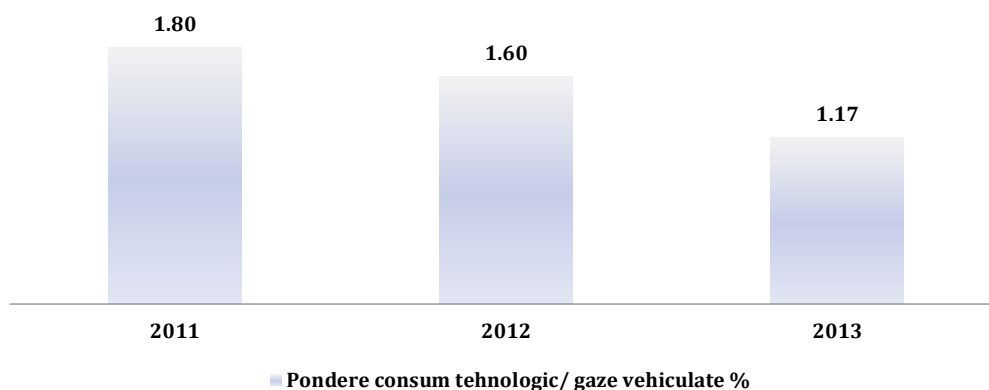
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin sistemul național de transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului tehnologic, în perioada 2011-2013, este următoarea:

Indicator	UM	2011	2012	2013
Gaze naturale vehiculate	mil. mc	15.476,30	14.942,34	13.696,26
Gaze naturale transportate	mil. mc	12.820,53	12.273,57	11.258,94
Consum tehnologic	mil. mc	278,58	239,20	160,14
Pondere consum tehnologic/ gaze vehiculate	%	1,80	1,60	1,17

Tabel 2- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic în perioada 2011-2013



Grafic 2 - Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic în perioada 2011-2013



Grafic 3 - Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2011-2013

Reducerea consumului tehnologic și a pierderilor tehnologice s-a datorat implicării managementului în dimensionarea controlată a achizițiilor de gaze naturale pentru consumul tehnologic și implementării unui program de măsuri tehnice concrete în acest sens.

Evoluția comparativă a veniturilor din exploatare obținute de societate sunt redată în tabelul de mai jos:

Nr. crt	Specificații	Realizări			Dinamica (%)		
		2011	2012	2013			
0	1	2	3	4	5=3/2*100	6=4/3*100	7=4/2*100
1.	Venituri din activitatea de transport						
	- mii lei	1.092.023	1.052.112	1.210.480	96.35	115.05	110.85
	- MWh	136.133.151	130.466.645	119.741.363	95.84	91.78	87.96
	- lei/MWh	8.02	8.06	10.11	100.50	125.42	126.05
	- mii mc	12.820.532	12.273.576	11.258.941	95.73	91.73	87.82
	- lei/1000 mc	85.18	85.72	107.51	100.63	125.42	126.22
2.	Venituri din activitatea de transport internațional						
	- mii lei	244.956	275.875	268.537	112.62	97.34	109.63
3.	Alte venituri din exploatare						
	- mii lei	61.524	37.382	37.623	60.76	100.64	61.15
	TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE Mii lei	1.398.503	1.365.369	1.516.640	97.63	111.08	108.45

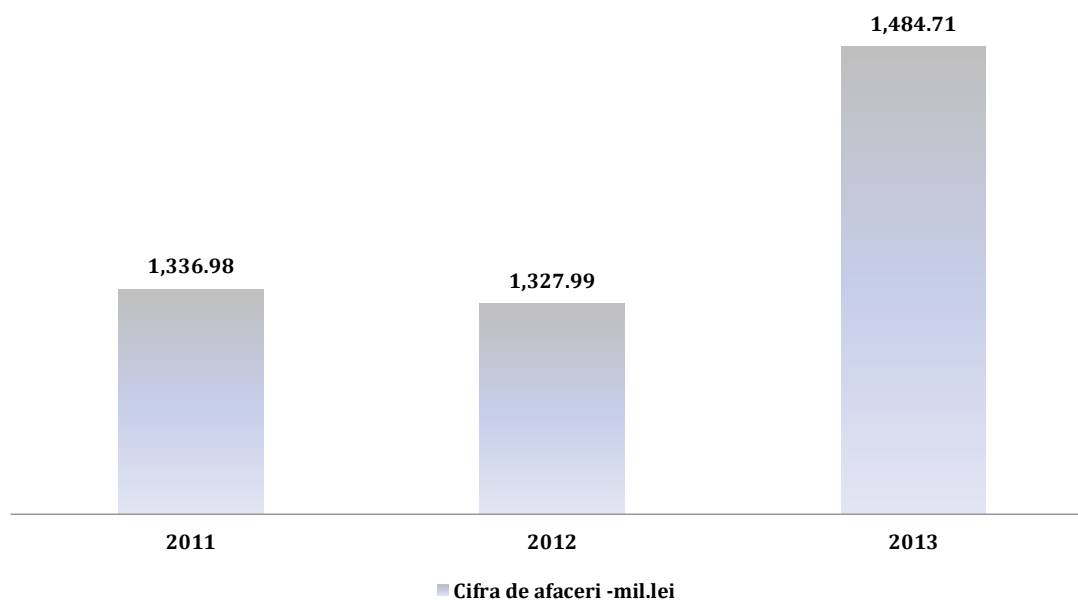
Tabel 3 - Evoluția comparativă a veniturilor din exploatare în perioada 2011-2013

Nr. crt.	Indicator	UM	2011	2012	2013	Variație % 2012/2011	Variație % 2013/2012
0	1	2	3	4	5	$6=4/3*100$	$7=5/4*100$
1	Cifra de afaceri	mil. lei	1.336,98	1.327,99	1.484,71	99.33	111.80
2	Venit din exploatare	mil. lei	1.398,50	1.365,37	1.516,64	97.63	111.08
3	Cheltuieli de exploatare	mil. lei	954.72	998.82	980.84	104.62	98.20
4	Profit din exploatare	mil. lei	443.78	366.55	535.80	82.60	146.17
5	Profit financiar	mil. lei	19.7	27.99	-105.86	142.08	x
6	Impozit pe profit	mil. lei	82.69	113.40	100.05	137.14	88.23
7	Venituri din impozitul pe profit amânat	mil. lei	8.16	49.79	4.60	610.17	9.24
8	Profit net	mil. lei	388.95	330.94	334.49	85.09	101.07
9	Câștigul/pierderea actuarială aferentă perioadei	mil. lei	-1.75	-1.63	1.23	x	x
10	Rezultatul global total aferent perioadei	mil. lei	387.20	329.31	335.72	85.05	101.95
11	Dividend brut/acțiune	lei	29.76**	21.29	17.58*	71.54	82.57

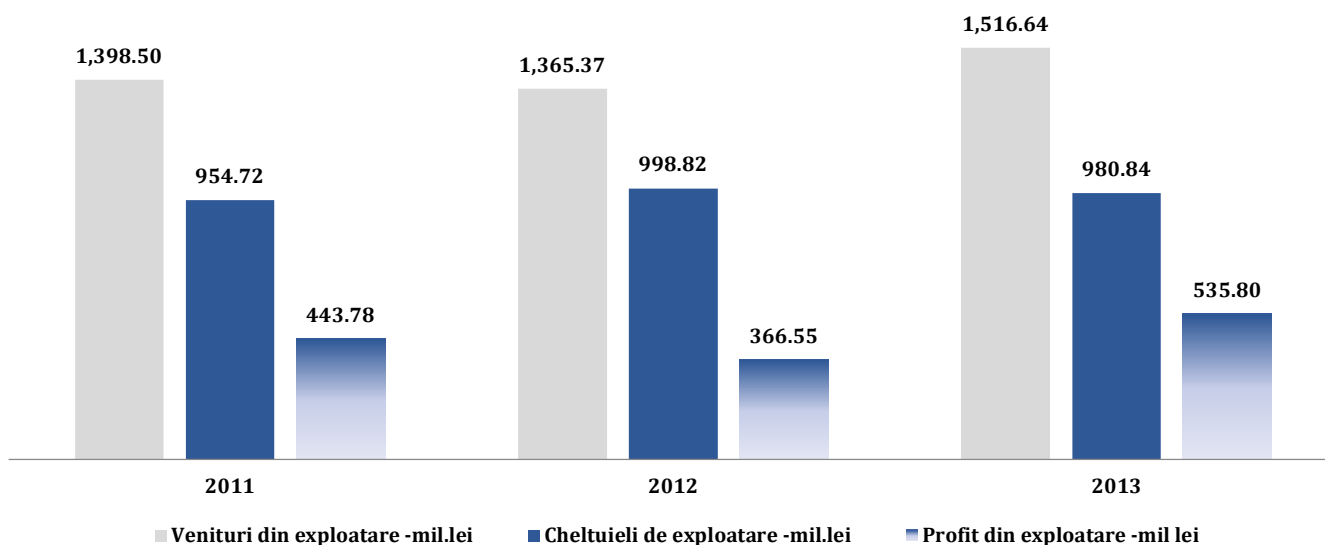
* Propunere supusă aprobării Adunării Generale a Acționarilor

**dividende calculate în baza situațiilor financiare întocmite conform OMFP 3055/2009

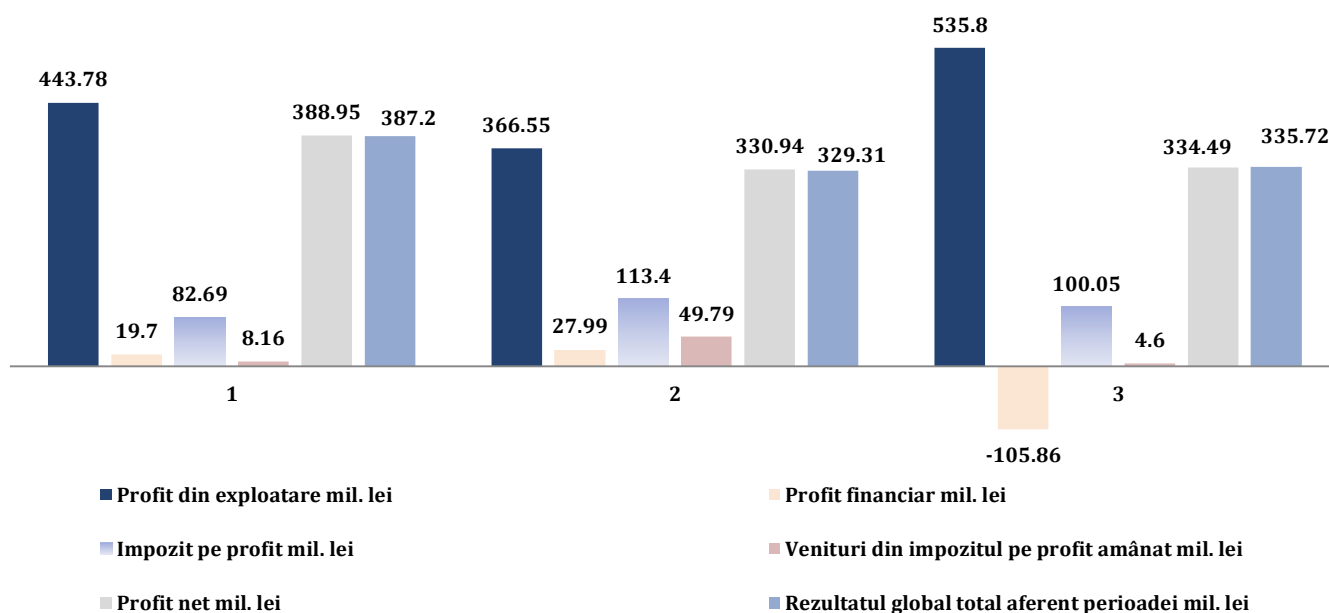
Tabel 4 - Evoluția indicatorilor de performanță operațională în perioada 2011-2013



Grafic 4 - Evoluția cifrei de afaceri în perioada 2011-2013



Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare în perioada 2011-2013



Grafic 6- Evoluția profitului net în perioada 2011-2013

2.2 Indicatori ai rezultatelor financiare

Activitatea economico-financiară a Transgaz în perioada 2011-2013 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinși în bugetele de venituri și cheltuieli anuale aprobate de Adunarea Generală a Acționarilor.

Principalii indicatori economico-financiar realizati în perioada 2011-2013 sunt prezentați în tabelul de mai jos:

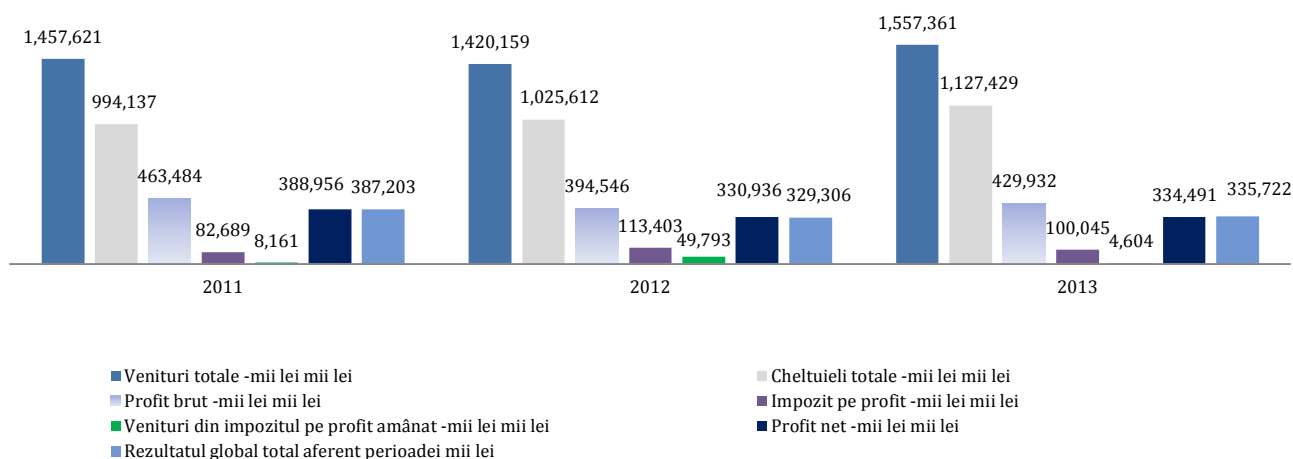
Nr. crt.	Indicator	UM	2011	2012	2013
1	Cifra de afaceri	mii lei	1.336.979	1.327.987	1.484.714
2	Venituri totale	mii lei	1.457.621	1.420.159	1.557.361
3	Cheltuieli totale	mii lei	994.137	1.025.612	1.127.429
4	Profit brut	mii lei	463.484	394.546	429.932
5	Impozit pe profit	mii lei	82.689	113.403	100.045
6	Venituri din impozitul pe profit amânat	mii lei	8.161	49.793	4.604
7	Profit net	mii lei	388.956	330.936	334.491
8	Câștigul/pierdereă actuarială aferentă perioadei	mii lei	-1.753	-1.631	1.231
9	Rezultatul global total aferent perioadei	mii lei	387.203	329.306	335.722
10	Gaze transportate	mii mc	12.820.532	12.273.575	11.258.941
11	Cheltuieli de investiții	mii lei	128.136	212.102	203.763
12	Cheltuieli de reabilitare	mii lei	111.458	104.259	61.176
13	Consum tehnologic	mii lei	133.898	118.925	95.500
14	Consum tehnologic	mii mc	278.577	239.199	160.140

Tabel 5 -Evoluția principalilor indicatori economico-financiar în perioada 2011-2013

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

Din totalul veniturilor realizate în anul 2013 circa 17% sunt realizate în valută, din activitatea de transport internațional al gazelor naturale.

La data de 31 decembrie 2013, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 267.151.451 lei, din care 8,03% reprezentau disponibilități denuminate în valută, majoritate în USD.

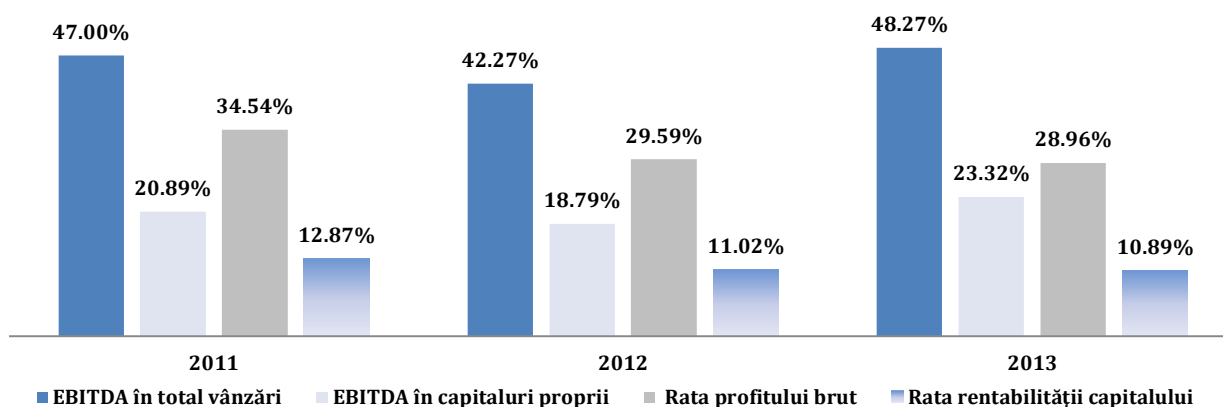


Grafic 7-Evoluția principalilor indicatori economico-financiarî în perioada 2011-2013

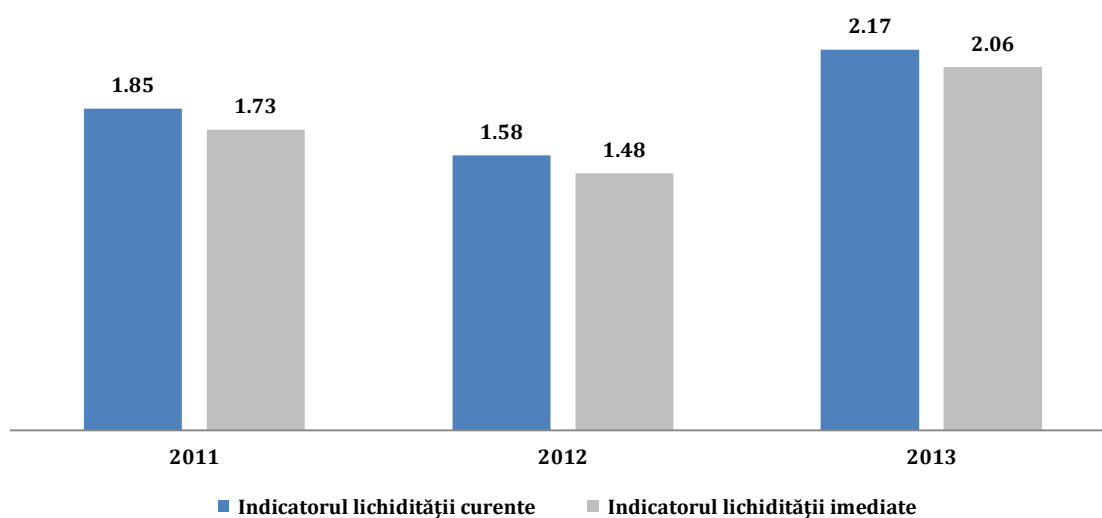
Performanțele Transgaz în perioada analizată se reflectă și în evoluția următorilor indicatori:

Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	2011	2012	2013
1.	Indicatori de profitabilitate				
	EBITDA în total vânzări	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Cifra de afaceri}}$	47.00%	42.27%	48.27%
	EBITDA în capitaluri proprii	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Capitaluri proprii}}$	20.89%	18.79%	23.32%
	Rata profitului brut	$\frac{\text{Profitul brut}}{\text{Cifra de afaceri}}$	34.54%	29.59%	28.96%
	Rata rentabilității capitalului	$\frac{\text{Profit net}}{\text{Capitaluri proprii}}$	12.87%	11.02%	10.89%
2.	Indicatori de lichiditate				
	Indicatorul lichidității curente	$\frac{\text{Active circulante}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	1.85	1.58	2.17
	Indicatorul lichidității imediate	$\frac{\text{Active circulante} - \text{Stocuri}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	1.73	1.48	2.06
3.	Indicatori de risc				
	Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat}}{\text{Capitaluri proprii}}$	2.39	1.61	0.78
	Rata de acoperire a dobânzii	$\frac{\text{EBIT}}{\text{Cheltuieli cu dobânda}}$	66.18	101.00	188.01
4.	Indicatori de gestiune				
	Viteza de rotație a debitorilor - clienți	$\frac{\text{Sold mediu clienți} \times 365 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	103.04	104.58	97.57
	Viteza de rotație a creditorilor - furnizori	$\frac{\text{Sold mediu furnizori} \times 365 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	39.34	32.46	22.41

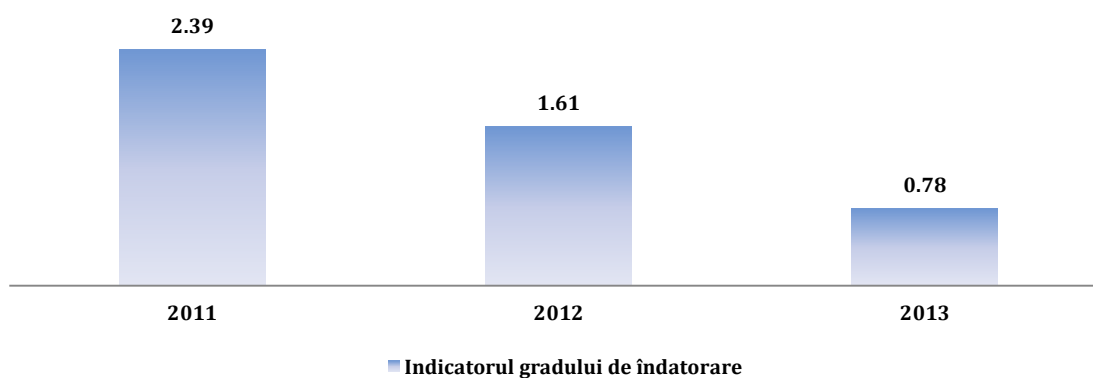
Tabel 6 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2011-2013



Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate în perioada 2011-2013



Grafic 9-Evoluția indicatorilor de lichiditate în perioada 2011-2013



Grafic 10-Evoluția indicatorilor de risc în perioada 2011-2013

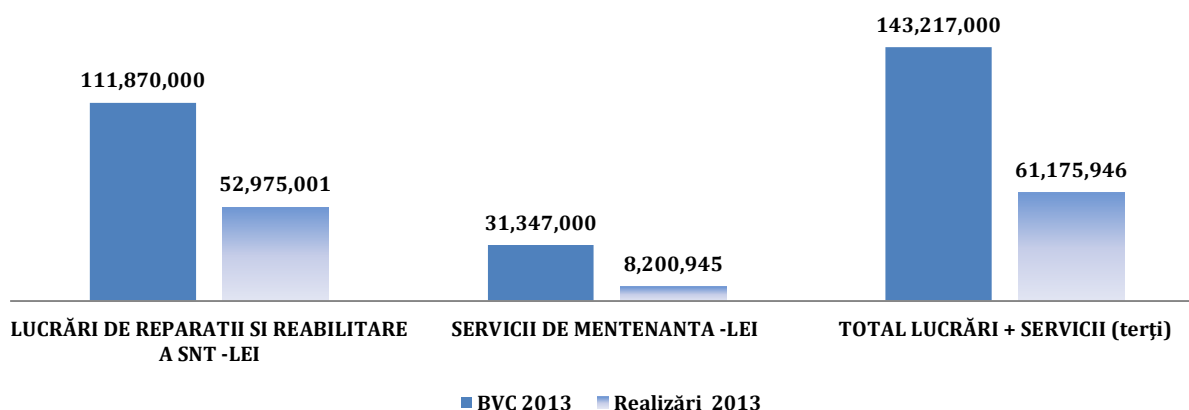
2.3 Indicatori ai activității investiționale

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

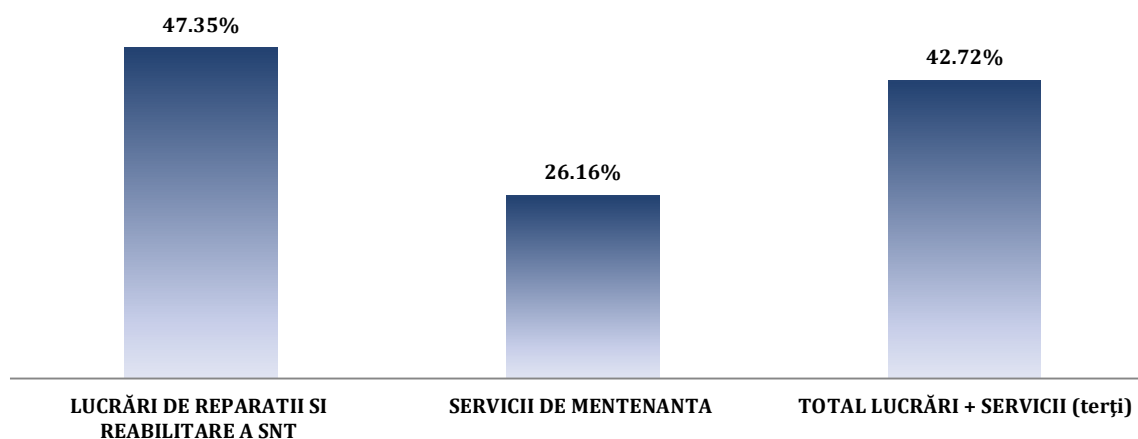
Realizarea programului de reparatii, reabilitare si asigurarea mentenantei SNT

Nr. crt.	Denumire capitol	BVC 2013	Realizări 2013	%
0	1	2	3	$4=3/2*100$
Cap. A. LUCRĂRI DE REPARATII ȘI REABILITARE A SNT (lei)				
1	Reparații programate conducte magistrale	108.740.000	52.845.160	48.60
2	Reabilitare Stații Reglare Măsurare (S.R.M.)	0	129.841	0,00
3	Reabilitare Noduri Tehnologice	0	0	0,00
4	Reabilitare Stații Comprimare	500.000	0	0,00
5	Reparații construcții speciale aferente SRM-urilor și SCV-urilor	500.000	0	0,00
6	Reabilitare Sisteme de protecție catodică (SPC)	500.000	0	0,00
7	Reparații și echipamente TC	130.000	0	0,00
8	Reparații clădiri	1.500.000	0	0,00
	TOTAL LUCRĂRI	111.870.000	52.975.001	47.35
Cap. B. SERVICII DE ASIGURARE A MENTENANȚEI SNT (lei)				
1	Servicii mentenanță	31.347.000	8.200.945	26.16
	TOTAL SERVICII	31.347.000	8.200.945	26.16
	TOTAL LUCRĂRI + SERVICII (terți)	143.217.000	61.175.946	42.72

Tabel 7 Realizarea Programului reparatii, reabilitare si asigurarea mentenantei SNT in anul 2013



Grafic 11- Nivelul de realizare al Programului reparatii, reabilitare si asigurarea mentenantei SNT în 2013



Grafic 12- Gradul de realizare al Programului reparatii, reabilitare si asigurarea mentenantei SNT în 2013

Valoarea Programului de reparatii, reabilitare si asigurarea mentenantei SNT pe anul 2013 a fost de 143.217.000 lei, la sfârșitul anului înregistrându-se realizări în valoare de 61.175.946 lei, reprezentând o îndeplinire a programului în proportie de 42.72%.

În cadrul acestor realizări sunt incluse în principal lucrările de reparații a 21,7 km de conducte, reabilitarea a 22,61 km de conducte si diverse servicii de reparatii agregate de comprimare, reparatii constructii speciale, diagnosticare conducte, etc.

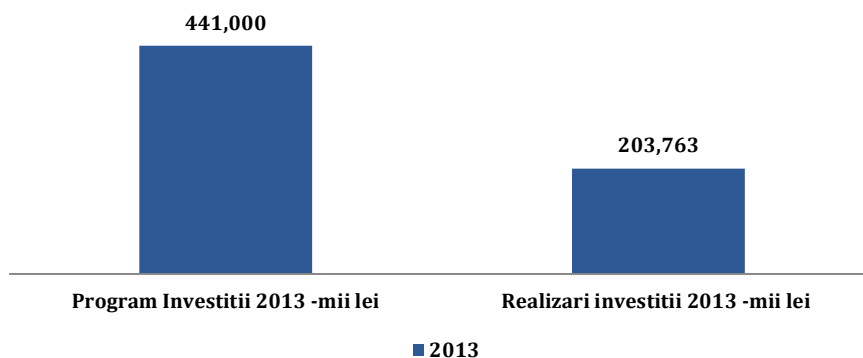
Cauzele care au condus la realizarea Programului de reparații, reabilitare si asigurarea mentenanței SNT pe anul 2013 în procent de numai 42.72% sunt prezentate în **Cap. 3.2.3 - Lucrari de reabilitare, reparații și mentenanță a SNT realizate vs program.**

Programul de investiții

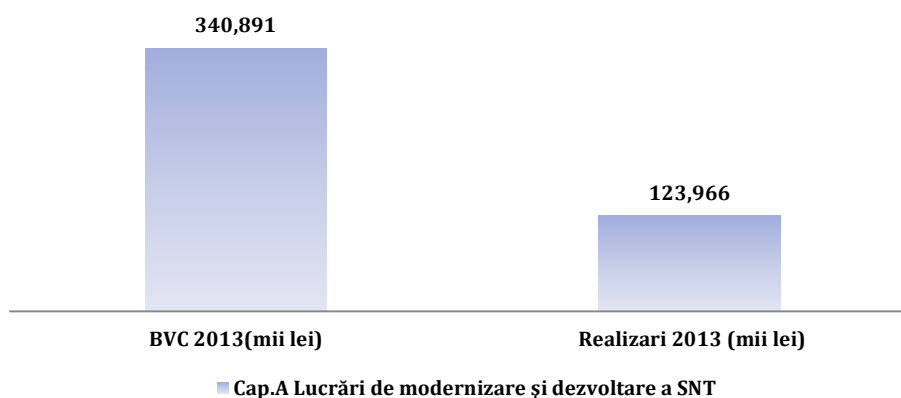
Capitol	Categoria de lucrări	BVC 2013		Realizări 2013		(%)
		Fizic (km)	Valoric (mii lei)	Fizic (km)	Valoric (mii lei)	
0	1	2	3	4	5	6=5/3*100
Cap.A	Lucrări de modernizare și dezvoltare a SNT	148.50	340.891	67.56	128.336	37.65
1	Modernizarea și re tehnologizarea SNT		205.726		48.143	23.40
1.1.	Modernizare instalații tehnologice aferente SNT (SRM, SCV, PM, NT)		15.500		3.971	25.62
1.2.	Sistem Comandă Achiziții Date		190.226		44.172	23.22
2	Dezvoltarea SNT și a instalațiilor aferente	148.50	135.165	67.56	80.193	59.33
2.1.	Conducte de transport gaze naturale	143.50	83.900	65.76	54.532	65.00
2.2.	Conducte de interconectare	5.00	17.225	1.80	12.880	74.78
2.3.	Stații de reglare măsurare		25.000		5.391	21.56
2.4.	Stații de protecție catodică		1.640		1.925	117.38
2.5.	Instalații și rețele electrice		500		448	89.60
2.6.	Lucrări aferente tehnologiei informației și telecomunicații		1.500		1.078	71.87
2.7.	Instalații de odorizare		3.000		3.548	118.27
2.8.	Instalații de filtrare		2.400		11	0.46
2.9	Lucrări hidrotehnice				380	x
Cap.B	Lucrări de modernizare și dezvoltare a bunurilor proprii	0.00	58.900	0.00	20.924	35.52
1	Lucrări de modernizare		2.000		349	17,45
2	Alte lucrări		31.900		2.513	7.88
3	Utilaje independente		20.000		17.739	88.70
4	Cheltuieli pentru studii și proiecte		5.000		323	6.46
Cap.C	Proiect NABUCCO	0.00	41.209	0.00	33.188	80.54
Cap.D	Lucrări executate conf. HG 1043 Regulamentul de acces la SNT	0.00	0	6.91	21.291	X
TOTAL INVESTIȚII PROGRAMATE		148.50	441.000	74.47	199.369	45.21
Terenuri		0.00	0	0.00	24	X
TOTAL GENERAL		148.50	441.000	74.47	203.763	46.20

Tabel 8- Realizarea Programului de investiții în anul 2013

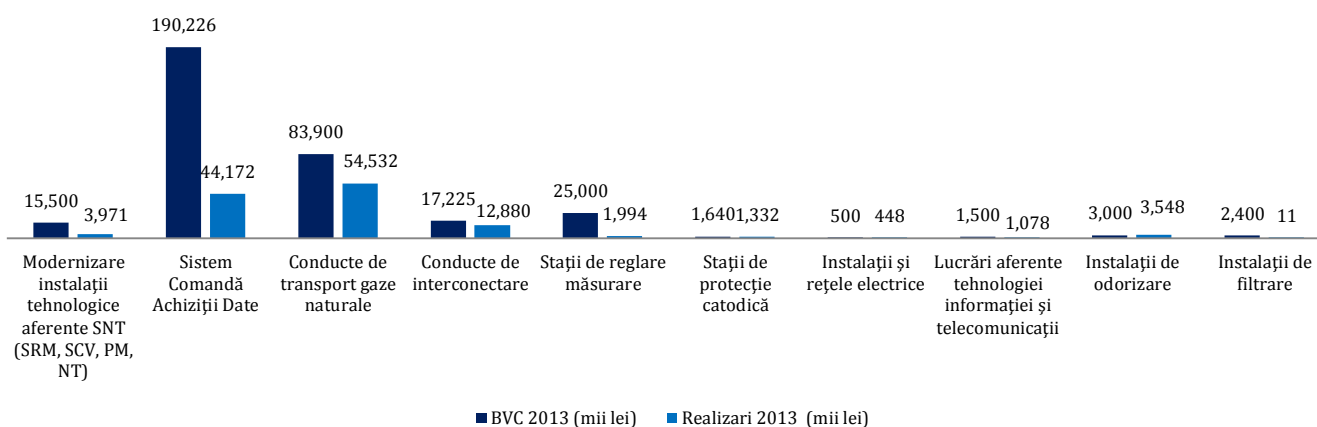
Valoarea cheltuielilor de investiții pentru anul 2013, aprobată în bugetul de venituri și cheltuieli pe 2013 a fost de 441.000 mii lei, valoarea realizărilor fiind de 203.763 mii lei, care include și suma de 21.291,41 mii lei, ce reprezintă instalațiile de racordare la SNT realizate în baza Regulamentului de acces la SNT aprobat prin HG nr.1043/2004. Gradul de îndeplinire al programului de modernizare și dezvoltare investiții pe anul 2013 a fost de 46.20%.



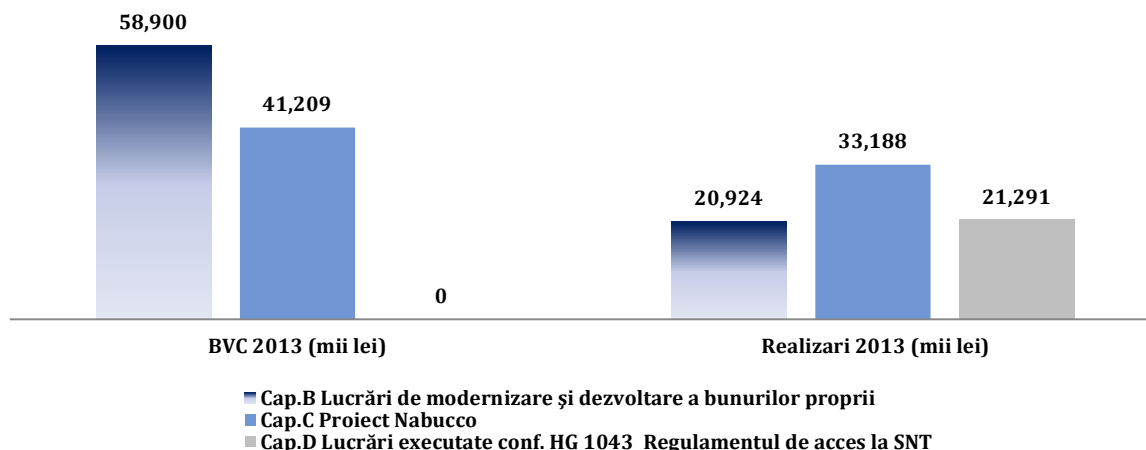
Grafic 13- Realizări investiții vs Program investiții în anul 2013



Grafic 14- Realizări vs program pentru Cap.A -lucrări de modernizare și dezvoltare a SNT în anul 2013



Grafic 15- Realizarea în structură a programului Cap.A -lucrări de modernizare și dezvoltare a SNT în anul 2013



Grafic 16- Realizări vs program pentru cap. B,C,D din programul de investiții 2013

Față de valoarea programată de 441.000 mii lei, valoarea totală a realizărilor este de 203.763 mii lei, ceea ce reprezintă o îndeplinire a programului (BVC) în proporție de 46.20 %. Cauzele îndeplinirii programului investițional în proporție de doar 46.20% constau în principal, în probleme de natură juridică privind accesul în teren, autorizații neobținute în timp util, schimbarea de către ANRMAP a procedurilor de validare a licitațiilor, neselectarea Proiectului Nabucco Vest ca rută de transport al gazelor naturale, ș.a.

Unul din obiectivele importante al Transgaz este implementarea Sistemului de comandă achiziții date (SCADA) la care în prezent este în derulare etapa 3 a proiectului, fiind realizate următoarele :

- punerea în comunicație a 601 de SRM-uri mici;
- testele de acceptanță la locație pentru 601 de SRM-uri mici;
- conectarea în SCADA a stației de import (Isaccea), inclusiv testele de acceptanță;
- conectarea în SCADA a 6 stații de tranzit (la Isaccea și Nergu Vodă), inclusiv testele de acceptanță;
- derularea lucrărilor la NT: Band, Lețcani, Stâlp 89 și Paltin și încheierea contractelor de execuție la nodurile Sărmașel, Corbu, Gherăiești, Racova și Ceanu Mare, iar la un număr de 12 noduri tehnologice se execută lucrări pentru adaptarea sistemului, în regie proprie prin Sucursala Mediaș (SIROS);
- derularea execuției lucrărilor de împrejmuire a robineților care au reglementată situația juridică a terenurilor.

În anul 2013 au fost puse în funcțiune obiective de investiții în valoare de 212.367 mii lei, din care cele mai importante sunt:

- Modernizare SMG Negru Vodă (reverse flow);
- Lucrări SCADA – conform contract cu RMG;
- Automatizări în noduri tehnologice;
- Conducta de transport gaze naturale Ø 16" Aghireșu - Huedin;
- Conducta de transport gaze naturale Ø 24" Mașloc - Recaș;
- Conducta de transport gaze naturale Ø 16" Vaslui – Iași (recepție parțială);
- Conducta de interconectare Giurgiu – Ruse (recepție etapa I – conductă terestră și SRM Giurgiu);
- Sediul administrativ Sector Bacău.

Situația cheltuielilor totale pentru investiții se prezintă astfel (mii lei):

	Program	Realizat
▪ Investiții, din care:	441.000	203.763
-Instalații de racordare la SNT	-	21.291
▪ Rambursări de credite pentru investiții	26.942	24.000
TOTAL CHELTUIELI PENTRU INVESTITII	467.942	227.763

Tabel 9-Situația cheltuielilor totale pentru investiții (mii lei):

Investițiile realizate au fost finanțate din următoarele surse (mii lei):

	Program	Realizat
▪ Profit net repartizat pentru finanțări proprii	130.942	127.507
▪ Amortizare și depreciere	210.463	164.763
▪ Tarif racordare la SNT		21.291
▪ Credite bancare	88.287	
▪ Alte surse (fonduri europene, Shah Deniz)	38.250	138.170
▪ Deficit an precedent		- 29.482
TOTAL SURSE DE FINANȚARE	467.942	422.249

Tabel 10-Surse de finanțare a investițiilor (mii lei)

Accesarea fondurilor comunitare

În anul 2013 s-au obținut încasări din finanțări nerambursabile în sumă de **39.147.126,25 lei** care reprezintă plăți intermediare pentru proiectul "**Implementarea unui Sistem de Supervizare și de Achiziție Automată a Datelor la Nivelul Întregului Sistem Național de Transport Gaz Metan-SCADA**".

În anul 2013, la solicitarea Comisiei Europene, Transgaz a rambursat suma de 7.500.022 Euro reprezentând asistența financiară comunitară pentru proiectul de interconectare a sistemelor de transport gaze naturale din România și Ungaria, pe direcția Arad-Szeged.

2.4 Indicatori de performanță managerială

În conformitate cu prevederile Capitolului 6 din Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017, intitulat "*Criterii și obiective de performanță*", criteriile și obiectivele de performanță sunt definite și stabilite după cum urmează:

- Criterii și obiective standard de performanță;
- Criterii și obiective de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației;
- Indicatori de măsură ai performanței serviciului de transport gaze naturale;
- Alți indicatori de performanță.

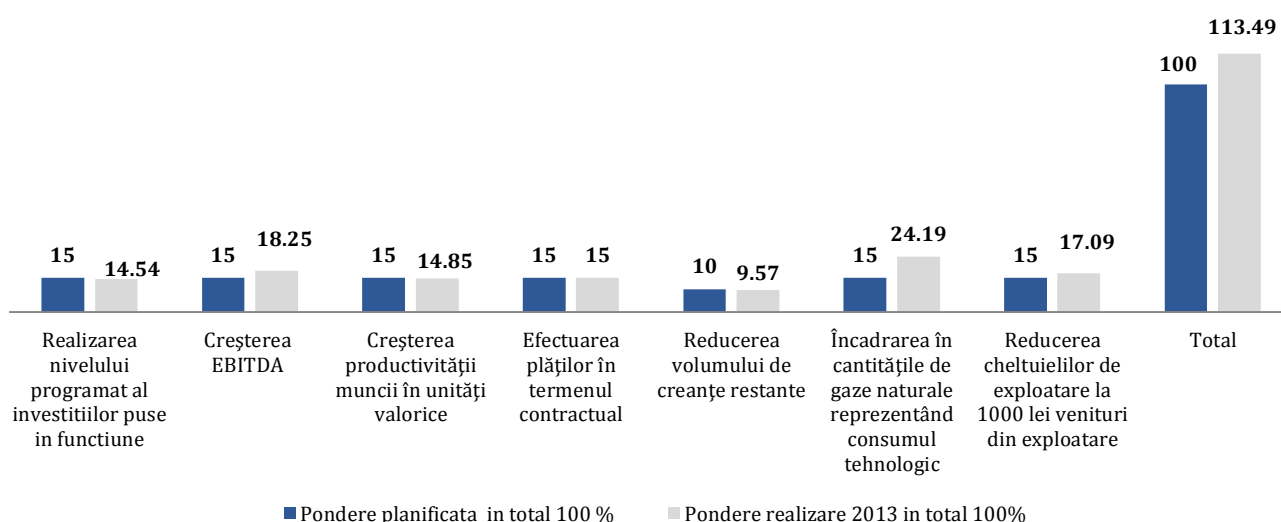
Criterii și obiective standard de performanță

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Plan de administrare 2013	Realizat 2013	Grad de realizare
Investitii puse în funcțiune -mii lei	Realizarea nivelului programat	219.028	212.367	96.96%
EBITDA -mii lei	Creșterea EBITDA	589.084	716.678	121.66%
Productivitatea muncii -lei/pers	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	303.621	300.610	99.01%
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 prețuri curente)	76.000	79.424	95.69%
Consumul tehnologic- %	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	100.00%	62%	161.29%
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	737.27	647	113.95%

Tabel 11 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță pentru anul 2013

Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Coefficient de ponderare %	Grad de realizare 2013 %	Nivel de realizare în 2013 în funcție de coeficientul de ponderare
1.	Investiții puse în funcțiune –mii lei	Realizarea nivelului programat	15	96.96	14.54
2.	EBITDA –mii lei	Creșterea EBITDA	15	121.66	18.25
3.	Productivitatea muncii –lei/pers	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	15	99.01	14.85
4.	Plăți restante-mii lei	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	15	100	15.00
5.	Creanțe restante –mii lei	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	10	95.69	9.57
6.	Consumul tehnologic %	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	15	161.29	24.19
7.	Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	15	113.95	17.09
TOTAL			100%		113.49%

Tabel 12 - Nivelul de realizare al indicatorilor standard de performanță pentru anul 2013

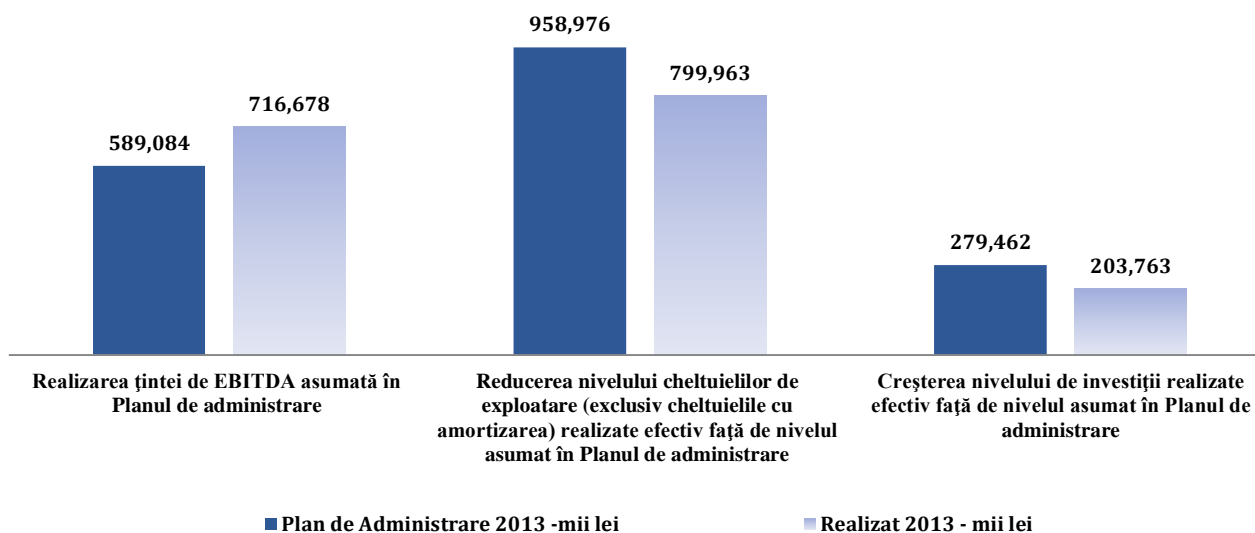


Grafic 17- Nivelul cumulat de realizare al indicatorilor standard de performanță în anul 2013

Criteria și obiective de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației

CRITERIU DE PERFORMANȚĂ	OBIECTIV DE PERFORMANȚĂ	Plan Administrare 2013	Realizat 2013	Grad de realizare %
EBITDA –mii lei	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare	589.084	716.678	121.66%
Cheltuieli de exploatare exclusiv amortizarea mii lei	Reducerea nivelului cheltuielilor de exploatare (exclusiv cheltuielile cu amortizarea) realizate efectiv față de nivelul asumat în Planul de administrare	958.976	799.963	119.88%
Investiții –mii lei	Creșterea nivelului de investiții realizate efectiv față de nivelul asumat în Planul de administrare	279.462	203.763	73.12%

Tabel 13- Gradul de realizare al indicatorilor de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației pentru anul 2013



Grafic 18 – Nivelul de realizare al indicatorilor de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2013

Indicatori de măsură ai performanței serviciului de transport gaze naturale

Standardul de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale, aprobat prin Decizia Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale nr. 1.361/13.12.2006 și publicat în MO 27 bis din 16 ianuarie 2007, cu modificările și completările ulterioare prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/24.04.2008, reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatorii de performanță pentru asigurarea serviciului de transport al gazelor naturale și a serviciilor auxiliare realizate de către operatorul sistemului de transport (OST).

Indicatorul de performanță (nr. articolului)	Obiectiv	Realizări 2013
IP1 –Rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la SNT (art.5)	98%	100%
IP2 –Realizarea instalației de racordare la SNT a solicitărilor de acces (art.6 lit(a) și (b))	98%	100%
IP4 – Informare cu privire la reluarea prestării serviciului (art.8 (1) lit.(a) și (b))	95%	100%
IP5 –Notificarea întreruperilor planificate în prestarea serviciului și reluarea acestuia (art.9 (1))	100%	100%
IP6 –Rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale (art.10 (1) lit (a) și (b))	98%	100%
IP7 –Rezolvarea sesizărilor referitoare la integritatea și funcționarea SNT în condiții de siguranță (art.11 alin(2))	95%	100%
IP8 –Obligațiile OST de informare a solicitanților/ utilizatorilor, decurgând din alte reglementări ale ANRGN (art.12)	95%	100%
IP11 – Indicatori de siguranță (art.15 (1) lit. (a)) RCA (art.15 (1) lit. (b)) NAP (art.15 (1) lit. (c)) NAP _T	maximum 8,3%	7,0%
	0.8	0.04
	0.1	0.00

Tabel 14 - Gradul de realizare al indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale pentru anul 2013

IP10-Tel Verde: 0800872674 se găsește pe pagina de internet a societății www.transgaz.ro

Numărul total de apeluri primite în anul **2013** -23 apeluri

Conținutul apelurilor:

- solicitare informații despre dividende – 2 apeluri;
- solicitare informații despre avize tehnice – 2 apeluri;
- despre activitatea SNTGN Transgaz SA Mediaș – 6 apeluri;
- informare eveniment – 1 apel;
- verificare funcționalitate TEL VERDE – 1 apel;
- greșeală - 11 apeluri.

Modul de soluționare a problemelor semnalate - Toate apelurile telefonice au fost rezolvate operativ.

Alți indicatori de performanță

În anul 2013, managementul companiei a întreprins o serie de măsuri organizaționale și tehnico-economice ce au permis atât optimizarea capitalului de imagine și reputațional al companiei în raport cu părțile interesate cât și dezvoltarea unui climat organizațional mult mai eficient, mai responsabil și mai transparent în ceea ce privește activitatea desfășurată și gestionarea resurselor angajate, alinierea la cerințele reglementărilor europene și naționale incidente activității de transport gaze naturale.

3. ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII

3.1 Analiza activității operaționale

3.1.1 Cadrul de reglementare

Obiectul principal de activitate al Transgaz are - **cod CAEN 4950 - Transporturi prin conducte** - activitate definită de lege ca fiind activitatea organizată pentru vehicularea gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) sau prin alte sisteme de transport.

De asemenea, Transgaz desfășoară complementar și alte activități conexe/secundare pentru susținerea obiectului principal de activitate în conformitate cu legislația în vigoare și Actul Constitutiv, actualizat.

Potrivit cadrului de reglementare aplicabil sectorului de gaze naturale, Transgaz desfășoară activitatea de transport al gazelor naturale în baza legislației sectoriale specifice, a Acordului de concesiune încheiat cu Agenția Națională de Resurse Minerale, aprobat prin H.G. nr.668/2002, cu modificările și completările ulterioare și a Licenței de operare a sistemului de transport al gazelor naturale nr.1933 acordată prin Decizia nr.3911/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE).

Activitatea de transport al gazelor naturale constituie serviciu public de interes național fiind inclusă în segmentul reglementat al pieței interne de gaze naturale. Serviciul de transport este prestat în regim de monopol natural pe bază de tarif stabilit de către ANRE.

Contractele pentru prestarea serviciilor de transport se încheie, de regulă, pe o perioadă de un an gazier, pe baza contractului cadru anexă la Codul rețelei pentru Sistemul Național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul presedintelui ANRE nr.16/27 martie 2013 cu modificările și completările ulterioare.

Un alt act normativ cu importanță deosebită asupra activității Transgaz îl reprezintă Ordinul ANRE nr.34/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale.

3.1.2 Activitatea de transport intern al gazelor naturale

Activitatea de transport al gazelor naturale este reglementată de către ANRE prin Ordinul nr.22/25 mai 2012 de aprobare a *Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale*.

În cursul anului 2013 tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza următoarelor acte normative:

- Ordin ANRE nr. 76/27 august 2009 aplicat în perioada 1 ian. 2013 – 31 mar.2013;
- Ordin ANRE nr. 13/13 martie 2013 aplicat în perioada 1 apr.2013 – 30 iun. 2013;
- Ordin ANRE nr. 39/19 iunie 2013 aplicat în perioada 1 iul. 2013 – 31 dec. 2013;

Serviciul transport gaze naturale asigură îndeplinirea sarcinilor ce revin Transgaz din programul propriu și anume, de a oferi utilizatorilor rețelei servicii de acces la SNT pe baza unor condiții și clauze contractuale echivalente, nediscriminatorii și transparente.

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

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

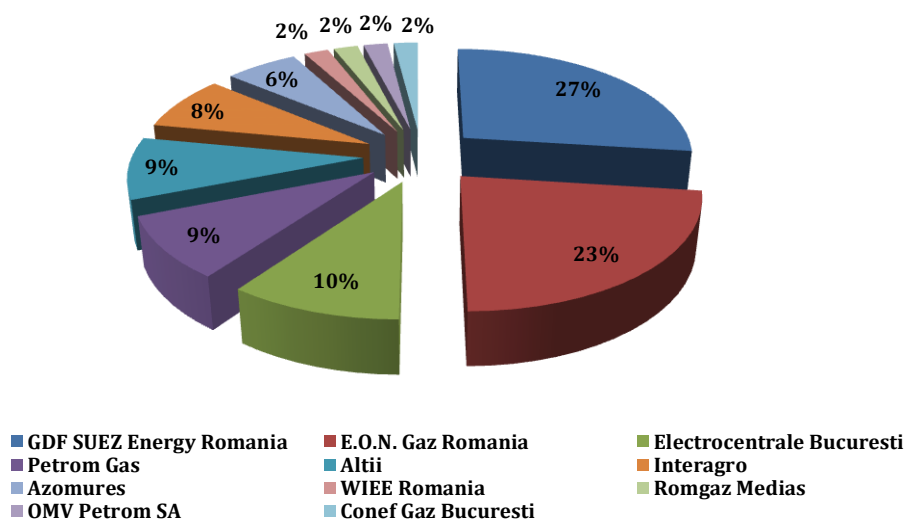
Transportul cantităților de gaze naturale se realizează de la punctele de predare/preluare comercială de la intrarea în SNT până la punctele de predare/preluare comercială de la ieșirea din SNT, *gazele naturale necesare acoperirii pierderilor din SNT fiind în responsabilitatea Transgaz*.

Prin serviciile de transport contractate pe perioada anului 2013 s-a realizat transportul cantității totale de **119.741.363,083 MWh**, capacitatea rezervată în acest scop fiind **35.419,829 MWh/h capacitate fermă și 314,955 MWh/h capacitate întreruptibilă**.

Pentru acoperirea pierderilor din SNT precum și pentru consumul tehnologic propriu în anul 2013, Transgaz a achiziționat o cantitate de **1.662.340,332 MWh (160.139,982 mii mc)** gaze naturale.

În conformitate cu prevederile *Ordinului ANRE nr.76/23.10.2013 privind aprobarea nivelului stocului de gaze naturale aferent SNTGN Transgaz SA, art.3, alin.1*, au fost contractate serviciile de rezervare de capacitate în depozitele de înmagazinare subterană pentru menținerea în stoc a cantității de **212.000 MWh** gaze naturale, destinate asigurării echilibrării sistemului și exploatării în condiții de siguranță a acestuia.

Ponderea celor mai importanți beneficiari ai serviciului de transport intern al gazelor naturale în anul 2013 este prezentată în graficul de mai jos:



Grafic 19 – Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în anul 2013

3.1.3 Activitatea de transport internațional al gazelor naturale

Activitatea de transport internațional al gazelor naturale, pentru că se desfășoară prin conducte dedicate care nu sunt interconectate cu sistemul național de transport (SNT), *nu este considerată activitate reglementată, iar tarifele au fost stabilite pe baze comerciale prin negocieri între părți.*

Activitatea de transport internațional gaze naturale asigură tranzitarea gazelor naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări, prin intermediul a trei conducte magistrale, între Isaccea și Negru-Vodă. Această activitate se desfășoară în baza a trei contracte încheiate între Transgaz și Bulgargaz EAD (Bulgaria), respectiv Gazprom Export (Federația Rusă). Cadrul legal pentru încheierea contractelor îl constituie următoarele acorduri interguvernamentale:

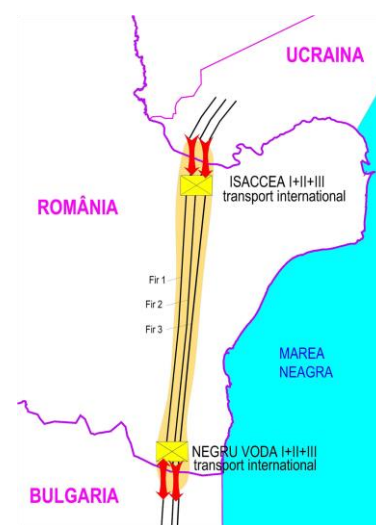


Fig.1- Conductele de transport internațional gaze naturale

- Convenția privind construirea unei conducte pe teritoriul R.S.R. pentru tranzitarea de gaze din U.R.S.S. în R.P. Bulgaria, semnată la data de 29 noiembrie 1970;
- Convenția între guvernele R.S.R. și U.R.S.S. privind tranzitul pe teritoriul R.S.R. a gazelor naturale din U.R.S.S. către Turcia, Grecia și alte țări, semnată la data de 29 decembrie 1986;
- Convenția între guvernele României și Federației Ruse privind extinderea capacității conductelor de tranzit gaze naturale pe teritoriul României, pentru creșterea livrărilor de gaze naturale din Federația Rusă în terțe țări și în România, semnată la data de 25 octombrie 1996;

- Acordul de cooperare în sectorul energetic încheiat în 29 octombrie 2002 între Ministerul Energiei și Resurselor Energetice din Bulgaria și Ministerul Industriei și Resurselor din România.

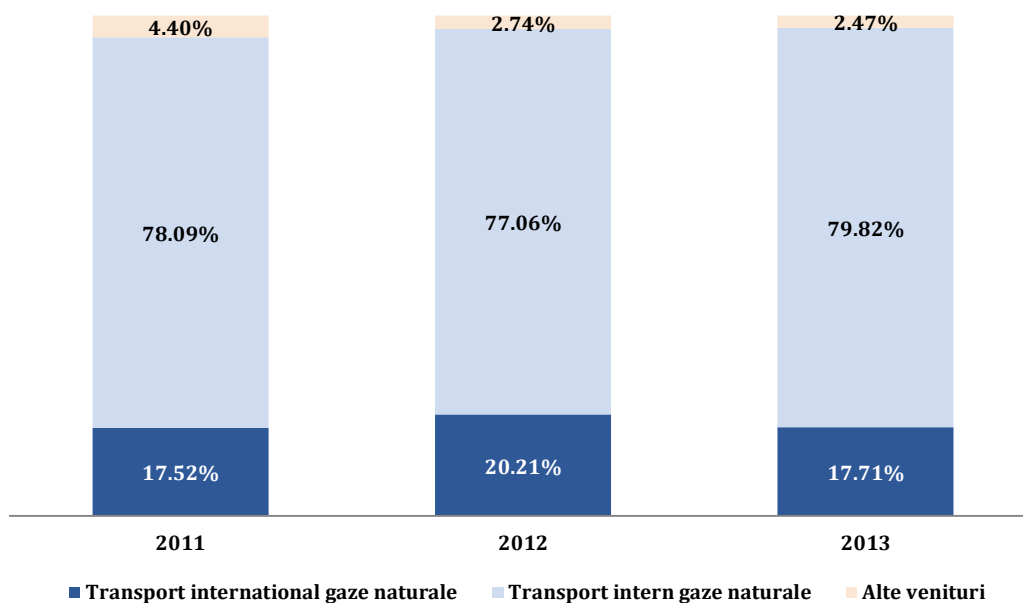
Convențiile încheiate cu partea rusă au fost denunțate prin H.G. nr.1278/27 decembrie 2011, în baza prevederilor art.351, alin.2 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene. Durata de valabilitate a celor trei contracte este următoarea:

- Contractul nr.10.726 din 19 octombrie 2005, încheiat cu Bulgargaz EAD Bulgaria, valabil până la data de 31 decembrie 2016;
- Contractul nr.2102-06 din 3 iunie 1987 valabil până la data de 31 decembrie 2011, prelungit prin două acte adiționale până la data de 31 decembrie 2015;
- Contractul nr.643/00157629/210247 din 24 septembrie 1999, valabil până la data de 31 decembrie 2023.

Conform prevederilor din contractele menționate, plata serviciilor se face în valută, în funcție de capacitatea comandată (contracte tip “*ship or pay*”).

3.1.4 Alte activități

Alte activități cu o contribuție marginală la cifra de afaceri a societății sunt reprezentate de vânzările de active, chiriile și redevențele. Ponderea principalelor activități în veniturile din exploatare este prezentată grafic mai jos:



Grafic 20- Evoluția ponderii principalelor activități în veniturile din exploatare în perioada 2011-2013

3.1.5 Evaluarea activității de prestare a serviciului de transport gaze naturale

Transgaz este singurul operator de transport gaze naturale din România. În tabelul de mai jos este prezentată evoluția prestărilor serviciilor de transport intern și internațional al gazelor naturale pentru perioada 2011-2013.

Specificații	Realizări (mii lei)			Dinamica (%)		
	2011	2012	2013			
1	2	3	4	5=3/2*100	6=4/3*100	7=4/2*100
Venituri din activitatea de transport intern	1.092.023	1.052.112	1.210.480	96.35	115.05	110.85
Venituri din activitatea de transport internațional	244.956	275.875	268.537	112.62	97.34	109.63

Tabel 15 - Evoluția veniturilor din transportul intern și internațional al gazelor naturale în perioada 2011-2013

Activitatea de transport gaze naturale prin SNT vizează peste 90% din gazele naturale consumate în România și din acest motiv se poate considera că societatea nu se confruntă cu situații concurențiale în domeniu, nu depinde în mod semnificativ de un client sau un grup de clienți din portofoliul său.

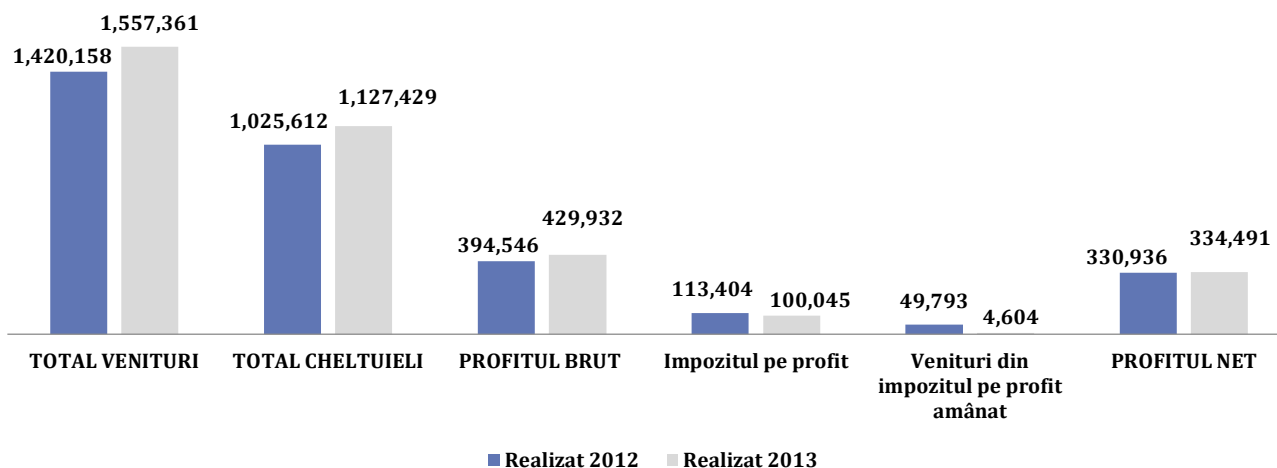
Realizări 2013 versus Realizări 2012

Situația rezultatelor financiare realizate la 31 decembrie 2013 față de realizările perioadei similare ale anului 2012 este prezentată în tabelul de mai jos:

mii lei

Denumirea	Realizat 2012	Realizat 2013	Crestere
1	2	3	4=3/2x100-100
Venituri din activitatea de exploatare	1.365.369	1.516.640	11%
Venituri financiare	54.789	40.721	-26%
TOTAL VENITURI	1.420.158	1.557.361	10%
Cheltuieli de exploatare	998.817	980.843	-2%
Cheltuieli financiare	26.795	146.586	447%
TOTAL CHELTUIELI	1.025.612	1.127.429	10%
PROFITUL BRUT (rd.3.-rd.6.)-total, din care:	394.546	429.932	9%
☝ din exploatare	366.552	535.798	46%
☝ din activitatea financiară	27.994	-105.865	X
Impozitul pe profit	113.404	100.045	-12%
Venituri din impozitul pe profit amânat	49.793	4.604	-91%
PROFITUL NET	330.936	334.491	1%

Tabel 16- Rezultate financiare 2013 vs rezultate financiare 2012



Grafic 21 - Rezultate financiare 2013 vs rezultate financiare 2012 (mii lei)

Veniturile totale cresc cu **10%** față de realizările anului 2012, înregistrându-se o depășire de **137.202 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- *tariful de rezervare capacitate* mai mare față de anul 2012 cu 0,812 lei/MWh, cu o influență pozitivă de **253.026 mii lei**;
- *cantitatea de gaze transportate* mai mică cu 10.725.281 MWh/1.014.634 mii mc (8%), cu o influență negativă de **80.440 mii lei**;
- *componenta volumetrică a tarifului de transport* mai mică 0,076 lei/MWh, cu o influență negativă de **9.159 mii lei**;
- *veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale* mai mici față de anul 2012 cu **7.338 mii lei**, din cauza unui curs mediu de schimb lei/EURO, respectiv lei/USD, mai mic decât cel realizat în anul 2012;
- *veniturile financiare* cu o influență negativă de **14.068 mii lei** pe seama diminuării depozitelor bancare ale societății.

Cheltuielile totale cresc cu **10%** față de anul 2012, nivelul acestora fiind cu **101.817 mii lei** mai mare.

Cheltuielile de exploatare sunt mai mici cu 2% față de anul 2012, respectiv cu **17.975 mii lei**.

S-au înregistrat economii de 101.416 mii lei, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- ☞ **consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport - 23.425 mii lei datorită a doi factori:**
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de anul 2012 cu 879.325 MWh/79.082 mii mc (35%), cu o influență favorabilă de 41.144 mii lei;
 - pretul mediu de achiziție estimat pe anul 2013 mai mare față anul 2012 cu 10,659 lei/MWh, cu o influență negativă de 17.719 mii lei;
- ☞ **lucrări și servicii executate de terți: 38.223 mii lei;**
- ☞ **alte cheltuieli de exploatare: 38.063 mii lei pe seama cheltuielilor cu provizioanele mai mari în anul 2012.**

S-au înregistrat depășiri de 83.441 mii lei, din care menționăm următoarele elemente de cheltuieli:

- ☛ impozit monopol: 40.121 mii lei;
- ☛ amortizarea mijloacelor fixe: 16.340 mii lei;
- ☛ cheltuieli cu personalul: 11.244 mii lei;
- ☛ redeventa pentru concesiunea SNT: 15.103 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o depășire de **119.791 mii lei** pe seama provizionului de 132.591 mii lei constituit pentru deprecierea participației Transgaz la capitalul social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH, consecință a neselectării proiectului Nabucco Vest ca rută de transport a gazelor naturale, astfel:

- suma de 110.671 mii lei reprezentând contribuția din surse proprii Transgaz;
- suma de 21.920 mii lei reprezentând finanțare din partea consorțiului Shah Deniz.

Comparativ cu realizările la 31 decembrie 2012 profitul brut pe anul 2013 este mai mare cu 9%, respectiv cu 35.386 mii lei.

Realizări 2013 versus Buget 2013

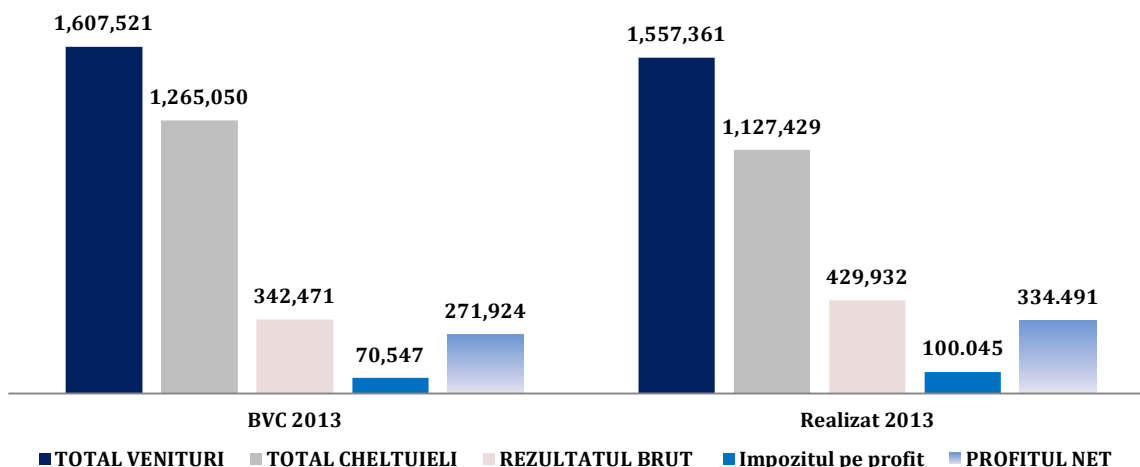
Fundamentarea indicatorilor din Bugetul de venituri si cheltuieli pe anul 2013 aprobat s-a efectuat în conformitate cu prevederile legale în vigoare la data elaborării fără a tine cont de normele privind aplicarea IFRS-UE.

Principalii indicatori economico-financiar estimati pentru anul 2013, comparativ cu prevederile din BVC sunt prezentați în tabelul de mai jos:

mii lei

Denumirea	BVC 2013	Realizat 2013 IFRS	Crestere
1	2	3	$4=3/2 \times 100 - 100$
Venituri din activitatea de exploatare	1.561.638	1.516.640	-3%
Venituri financiare	45.883	40.721	-11%
TOTAL VENITURI	1.607.521	1.557.361	-3%
Cheltuieli de exploatare	1.232.866	980.843	-20%
Cheltuieli financiare	32.184	146.586	355%
TOTAL CHELTUIELI	1.265.050	1.127.429	-11%
REZULTATUL BRUT (rd.3.- rd.6.), din care:	342.471	429.932	26%
☛ din exploatare	328.772	535.798	63%
☛ din activitatea financiară	13.699	-105.865	x
Impozitul pe profit	70.547	100.045	42%
Venituri din impozitul pe profit amânat		4.604	X
PROFITUL NET	271.924	334.491	23%

Tabel 17 - Rezultate financiare 2013 vs Buget 2013



Grafic 22- Rezultate financiare 2013 vs Buget 2013 (mii lei)

Veniturile totale sunt mai mici cu **3%** față de prevederile BVC, înregistrându-se o scădere de **50.160 mii lei**.

Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- Serviciile de transport gaze care au înregistrat o scădere de **37.566 mii lei**, din cauza:
 - *tarifului de rezervare capacitate* mai mare față de cel planificat cu 0,813 lei/MWh/oră, cu o influență pozitivă de **253.026 mii lei**;
 - *cantității de gaze transportate* mai mică față de cea planificată cu 24.444.035 MWh/2.334.477 mii mc (17%) cu o influență negativă de **199.252 mii lei**;
 - *tarifului volumetric de transport* mai mic față de cel planificat cu 0,728 lei/MWh, cu o influență negativă de **87.152 mii lei**.

Mentionăm că, odată cu aprobarea de către ANRE de noi tarife de transport începând cu 1 aprilie 2013, ponderea cheltuielilor fixe în venitul total a crescut de la 6% la 35% și ca urmare a crescut componenta de rezervare a capacității a tarifului de transport, respectiv a scăzut componenta volumetrică.

- Veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale înregistrează o scădere de **10.525 mii lei** din cauza unui curs mediu de schimb lei/EURO respectiv lei/USD mai mic decât cel prognozat;
- Alte venituri din exploatare înregistrează o diferență favorabilă de **3.094 mii lei**;
- Veniturile financiare au înregistrat o scădere față de nivelul din BVC de **5.162 mii lei** (venituri din dobânzi și diferențe de curs) cauzată de nivelul mai scăzut al depozitelor bancare ale societății față de cel estimat.

Cheltuielile totale înregistrează o scădere de **11%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **137.621 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

Cheltuielile de exploatare sunt mai scăzute cu 20% față de BVC aprobat, respectiv cu **252.023 mii lei**.

S-au înregistrat economii de 257.483 mii lei, în principal, la **următoarele elemente de cheltuieli**:

- ☞ consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport **88.316 mii lei**, datorită a doi factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 1.480.373 MWh/136.146 mii mc (47%), cu o influență favorabilă de 86.586 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mic față de cel prevăzut în BVC cu 1,040 lei/MWh cu o influență pozitivă de 1.729 mii lei;

- ☞ amortizare: 40.181 mii lei. Diminuarea amortizării a fost determinată de evaluarea imobilizărilor la cost istoric inflatat și de aplicarea prevederilor IFRIC 12 "Angajamente de concesiune a serviciilor", ca urmare a aplicării de către Transgaz a Standardelor Internaționale de Raportare Financiară începând cu anul 2012, în conformitate cu prevederile Ordinului MFP nr. 881/2012 *privind aplicarea de către societățile comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată a Standardelor Internaționale de Raportare Financiară*;

- ☞ lucrări și servicii terți: 84.373 mii lei;
- ☞ cheltuieli cu personalul: 20.363 mii lei;
- ☞ cheltuieli cu materialele: 16.644 mii lei;
- ☞ alte impozite și taxe: 1.522 mii lei;
- ☞ impozitul pe monopol: 5.699 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 5.460 mii lei, în principal pe seama altor cheltuieli de exploatare.

Cheltuielile financiare au depășit nivelul prevăzut în BVC cu **114.402 mii lei** din cauza constituirii provizionului pentru deprecierea activelor financiare ca urmare a neselectării proiectului Nabucco Vest ca rută de transport al gazelor naturale.

Profitul brut este cu 26% mai mare față de program, nivelul acestuia fiind cu 87.462 mii lei superior prevederilor din BVC, iar profitul net cu 23% mai mare, respectiv cu 62.567 mii lei decât cel programat.

Realizări 2013 versus plan de administrare 2013

Principalii indicatori economico-financiari realizați pentru anul 2013, comparativ cu planul de administrare al SNTGN Transgaz SA pe anul 2013 aprobat prin Hotărârea AGOA nr.9/23 septembrie 2013 sunt prezentați în tabelul de mai jos:

mii lei

Nr. crt.	Denumirea	Plan de administrare	Realizat 2013	Creștere
0	1	2	3	$4=3/2 \times 100 - 100$
1.	Venituri din activitatea de exploatare	1.548.060	1.516.640	-2%
2.	Venituri financiare	22.264	40.721	83%
3.	TOTAL VENITURI	1.570.324	1.557.361	-1%
4.	Cheltuieli de exploatare	1.141.342	980.843	-14%
5.	Cheltuieli financiare	132.415	146.586	11%
6.	TOTAL CHELTUIELI	1.273.757	1.127.429	-11%
7.	REZULTATUL BRUT (rd.3.-rd.6.), din care:	296.567	429.932	45%
	☛ din exploatare	406.718	535.797	32%
	☛ din activitatea financiară	-110.151	-105.865	X
8.	Impozitul pe profit	71.703	100.045	40%
9.	Venituri din impozitul pe profit amânat	5.281	4.604	-13%
9.	PROFITUL NET	230.146	334.491	45%

Tabel 18 - Realizări 2013 vs Plan de administrare

Veniturile totale realizate sunt mai mici cu **1%** față de programul de administrare înregistrându-se o nerealizare de **12.962 mii lei**.

Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- Serviciile de transport de gaze naturale care au înregistrat o scădere de **19.410 mii lei** determinată, în principal, de cantitatea de gaze transportată mai mică cu 2.681.932 MWh față de plan;
- Veniturile din serviciile de transport internațional de gaze naturale înregistrează o scădere de **4.496 mii lei** din cauza unui curs mediu de schimb lei/EURO, respectiv lei/USD, mai mic decât cel prognozat;
- Alte venituri din exploatare înregistrează o diferență nefavorabilă de **7.514 mii lei**;
- Veniturile financiare au înregistrat o creștere față de nivelul din planul de administrare de **18.457 mii lei** în principal pe seama finanțării primite de la Shah Deniz pentru majorare capital Nabucco.

Cheltuielile totale realizate sunt cu **11%** mai mici față de planul de administrare aprobat, nivelul acestora fiind cu **146.328 mii lei** mai mic.

Cheltuielile de exploatare sunt mai mici cu 14% față de nivelul din planul de administrare.

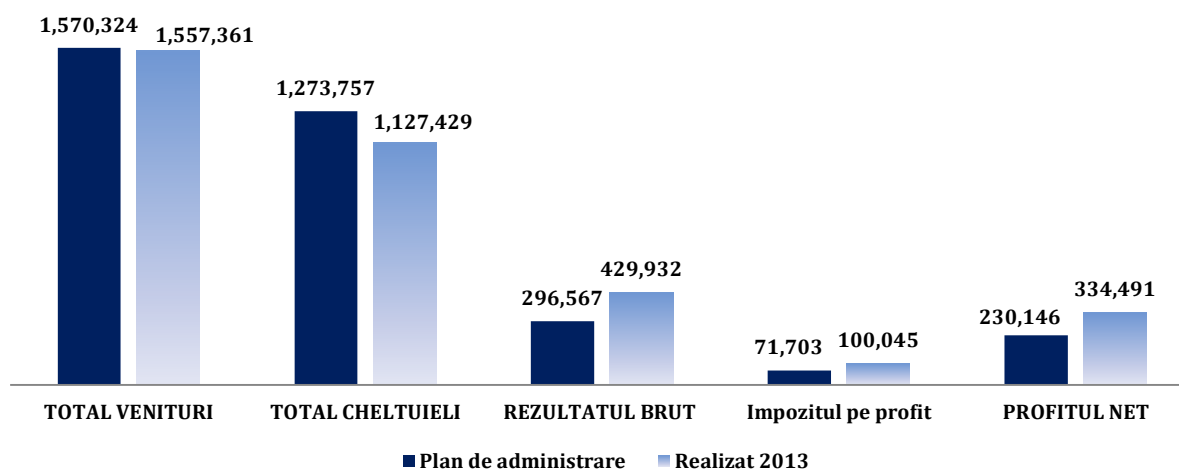
S-au înregistrat economii de **164.440 mii lei**, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- 👉 consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport 68.898 mii lei, datorită a doi factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 1.035.200 MWh, cu o influență favorabilă de 63.089 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mic cu 3,49 lei/MWh cu o influență pozitivă de 5.809 mii lei;
- 👉 lucrări și servicii terți: 63.990 mii lei;
- 👉 cheltuieli cu materialele: 4.016 mii lei;
- 👉 cheltuieli cu alte impozite și taxe: 686 mii lei;
- 👉 redevență concesiune SNT: 2.391 mii lei;
- 👉 impozitul pe monopol: 2.342 mii lei.

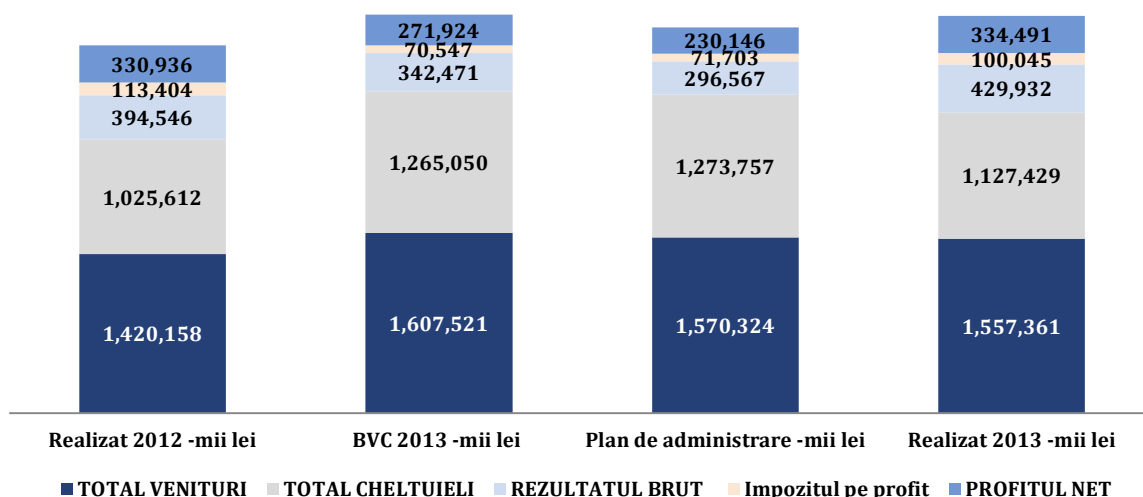
S-au înregistrat depășiri de **3.941 mii lei** la taxa de acordare licență pentru operarea SNT (263 mii lei) și alte costuri de exploatare (3.639 mii lei).

Cheltuielile financiare sunt mai mari față de nivelul din planul de administrare cu 14.171 mii lei, în principal pe seama provizionului aferent finanțării primite de la Shah Deniz pentru majorare capital Nabucco.

Profitul brut este cu **45%** mai mare față de planul de administrare, nivelul acestuia fiind cu **133.366 mii lei** superior, iar **profitul net** cu **45%**, respectiv cu **104.345 mii lei**.



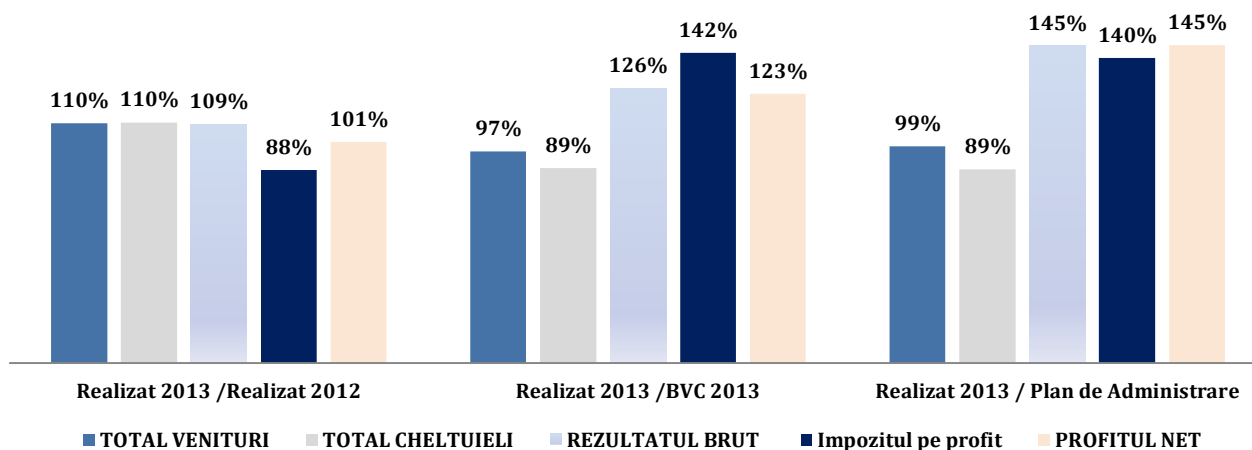
Grafic 23 - Realizări 2013 vs Plan de administrare (mii lei)



Grafic 24 – Realizări 2013 vs Realizări 2012, BVC 2013, Plan de Administrare

	Realizat 2013/ Realizat 2012	Realizat 2013 / BVC 2013	Realizat 2013 / Plan de Administrare
TOTAL VENITURI	110%	97%	99%
TOTAL CHELTUIELI	110%	89%	89%
REZULTATUL BRUT	109%	126%	145%
Impozitul pe profit	88%	142%	140%
PROFITUL NET	101%	123%	145%

Tabel 19 – Realizări 2013 în vs nivel realizări 2012, BVC 2013, Plan de administrare (%)



Grafic 25 - Realizări 2013 în vs nivel realizări 2012, BVC 2013, Plan de administrare (%)

3.1.6 Evaluarea activității de proiectare-cercetare

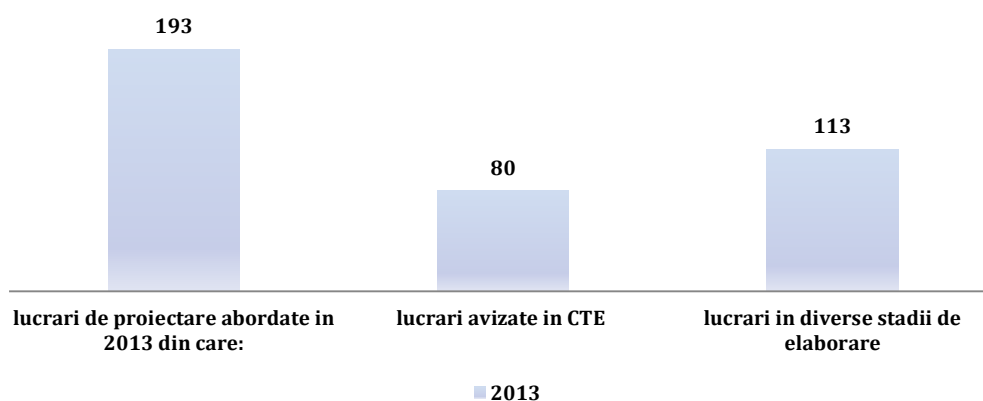
Activitatea departamentului de proiectare-cercetare în anul 2013 s-a desfășurat pe două direcții: proiectare și cercetare științifică.

Activitatea de proiectare

În cursul anului 2013 în cadrul departamentului s-au abordat un număr de 193 lucrări de proiectare dintre care s-au avizat în CTE Transgaz un număr de 80 lucrări cu o valoare totală a investiției de 205.568.562 lei, după cum urmează:

- 3 Studii de soluție;
- 71 lucrări de investiții;
- 4 lucrări de mentenanță;
- 2 lucrări de acord acces la SNT;

restul lucrărilor fiind în diverse stadii de elaborare.



Grafic 26- Numărul lucrărilor de proiectare abordate și avizate în CTE Transgaz în anul 2013

Lucrări importante abordate:

- În cadrul **proiectului SCADA** s-au elaborat proiecte tehnice pentru 34 noduri tehnologice aferente etapei a III-a;
- **Conducta de interconectare Ungheni-Iași** în vederea asigurării interconectării sistemelor naționale de transport gaze naturale ale României cu Republica Moldova;
- **Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria-** s-a finalizat studiul de fezabilitate și s-au demarat lucrările pentru elaborarea studiului de fezabilitate. În paralel s-a abordat **proiectul tehnic privind Conducta de transport gaze naturale Ø 32" Băcia - Hațeg -Recaș;**
- **Modernizare stație turbocompresoare Șinca și instalații aferente** s-a demarat elaborarea studiului de fezabilitate.

De asemenea, în cursul anului 2013 s-a acordat asistență tehnică lucrărilor aflate în execuție.

În ce privește **Proiectarea conductei Nabucco pe teritoriul României** activitățile desfășurate pe parcursul anului 2013 de către Departamentul Proiectare și Cercetare au fost:

- Finalizarea traseului conductei;
- Obținerea de avize și acorduri de la autoritățile relevante

În data de 17.10.2013 s-a semnat Acordul de reziliere între Compania Nabucco Gas Pipeline International GmbH și Consorțiul format din SNTGN Transgaz SA Mediaș, SC Petrostar SA Ploiești și SC Gazproiect SA Brașov (Asociația TPG).

Ca urmare s-au desfășurat activități de management de proiect (încheiere acte adiționale și acorduri de reziliere cu Compania Nabucco și cu subcontractorii de specialitate, protocoale cu membrii Asociației de Proiectare, negocieri etc.).

SNTGN Transgaz SA prin Departamentul Proiectare Cercetare a încasat în cursul anului 2013:

- 365.194,99 EUR - din activitatea de proiectare și management de proiect ;
- 302.106,24 EUR - urmare a încheierii cu membrii Asociației TPG a Protocolului privind alocarea și repartizarea procentuală a fondului de rezervă aferent Scopului Extins de lucru (inclusiv subtraversare Dunăre) din contractul de proiectare locală a conductei Nabucco pe teritoriul României

Activitatea de cercetare

S-a desfășurat conform **Programului de Cercetare Științifică, Inovare Tehnologică și Standardizare pe anul 2013** și a cuprins 14 teme de cercetare, dintre care 2 au fost teme aflate în derulare din anii 2010-2011, iar celelalte 12 au constituit teme noi pe anul 2013.

În cursul anului s-a finalizat o temă privind utilizarea surselor de energie neconvențională pentru alimentarea cu energie electrică a echipamentelor și instalațiilor din SNT cu o valoare de 300.000 lei.

În cadrul departamentului a fost demarată tema privind elaborarea de cerințe tehnice la proiectarea instalațiilor tehnologice aferente SNT, cu o valoare totală de 450.000 lei.

De asemenea s-au desfășurat activități referitoare la stabilirea soluțiilor noi privind reducerea zgomotului la stațiile de comprimare și cercetări privind asimilarea unor microgeneratoare electrice acționate cu motoare pneumatice pe gaze naturale.

Pentru realizarea a 5 dintre temele noi s-au încheiat contracte cu universități și instituții de cercetare de specialitate, având o valoare totală de 490.500 lei

3.1.7 Evaluarea activității de aprovizionare

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.

3.1.8 Achiziții și înstrăinări de active

Cu excepția achizițiilor de active necesare desfășurării și dezvoltării activității, precum și a celor scoase din funcțiune în condițiile legii, societatea nu a înregistrat alte operațiuni de această natură în decursul anului 2013.

3.1.9 Audit intern și extern al activității societății

Activitatea de Audit public intern este organizată la nivelul Transgaz prin înființarea în anul 2007 a Serviciului de audit intern.

Primul Plan de audit intern s-a implementat la nivelul anului 2008, continuând cu planuri anuale de audit în fiecare exercițiu financiar în parte. Pe lângă planurile anuale, structura de audit intern elaborează planuri strategice pe perioade de 3 ani calendaristici, planuri care se află într-o continuă dinamică, în funcție de analiza riscurilor activităților entității, analiză care se efectuează la finele fiecărui an calendaristic de către Consiliul de Administrație.

Auditarea situațiilor financiare pe anul 2013 s-a efectuat de auditorii firmei “PricewaterhouseCoopers Audit SRL” (PwC).

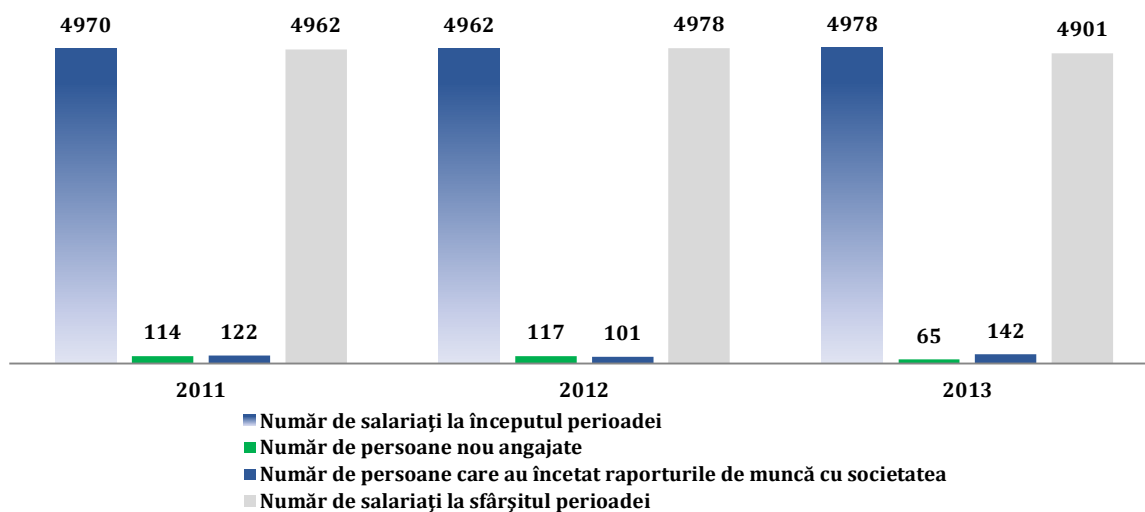
3.1.10 Evaluarea activității de resurse umane și dialog social

La data de 31 decembrie 2013, SNTGN Transgaz SA înregistra un număr de 4.901 angajați cu contracte individuale de muncă, din care 4.883 pe perioadă nedeterminată și 18 pe perioadă determinată.

Evoluția numărului de angajați al societății în perioada 2011 - 2013 este prezentată în tabelul de mai jos:

Specificație	2011	2012	2013
Număr de salariați la începutul perioadei	4.970	4.962	4.978
Număr de persoane nou angajate	114	117	65
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	122	101	142
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.962	4.978	4.901

Tabel 20- Evoluția numărului de angajați în perioada 2011-2013

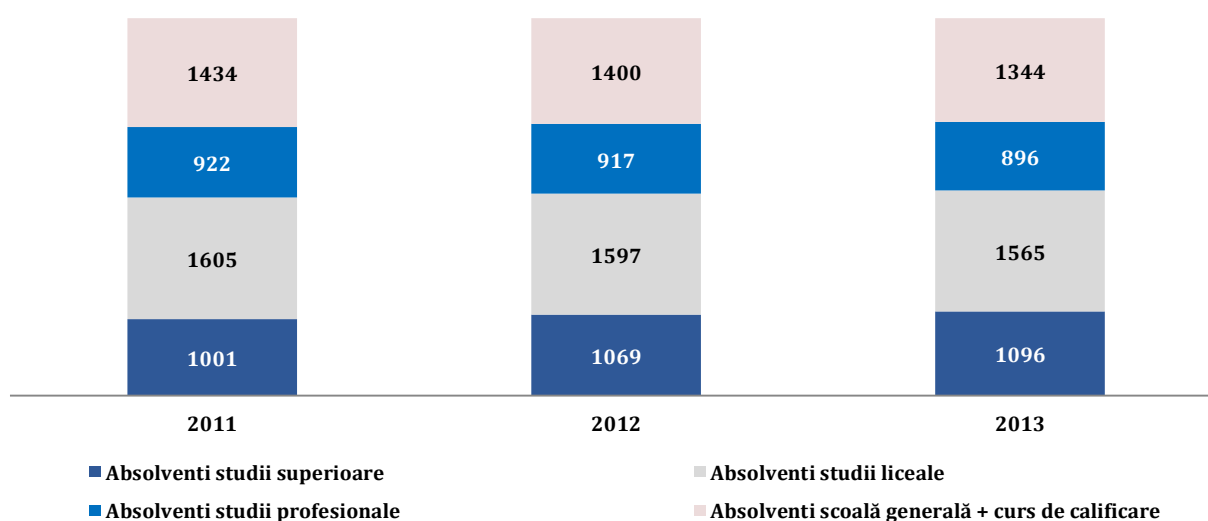


Grafic 27- Evoluția numărului de angajați în perioada 2011-2013

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:

Categorie	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2013
Absolvenți studii superioare	1.001	1.069	1.096
Absolvenți studii liceale	1.605	1.597	1.565
Absolvenți studii profesionale	922	917	896
Absolvenți studii generale + curs de calificare	1.434	1.400	1.344
TOTAL angajați	4.962	4.978	4.901

Tabel 21- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2011-2013



Grafic 28- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2011-2013

În domeniul formării și perfecționării continue a salariaților, în cursul anului 2013 au fost organizate cursuri de formare profesională și perfecționare cu formatori interni pentru 1.183 de salariați, în meserii specifice domeniului de activitate al societății.

În aceeași perioadă un număr de 785 salariați au participat la cursuri organizate cu formatori externi.

La 31 decembrie 2013 gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 98.76%, din totalul de 4.901 salariați 4.840 fiind membri de sindicat.

Există 4 organizații sindicale la care sunt înscrși angajații SNTGN Transgaz, și anume:

- Sindicatul "Transport Gaz" Mediaș
- Sindicatul Liber SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș
- Sindicatul Cercetare Tehnologie "CERTEH" Mediaș
- Sindicatul Profesional "Metan" Mediaș.

Sindicatul "TRANSPORT GAZ MEDIAȘ" este sindicatul reprezentativ la nivel de unitate, conform prevederilor Legii nr.62/2011 a Dialogului Social, art.51. lit.c., motiv pentru care a reprezentat angajații societății la încheierea Contractului colectiv de muncă pe anii 2012 – 2014.

Raporturile dintre angajator și angajați sunt reglementate prin Contractul colectiv de muncă la nivelul societății, înregistrat la ITM Sibiu sub nr. 158/25.06.2012 precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul anului 2013 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

3.1.10 Evaluarea activității HSSEQ

Este prezentată în **Anexa nr.2** și cuprinde aspecte privind:

- Responsabilitatea emitentului cu privire la mediul înconjurător;
- Cadrul legal incident și stadiul autorizărilor;
- Inspecții și sancțiuni;
- Reducerea impactului asupra mediului;
- Managementul mediului;
- Preocupările în domeniul securității și sănătății în muncă în anul 2013;
- Măsuri organizatorice, tehnice, igienico-sanitare și de altă natură;
- Cheltuielile SSM;
- Cheltuieli pe coduri SSM.

3.1.11 Litigii

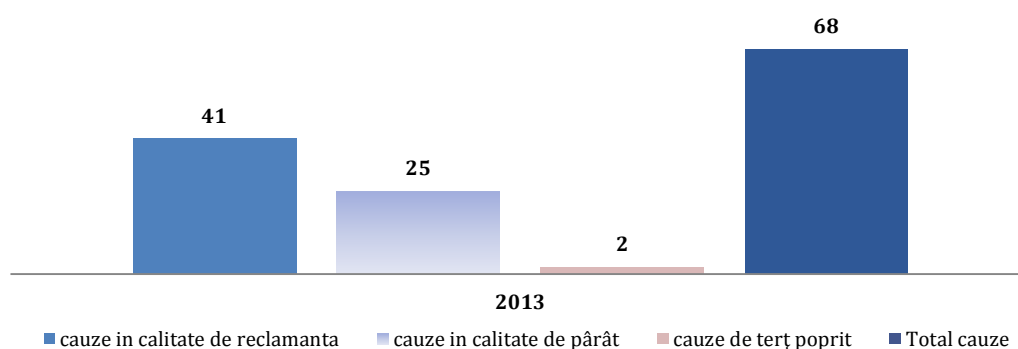
Conform Registrului de cauze păstrat de Serviciul Juridic și Contencios, **situația litigiilor în care SNTGN Transgaz SA Mediaș a fost implicată în anul 2013** se prezintă astfel:

- **68 de cauze** în care Transgaz a avut calitatea de reclamantă cât și de pârâtă, din care:

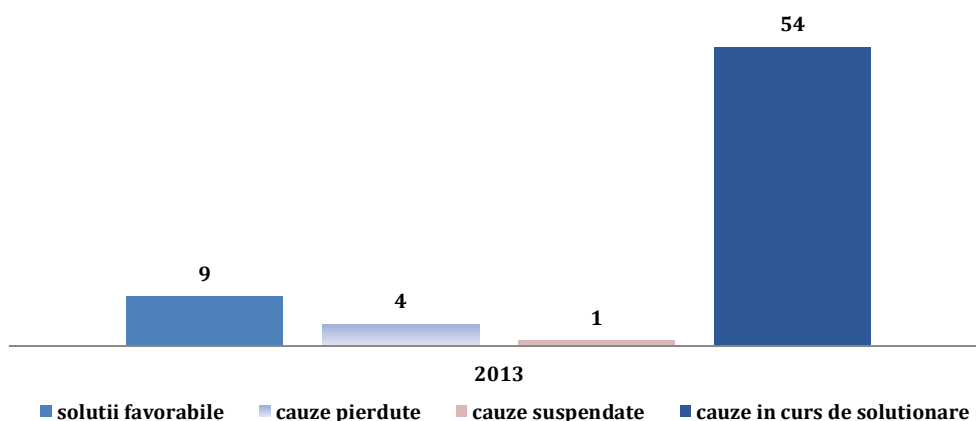
- **41 cauze** - în calitate de reclamantă;
- **25 cauze** - în calitate de pârâtă;
- **2 cauze** - în calitate de terț poprit;

Soluții:

- 👍 9 cauze cu soluții favorabile Transgaz;
- 👎 4 cauze pierdute;
- 1 suspendat;
- 54 cauze în curs de soluționare.



Grafic 29- Structura și numărul cauzelor litigioase în care a fost implicată societatea în anul 2013



Grafic 30 - Modul de soluționare al cauzelor litigioase în care a fost implicată societatea în anul 2013

- Valori cauze în care Transgaz are calitatea de reclamant : **85.871.712 lei plus 3.656 euro;**
- Valori cauze în care Transgaz are calitatea de pârâtă: **6.008.407,69 lei plus 241.660 euro.**

3.1.12 Alte aspecte privind activitatea societății

Proiectul Nabucco

În data de 18.01.2013 s-au semnat, sub rezerva obținerii aprobărilor interne, Acordul de cooperare (CoA) și Acordul de finanțare și opțiune de contribuție la capitalul social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH (EFA) între asociații Nabucco, Nabucco Gas Pipeline International GmbH Austria (NIC) și potențialii investitori din consorțiul Shah Deniz. A.G.A. Transgaz a aprobat aceste acorduri în cadrul ședinței ce a avut loc în data de 04.03.2013 (Hotărârea nr. 4/2013).

Precizăm totodată faptul că în data de 01.03.2013 s-a finalizat tranzacția de vânzarea către OMV Gas&Power GmbH Austria a pachetului integral de părți sociale deținut de către RWE Supply&Trading GmbH Germania în NIC (17,38%).

Conform prevederilor CoA și EFA potențialii investitori din consorțiul Shah Deniz au contribuit la finanțarea costurilor de dezvoltare ale proiectului în procentele prevăzute: 50% pentru prima perioadă de finanțare (01.07.2012-31.12.2012), 70% pentru cea de-a doua perioadă de finanțare (01.01.2013-31.03.2013) și 80% pentru cea de-a treia perioadă de finanțare (01.04.2013-30.06.2013).

Cu o parte din aceste sume s-a realizat majorarea capitalului social NIC (25.000.000 euro) în numele asociaților Nabucco, restul (13.500.000 euro) rămânând într-un cont escrow la dispoziția tuturor părților, urmând a se distribui la momentul reconcilierii, moment declanșat de o decizia pozitivă de selectare sau de terminarea EFA.

În data de 25 iunie 2013, la Viena în prezența asociaților NIC, consorțiul Shah Deniz a comunicat decizia sa cu privire la selectarea traseului de transport al gazelor către Europa, între Trans Adriatic Pipeline (TAP) și Nabucco Vest. Decizia luată a fost nefavorabilă proiectului Nabucco Vest, motivarea oferită în acest sens vizând în principal aspectele comerciale ale proiectelor concurente.

Lipsa de perspectivă a proiectului Nabucco în contextul deselectării acestuia de către Consorțiul Shah Deniz și a incertitudinii punerii în operă a unor zăcăminte noi de gaze în viitorul previzibil în zona Mării Caspice și a Orientului Mijlociu a determinat asociații Nabucco să ia decizia lichidării companiei de proiect și a Companiilor Naționale Nabucco (NNC-uri), lichidare voluntară și controlată de asociații NIC realizată prin intermediul unui lichidator.

În vederea realizării acestui deziderat și pentru a asigura cash-ul necesar lichidării Companiilor Nabucco, NIC a transmis asociaților o solicitare de numerar în valoare de 6.694.174,67 euro, din care cota parte care revenea Transgaz 1.338.834,93 euro.

FGSZ Ungaria nu a participat la finanțare. Această solicitare de numerar a fost onorată până la sfârșitul lunii august 2013 și a fost urmată de o majorare echivalentă a capitalului social.

În cursul trimestrului IV NIC a depus cererea de lichidare la Tribunalul Comercial din Viena. Lichidarea NIC trebuie precedată în mod obligatoriu de lichidarea NNC-urilor.

Având în vedere faptul că NNC-urile sunt guvernate de legislații diferite, care prevăd perioade de lichidare diferite, acest proces va fi unul îndelungat și anevoios, care se estimează că poate dura până la 18 luni.

Sumele care vor rămâne în patrimoniul companiei la sfârșitul procesului de lichidare se vor distribui între asociații de drept ai acesteia.

Participația celor 6 asociați în cadrul Companiei Nabucco Gas Pipeline International GmbH la data de 31.12.2013 este următoarea:

Asociat	Participație în capitalul social NIC (%)
OMV GAS & POWER GMBH Austria	35.8635%
FGSZ FÖLDGÁZSZÁLLÍTÓ ZÁRTKÖRŪEN MŰKÖDŐ RÉSZVÉNYTÁRSASÁG Ungaria	10.3411%
S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. România	17.9318%
BULGARIAN ENERGY HOLDING EAD Bulgaria	17.9318%
BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA AŞ Turcia	17.9318%
Total:	100.0000%

Tabel 22- Participația asociaților în cadrul Nabucco Gas Pipeline International GmbH la data de 31.12.2013

Evenimente ulterioare datei de 31.12.2013

Reconcilierea sumelor din contul escrow este în curs de negociere. Se întrevăde rezolvarea pe cale amiabilă a acestui proces, în vederea evitării arbitrajului care implică costuri suplimentare, durată nedefinită și rezultate incerte.

În acest sens se intenționează semnarea unui Acord de reconciliere.

Distribuirea activelor este în curs de finalizare. Asociații NIC au elaborat "**Lista cuprinzând documente NIC cu/fără valoare comercială**".

Odată ce lichidatorul va stabili legalitatea distribuirii documentelor fără valoare comercială, acestea urmează să fie imediat distribuite asociaților pe benzi magnetice (fiecare asociat primind un set complet).

Activele considerate cu valoare comercială vor putea fi distribuite către asociați doar la finele perioadelor de blocaj.

Oferta publică secundară de vânzare a pachetului de acțiuni reprezentând 15% din capitalul societății

În conformitate cu prevederile HG nr.827/2010 **ME-OPSPI a oferit spre vânzare** prin ofertă publică secundară de vânzare acțiuni **un număr de 1.766.077 acțiuni ordinare**, nominative, dematerializate, cu o valoare nominală de 10 RON emise de Transgaz, **reprezentând 15% din capitalul social.**

Oferta s-a desfășurat în perioada 4-16 aprilie 2013 și a fost suprasubscrisă, valoarea totală a ofertei fiind de **315 milioane RON;**

Tranșa de retail, cu subscrieri de până la 1.000 de acțiuni, a fost suprasubscrisă în proporție de 347%, iar cea cu subscrieri de peste 1.000 de acțiuni de 257%.

Tranșa investitorilor instituționali a fost suprasubscrisă semnificativ, la prețuri deasupra limitei minime a intervalului de preț în care se puteau face subscrieri, respectiv de 171-230 RON pe acțiune.

Prin aplicarea algoritmului descris în prospectul de ofertă prețul pe acțiune a fost de 179 RON pentru tranșa investitorilor instituționali și pentru tranșa subscrierilor mari și de 170,05 RON pentru tranșa subscrierilor mici - pentru investitorii care au subscris în primele trei zile lucrătoare ale perioadei ofertei, respectiv de 173,63RON pentru investitorii care au subscris începând cu cea de a patra zi lucrătoare a perioadei ofertei.

Alocarea acțiunilor către investitorii care au subscris valid s-a realizat pe baza indicilor de alocare de 0,389715 pentru tranșa subscrierilor mari, respectiv de 0,288253 pentru tranșa subscrierilor mici.

Membrii sindicatului de intermediere au fost:

- S.S.I.F. Raiffeisen Capital & Investment S.A. - Lead Manager,
- Wood & Company Financial Services a.s. – Manager și Joint Bookrunner și
- S.S.I.F. BT Securities S.A. - Manager.

În urma SPO-ului, structura acționariatului Transgaz și participarea acestuia la capitalul social a devenit următoarea:

- **Ministerul Economiei – 58.5097 %;**
- **Fondul Proprietatea S.A. – 14.9876 %;**
- **Persoane Juridice și Fizice (free-float) – 26.5027%.**

Certificarea ca operator independent de sistem a TRANSGAZ (ISO)

În conformitate cu prevederile Directivei (CE) nr. 73/2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale, operatorii de transport și de sistem au obligația implementării și respectării cerințelor privind *separarea*, sens în care autoritățile de reglementare certifică îndeplinirea de către operator a acestor condiții.

Astfel, în temeiul dispozițiilor art. 126 alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, TRANSGAZ a solicitat ANRE certificarea ca *operator independent de sistem* (ISO). În urma completării documentației conform solicitărilor formulate, ANRE a înaintat cererea TRANSGAZ Comisiei Europene în vederea avizării acesteia.

La data de 25.11.2013 Comisia Europeană a emis **Avizul CE (2013) 8458 final** prin care și-a exprimat, în principiu, acordul în ceea ce privește alegerea modelului ISO de către TRANSGAZ, însă punerea în aplicare a modelului ales a fost condiționată de instituirea unei **separări reale și efective a organismelor publice în cadrul statului**.

Având în vedere Avizul Comisiei, ANRE a emis **Ordinul nr. 3/2014** privind aprobarea certificării Societății Naționale de Transport TRANSGAZ S.A Mediaș ca operator de transport și de sistem al Sistemului național de transport al gazelor naturale, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 60 din 23 ianuarie 2014. În temeiul actului normativ, **TRANSGAZ a obținut o certificare condiționată și cu titlu provizoriu după modelul operator de sistem independent**.

De la data emiterii Ordinului ANRE nr. 3/2014 au intervenit unele modificări ale cadrului legislativ existent cu implicații asupra procedurii de certificare, respectiv Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 18/2013 a fost abrogată și înlocuită cu Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 6/2014. Această modificare a cadrului legislativ nu implică modificarea condițiilor de certificare impuse de ANRE.

Dat fiind noul context legislativ cu implicații asupra finalizării procesului de certificare a TRANSGAZ din perspectiva Ordinului președintelui ANRE nr. 3/2014, demersurile pe care *autoritățile și instituțiile statului* ar trebui să le întreprindă pentru ca certificarea să dobândească caracter definitiv sunt:

I. Modificarea actelor constitutive ale TRANSGAZ astfel încât:

- Să se asigure conformarea acționarilor societății precum și a persoanelor care fac parte din organele de conducere ale acesteia la cerințele prevăzute de art.128 alin (1), lit. a), b), c) și alin (2) și (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, referitoare la incompatibilități;
- Să se prevadă interdicția expresă pentru acționarii care dețin mai mult de 5% din acțiuni, în privința exercitării drepturilor prevăzute la art.128 alin.2), lit. (i), (ii), referitoare la dreptul de vot, respectiv dreptul de a numi membrii în consiliul de supraveghere, consiliul de administrație;
- Să se prevadă imposibilitatea imixtiunii oricărei persoane sau entități publice ori private care nu face parte din structura de conducere în luarea deciziilor referitoare la activitatea și funcționarea curentă a societății.

II. Modificarea și completarea următoarelor acte normative:

- Abrogarea art. 4 alin. (2) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr.6/2014;
- Completarea OUG nr. 6/2014 cu o dispoziție care să interzică orice intervenție a oricărei persoane sau entități publice ori private, care nu face parte din structura de conducere a Transgaz în luarea deciziilor referitoare la activitatea și funcționarea curentă a societății;
- Completarea OUG nr. 6/2014 cu o dispoziție care să confere Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei competența de a verifica îndeplinirea cerințelor prevăzute la art. 128 din Legea nr. 123/2012 de către acționarii Societății Naționale de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș care dețin mai mult de 5% din acțiuni, precum și de către candidații propuși de consiliul de supraveghere, consiliul de administrație, în directoratul societății, precum și în alte organisme care reprezintă compania din punct de vedere juridic, înainte de numirea respectivilor candidați;
- Abrogarea art. 3 alin. (1) pct. 4 și 31 din Hotărârea Guvernului nr. 429/2013 privind organizarea și funcționarea Departamentului pentru Energie;

III. Cu titlu de recomandare, ANRE a propus ca Ministerul Finanțelor Publice să devină autoritatea contractantă a acordului de concesiune a Sistemului național de transport al gazelor naturale, în calitate de reprezentant al proprietarului rețelei de transport, această autoritate ar trebui să preia de la Agenția Națională pentru Resurse Minerale calitatea de concedent al sistemului prin încheierea unui act adițional semnat de toate părțile implicate.

Procedura de infringement declanșată de Comisia Europeană pentru nerespectarea Regulamentului (UE) nr. 994/2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale (Cauza 2244/2013)

Adoptarea Regulamentului (UE) nr. 994/2010 a fost resimțită drept o necesitate stringentă la nivelul Uniunii, ca urmare a impactului negativ determinat la nivelul pieței gazelor de tensiunile dintre Moscova și Kiev din ianuarie 2009.

Însăși natura juridică a acestui document: regulament și nu directivă reprezintă o dovadă clară a tendinței de a impune statelor membre o politică unitară și adoptarea de măsuri urgente și clare menite să asigure securitatea energetică în cadrul pieței gazelor.

În momentul de față, România nu are încă implementate toate măsurile prevăzute în Regulament, fapt ce a generat emiterea de către Comisia Europeană a unei **Notificări de punere în întârziere** în data de **20.11.2013 (Cauza 2244/2013)**.

Obligații nerespectate:

- ☛ Adoptarea de către autoritatea competentă a unui plan de acțiune preventivă și unui plan de urgență până la 3 decembrie 2012 și notificarea acestor planuri Comisiei;
- ☛ Prezentarea de către operatorul de sistem de transport autorității competente a unei propuneri sau a unei cerere de derogare în ceea ce privește capacitatea bidirecțională în punctele de interconectare transfrontalieră dintre România și alte state membre până la 3 martie 2012;

- ☛ Autoritatea competentă trebuia să ia o decizie cu privire la stabilirea capacității bidirecționale permanente în toate punctele transfrontaliere dintre statele membre și să notifice această decizie Comisiei până la data de 3 septembrie 2012.

În conformitate cu Regulamentul 994/2010, operatorii de sisteme de transport au obligația asigurării curgerii bidirecționale permanente începând cu data de 3 decembrie 2013, fără a fi impuse volume sau aspecte legate de parametri tehnici ce trebuie asigurați.

Stadiul acțiunilor întreprinse pentru eliminarea neconformităților:

1. Adoptarea de către autoritatea competentă a unui plan de acțiuni preventive și unui plan de urgență până la 3 decembrie 2012 și notificarea acestor planuri Comisiei;

Deși aceste cerințe nu au fost îndeplinite la termen din motive de ordin organizatoric și administrativ, în momentul de față sunt în curs de elaborare următoarele documente cu relevanță în îndeplinirea obligațiilor prevăzute de această reglementare:

- planul de acțiuni preventive
- regulament privind întreruptibilitatea de siguranță
- planul de acțiuni pentru situații de urgență

Se estimează ca aceste documente să fie finalizate și transmise Comisiei Europene până cel târziu la data de 21 martie 2014.

2. Prezentarea de către operatorul de sistem de transport autorității competente a unei propuneri sau a unei cerere de derogare în ceea ce privește capacitatea bidirecțională în punctele de interconectare transfrontalieră dintre România și alte state membre până la 3 martie 2012

Stadiul asigurării cerințelor de bidirecționalitate în punctele de interconectare transfrontalieră dintre sistemul românesc și sistemele statelor învecinate membre ale UE a fost adus în atenția Autorității Competente și se prezintă după cum urmează:

2.1 Punctul de interconectare Horia – Csanadpalota (RO-HU)

Începând cu data de 01 februarie 2014, TRANSGAZ și FGSZ vor pune la dispoziția pieței o capacitate de transport de 10.000 mc/oră în condiții ferme și 40.000 mc/oră în regim de întreruptibilitate pe direcția de curgere România – Ungaria.

Pentru creșterea capacității de transport pe această direcție se au în vedere o serie de dezvoltări atât în sistemul românesc cât și în cel maghiar, dezvoltări preconizate a se finaliza în decembrie 2016.

Din acel moment, capacitatea ce va putea fi asigurată dinspre România înspre Ungaria va fi de 1,75 mld.mc/an, existând planuri de extindere în continuare până la capacitatea maximă a interconectorului, respectiv 4,4 mld.mc/an.

2.2 Punctul de interconectare Ruse – Giurgiu (RO – BG)

La punerea în funcțiune a conductei de interconectare va putea fi asigurată o capacitate de transport pe direcția RO – BG de 0,5 mld. mc/an, la presiunea minimă prevăzută în decizia de finanțare a proiectului (21 bar).

Urmare finalizării unor lucrări de reabilitare în regiunea sudică a sistemului românesc de transport, până la sfârșitul lunii septembrie 2014, TRANSGAZ va fi în măsură să asigure capacitate de transport de 0,5 mld.mc/an, la o presiune de 30 bar, pe direcția RO – BG.

Totodată, sunt planificate o serie de dezvoltări suplimentare în sistemul românesc de transport, în urma implementării cărora pe direcția de curgere RO-BG se va putea oferi pieței capacitatea maximă a interconectorului, respectiv 1,5 mld.mc/an.

2.3 Punctul de interconectare Negru Vodă I (RO – BG)

În prezent, activitatea de transport al gazelor naturale prin conducta Isaccea – Negru Vodă, firul I, se desfășoară în baza unui contract bilateral, încheiat între Transgaz și Bulgargaz, conform căruia:

- tariful de transport este unul negociat între părți;
- rezervarea de capacitate este în exclusivitate acordată Bulgargaz;
- accesul terților la conductă se poate acorda numai cu acceptul Bulgargaz;

Totodată, această conductă nu este conectată fizic la SNT, destinația sa fiind exclusivă pentru tranzitarea gazelor naturale destinate Bulgariei, prin România dinspre Federația Rusă.

Pentru îndeplinirea obligației de asigurare a unor fluxuri bidirecționale, în condițiile reglementărilor europene actuale, ar trebui realizate următoarele acțiuni:

- conectarea conductei vizate la SNT;
- realizarea lucrărilor necesare asigurării condițiilor tehnice pentru un flux fizic de gaze naturale prin această conductă, dinspre România spre Bulgaria, provenind din SNT;
- renegocierea contractului actual dintre Transgaz și Bulgargaz, în sensul stabilirii unor relații tehnice și comerciale în concordanță cu reglementările europene și naționale în vigoare

TRANSGAZ a demarat un proces de identificare a unei soluții echilibrate privind asigurarea fluxului bidirecțional pe conducta Isaccea – Negru Vodă (firul I), astfel încât rezultatul unui asemenea demers să fie **benefic**, atât din punct de vedere funcțional, prin sporirea securității în aprovizionarea cu gaze naturale a României, respectiv a Bulgariei, cât și la nivelul rezultatelor economico-financiare ale companiei obținute într-un context comercial determinat de un nou cadru de reglementare pentru operarea conductei.

Având în vedere cele de mai sus, Transgaz a solicitat Autorității Competente o derogare temporară de la prevederile Regulamentului 994/2010.

2.4 Punctele de interconectare Negru Vodă II și III:

Asigurarea curgerii bidirecționale permanente în aceste două puncte depinde de rezolvarea situației contractuale cu Gazprom Export.

România a denunțat unilateral convențiile interguvernamentale, cu toate acestea Guvernul Federației Ruse refuză renegocierea lor.

Problema se află în afara sferei de competență a Transgaz, iar atâta timp cât contractele comerciale sunt încă valabile cerința privind punerea la dispoziția terților a întregii capacități a conductelor și asigurarea curgerii bidirecționale nu poate fi asigurată.

3. Autoritatea competentă trebuia să ia o decizie cu privire la stabilirea capacității bidirecționale permanente în toate punctele transfrontaliere dintre statele membre și să notifice această decizie Comisiei până la data de 3 septembrie 2012.

În baza propunerii transmise de Transgaz către Autoritatea Competentă (ultima actualizare a informațiilor fiind transmisă în 23 ianuarie 2014), aceasta se va consulta cu Autoritățile Competente ale Statelor Membre și va informa Comisia Europeană cu privire la cele propuse.

Procedura de infringement declanșată de Comisia Europeană pentru nerespectarea Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale (Cauza 2193/2009)

În cursul anului 2009 Comisia Europeană (Comisia) a demarat împotriva României procedura de infringement în legătură cu nerespectarea unor prevederi din Regulamentul (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale (denumit în continuare Regulament).

Procedura a fost inițiată prin **Notificarea de punere în întârziere SG-Greffe (2009)D/3833/26.06.2009** care a statuat că România nu și-a îndeplinit obligațiile ce îi revin în temeiul art. 4 al.(1), art. 5 al.(1), art. 5 al. (2), art. 6 al. (3), art. 6 al. (4), art. 7 al. (3), art. 10, art. 13 al. (1) din Regulament și în temeiul punctelor 1(1), 1(9), 1(10), 3.3(3) și 3.3(4) din Liniile directoare.

Având în vedere faptul că doar o parte din neconformitățile semnalate au fost rezolvate la un an de la declanșarea procedurii, Comisia a transmis **Avizul motivat nr. SG-Greffe (2010)D/24.06.2010** stabilind ca neîndeplinirea unor obligații continuă să existe.

Obligații nerespectate:

- ☞ Obligația privind punerea la dispoziție a capacității totale pe Conductele de transport Isaccea – Negru Vodă;
- ☞ Obligația privind publicarea informațiilor referitoare la capacitățile tehnice, contractate și disponibile;

- ☞ Obligația privind aplicarea tarifelor de dezechilibru;
- ☞ Obligația privind furnizarea actualizărilor zilnice ale serviciilor disponibile pe termen scurt;

Stadiul acțiunilor întreprinse pentru eliminarea neconformităților:

1. Punerea la dispoziție a capacității totale pe conductele Isaccea – Negru Vodă.

▪ Firul I de tranzit:

Pentru a veni în întâmpinarea soluționării problemelor care au dus la declanșarea procedurii de infringement, ANRE a reglementat modul de **alocare a capacității prin licitație** la un tarif de pornire stabilit prin benchmarking. Aplicarea noii metodologii presupune însă:

- Încheierea de către Transgaz și Bulgartransgaz a Acordului pentru Alocare de Capacitate și a Acordului de Operare pentru punctul de interconectare Negru Vodă I. Documentele se află în fază finală de convenire și semnare;
- Rezolvarea aspectelor contractuale cu Bulgargaz:

Bulgargaz nu acceptă rezilierea amiabilă a contractului. În consecință, o potențială rezolvare a situației este aceea de a solicita Comisiei Europene aprobarea pentru o soluție temporară în care Bulgargaz să beneficieze în continuare de capacitatea de transport necesară consumului Bulgariei în condițiile actualului contract, restul capacității urmând a fi oferită pieței în conformitate cu prevederile legislației europene în vigoare privind accesul terților la rețelele de transport gaze.

Transgaz și-a exprimat disponibilitatea să înainteze Comisiei Europene cererea necesară în numele Bulgariei, dar motivarea pentru continuarea unei relații contractuale care este în afara legislației UE trebuie să fie foarte puternică și bazată pe un interes național (al Bulgariei în cazul în speță).

În acest sens s-a primit din partea bulgară o scrisoare a ministerului de resort care solicită păstrarea contractului până la expirare (31 decembrie 2016) datorită faptului că asigură Bulgariei unica sursă de aprovizionare cu gaze naturale, precum și o scrisoare a Bulgargaz care își confirmă disponibilitatea de a ceda capacitatea neutilizată (1,8 mld.mc/an) pentru a fi oferită pieței în condițiile reglementărilor comunitare în vigoare.

Transgaz a transmis aceste documente către MAE – Agentul Guvernamental, cu rugămintea de a analiza oportunitatea solicitării din partea Comisiei Europene unui punct de vedere cu privire la posibilitatea ca o asemenea soluție să fie acceptată până la data de 31 decembrie 2016

▪ Firele II și III de tranzit:

Capacitatea de transport pe cele două conducte este rezervată integral, pe bază contractuală, de către Gazprom Export. Contractele respective au la bază două convenții interguvernamentale încheiate de către statul român și Federația Rusă.

Având în vedere faptul că partea rusă a refuzat renegocierea acestor convenții, România a denunțat unilateral aceste documente, contractele comerciale rămânând însă în vigoare până la expirarea lor în decembrie 2015, respectiv decembrie 2023.

2. Obligația privind publicarea informațiilor referitoare la capacitățile tehnice, contractate și disponibile

În prezent, această obligație este îndeplinită pentru punctul de interconectare Negru Vodă I, dar, în ceea ce privește punctele Negru Vodă II și III, obligația de publicare a informațiilor solicitate nu poate fi îndeplinită datorită unor clauze de confidențialitate ale contractelor în vigoare.

3. Obligația privind aplicarea tarifelor de dezechilibru și,

4. Obligația privind furnizarea actualizărilor zilnice ale serviciilor disponibile pe termen scurt

Deși în scopul asigurării acestor obligații în cursul ultimilor doi ani a fost adoptat cadrul reglementativ necesar, sub aspect al transpunerii în practică Transgaz mai are de finalizat două proiecte importante aflate în curs de derulare:

- proiectul SCADA (se depun toate eforturile necesare pentru finalizarea acelor componente ale proiectului care să răspundă cerințelor de reglementare);
- platforma de echilibrare (proiect aflat în proces de implementare).

Elemente privind activitatea Transgaz pe plan internațional

În vederea implementării obiectivelor strategice de transformare într-o companie de talie europeană, Transgaz trebuie să-și întărească statutul conferit atât de poziționarea geografică, cât și de monopolul deținut asupra operării sistemului național de transport gaze naturale.

Transgaz dorește să își afirme importanța pe plan regional prin participarea și implicarea activă în forurile, organizațiile și organismele de profil europene, prin participarea în proiecte de interes regional și european și prin stabilirea unor parteneriate active cu companii de profil.

În scopul îndeplinirii obiectivelor companiei, pe parcursul anului 2013, Transgaz, a desfășurat următoarele activități:

- Continuarea bunelor relații de colaborare cu companiile implicate în realizarea activității de tranzit a gazelor naturale rusești pe culoarul balcanic. În acest context, au continuat demersurile necesare în vederea rezolvării aspectelor din contractele existente care contravin legislației comunitare și pentru care Comisia a demarat procedura de infringement împotriva României, pentru încălcarea anumitor prevederi din Regulamentul (CE) 1775/2005 privind accesul terților la rețea.
- În acest sens, reprezentanți ai companiei noastre au avut o serie de întâlniri cu reprezentanții Comisiei Europene, Federației Ruse și Bulgariei în vederea discutării problemelor legate de procedurile de infringement;

- Participarea la inițiativa Comisiei Europene privind elaborarea unui nou pachet legislativ privind infrastructura energetică și la elaborarea listei de proiecte de interes comun la nivelul Uniunii.
- În urma adoptării „Regulamentului (UE) 347/2013 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene”, în lista Proiectelor de interes comun a fost inclusă și propunerea Transgaz privind „Conducta de gaz din Bulgaria și Austria via România și Ungaria”;
- În cadrul ENTSOG cele mai importante activități în care a fost implicată și societatea noastră au vizat finalizarea „CAM NETWORK CODE” (Codul rețelei privind mecanismul alocării de capacitate – CAM) precum și elaborarea Planului de dezvoltare a rețelei pe 10 ani: 2013 – 2022. Codul de rețea (CAM) s-a materializat în adoptarea Regulamentului 984/2013;
- Având în vedere obiectivul Comisiei Europene de integrare a piețelor la nivelul UE este necesară realizarea interconectărilor între sistemele de transport a țărilor din UE cu sistemele țărilor vecine.

În acest sens, Transgaz continuă colaborarea cu:

FGSZ, operatorul sistemului de transport din Ungaria

Începând cu data de 01 februarie 2014, TRANSGAZ și FGSZ vor pune la dispoziția pieței prin punctul de interconectare *Horia – Csanodpalota*, o capacitate de transport de 10.000 mc/oră în condiții ferme și 40.000 mc/oră în regim de întreruptibilitate pe direcția de curgere România – Ungaria.

Pentru creșterea capacității de transport pe această direcție se au în vedere o serie de dezvoltări atât în sistemul românesc cât și în cel unghuresc, dezvoltări preconizate a se finaliza în decembrie 2016. Din acel moment, capacitatea ce va putea fi asigurată dinspre România înspre Ungaria va fi de 1,75 mld.mc/an, existând planuri de extindere în continuare până la capacitatea maximă a interconectorului, respectiv 4,4 mld.mc/an.

Bulgartransgaz EAD

Încheierea de către Transgaz și Bulgartransgaz EAD a *Acordului pentru Alocare de Capacitate* și a *Acordului de Operare* pentru punctul de interconectare Negru Vodă I. Documentele se află în fază finală de convenire și semnare.

Bulgargaz

Bulgargaz nu acceptă rezilierea amiabilă a contractului de transport încheiat cu Transgaz. În consecință, o potențială rezolvare a situației privind accesul terților la capacitatea de transport este aceea de a solicita Comisiei Europene aprobarea cu titlu temporar, a unei soluții de compromis în care Bulgargaz să beneficieze în continuare de capacitatea de transport necesară consumului Bulgariei în condițiile actualului contract, restul capacității urmând a fi oferită pieței în conformitate cu prevederile legislației europene în vigoare privind accesul terților la rețelele de transport gaze.

Transgaz și-a exprimat disponibilitatea să înainteze Comisiei Europene cererea necesară în numele Bulgariei, dar motivarea pentru continuarea unei relații contractuale care este în afara legislației UE trebuie să fie foarte puternică și bazată pe un interes național (al Bulgariei în cazul în speță).

Transgaz a transmis aceste documente către MAE – Agentul Guvernamental, cu rugămintea de a analiza oportunitatea solicitării din partea Comisiei Europene unui punct de vedere cu privire la posibilitatea ca o asemenea soluție să fie acceptată până la data de 31 decembrie 2016 .

O mare parte din acțiunile amintite mai sus vor avea continuitate și în anul 2014, an în care Transgaz își propune în continuare implicarea activă în acțiunile organismelor și organizațiilor de profil și intensificarea relațiilor de cooperare cu toți actorii implicați pe piața energetică europeană.

Evenimente ulterioare sfârșitului exercițiului financiar 2013

Reglementări apărute în cursul anului 2014, care influențează activitatea Transgaz:

- *Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 102/ 14 noiembrie 2013 pentru modificarea și completarea [Legii nr. 571/2003](#) privind Codul fiscal și reglementarea unor măsuri financiar-fiscale, cu aplicabilitate de la 01 ianuarie 2014 prin care s-a introdus impozitul pe construcțiile aflate în patrimoniul Transgaz la data de 31 decembrie a anului anterior în cotă de 1,5 % pe an;*
- *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, prin care s-a aprobat ca Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș sa fie organizată și să funcționeze după modelul „operator de sistem independent”;*
- *Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 6/ 12 februarie 2014 privind exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș și pentru modificarea unor acte normative, prin care s-a stabilit ca exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului român la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș să se realizeze de către Guvern, prin Secretariatul General al Guvernului, cu consultarea Cancelariei Primului-Ministru.*

3.2 Analiza activității de dezvoltare

3.2.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la data de 31.12.2013 sunt următoarele:

Denumire obiectiv/componenta SNT	U.M.	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de tranzit	km	13.127,8
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	553 (1.243 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV , NT)	buc	48
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	5
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.022
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	815

Tabel 23- Principalele componente ale SNT ale 31.12.2013

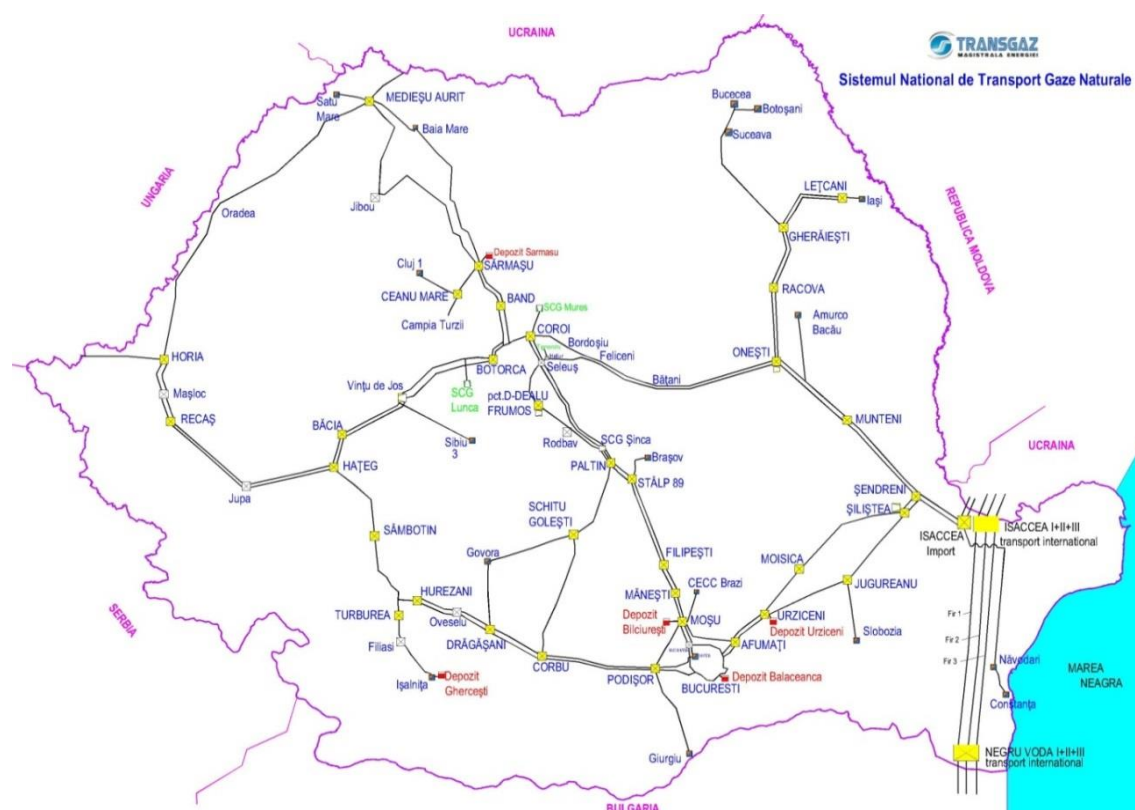


Fig. 2- Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale

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 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 40 bar, cu excepția tranzitului internațional (54 bar).

Exploatarea SNT se face prin intermediul a 9 exploatari teritoriale de transport, compuse la rândul lor din 50 de Sectoare. Din punct de vedere tehnologic SNT este alcătuit din 9 subsisteme regionale de transport gaze naturale.

Descriere și analiza gradului de uzură al componentelor SNT

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

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Direcții Stații de Reglare Măsurare
> 40 ani	5.182	219	127
Între 30 și 40 ani	2.566	170	51
Între 20 și 30 ani	1.064	191	69
Între 10 și 20 ani	1.043	553	464
< 10 ani	1.463	676	532
TOTAL	11.318	1.809	1.122 SRM-uri (1.243 direcții de măsurare)
	13.127		

Tabel 24 – Principalele componente ale SNT ale 31.12.2013, din perspectiva duratei de funcționare

Se observă că în ceea ce privește conductele de transport gaze naturale, din cei 13.127 km aflați în exploatare, cca 71% au o durată de funcționare efectivă foarte mare, apropiată de durata lor normală de funcționare.

Diagnosticările efectuate, din care cu PIG-ul inteligent pentru cca. 2.942 km pun în evidență niveluri destul de ridicate ale defectelor materialului tubular, cauzate în principal de starea tehnică a izolației active, realizată pentru aproximativ 79,5% din conducte dintr-un sistem pe bază de bitum, actualmente îmbătrânită și deteriorată, ceea ce duce și la creșterea consumului de energie electrică înregistrat în cele 1.022 stații de protecție catodică a conductelor.

Aproximativ 94,4% din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic.

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin cele 1.243 de SRM-uri (direcții de măsurare), care trebuie modernizate/reabilitate pentru a fi integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA.

Din cele 1.243 de SRM-uri (direcții de consum) aflate în exploatare un număr de 948 sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA.

Capacitatea de comprimare este asigurată de 5 stații de comprimare gaze amplasate pe principalele direcții de transport. Acestea sunt dotate cu echipamente și instalații realizate în anii '70, care în foarte multe cazuri nu reușesc să atingă performanțele impuse de parametrii de transport.

În cursul anului 2013 **au fost efectuate lucrări de reabilitare /modernizare la stația de comprimare Șinca** (etapa 3, claviaturi tehnologice, generatoare de gaz, lucrări pentru protecția mediului), **Siliștea** (modernizare sistem încălzire și reabilitare cladire), **Vințu** (reabilitare hală compresoare, **Dealul Frumos** (înlocuire sistem încălzire centrală și reabilitare cladire sediu stație).

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

Din nodurile tehnologice existente circa 20% sunt noi sau reabilitate. Pe parcursul implementării sistemului SCADA, nodurile tehnologice vor continua procesul de modernizare.

Odorizarea gazelor este asigurată printr-un număr de 815 instalații de odorizare din care 425 sisteme sunt de tip nou, prin esanționare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate. Din cele 425 sisteme moderne, un număr de 25 sunt de tip centralizat – deservind mai multe puncte de livrare. Celelalte 390 sisteme de tip „prin evaporare/picurare” sunt sisteme care nu pot asigura o odorizare continuă și controlată putând duce la situații de sub sau supraodorizare și implicit la consumuri crescute de odorant. Dintre acestea 14 instalații sunt de tip centralizat.

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

Toate aceste componente ale SNT asigură preluarea gazelor naturale de la producători/furnizori și transportarea lor către consumatori/distribuitori sau depozitele de înmagazinare.

Puncte de interconectare transfrontalieră

În prezent importul de gaze naturale în România se realizează prin 3 puncte de interconectare transfrontalieră:

UCRAINA

Orlovka (UA) – Isaccea (RO)

Dn = 1000 mm,

Capacitate = 8.6 Mld.mc/an

P_{max} = 55 bar

Tekovo (UA) – Medieșu Aurit (RO)

Dn = 700 mm,

Capacitate = 4.0 Mld.mc/an

P_{max} = 70 bar

UNGARIA

Szeged (HU) – Arad(RO)- Csanadpalota

Dn = 700 mm,

Capacitate = 1.75 Mld.mc/an

P_{max} = 63 bar

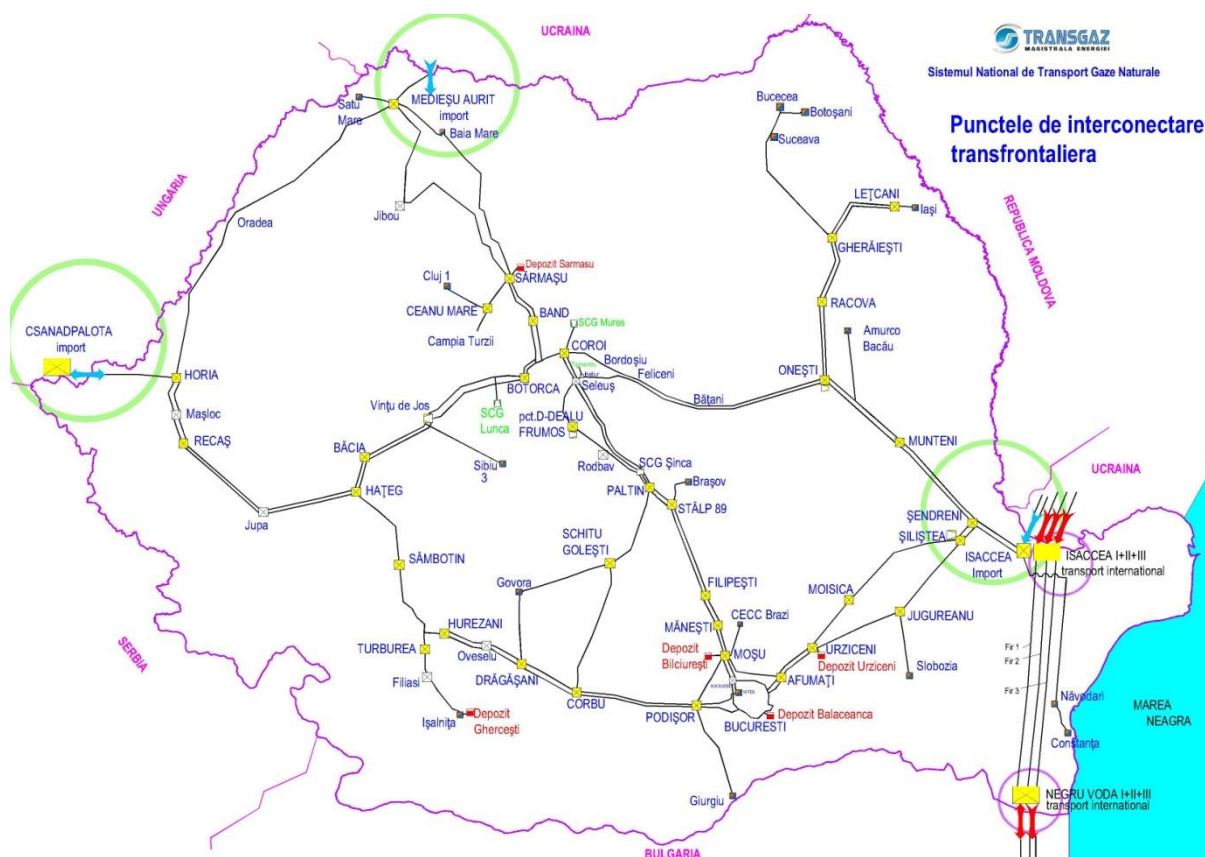


Fig. 3 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

Precizarea potențialelor probleme legate de dreptul de proprietate asupra activelor corporale ale Transgaz

Pe terenul aferent sediului Exploatare Teritoriale Brașov și a SRM Brașov s-au intabulat în mod nelegal următorii: Stoica Gabriela, Acojocăriței Marcela, Turcu Ion, Turcu Violeta Maria, S.C. Neslan SA Brașov și SC District SRL Brașov. Transgaz deține terenul menționat mai sus în baza titlurilor legale de administrare respectiv Decizia nr. 1752/1963 emisă de Sfatul Popular Brașov și Ordinul nr. 134/1990 emis de Ministerul Agriculturii și Alimentației. Transgaz a solicitat pe cale contencioasă rectificarea Cărții funciare nr. 12933 Brașov, constatarea nulității absolute și radierea din CF a actelor subsecvente privind terenul deținut de Transgaz și asupra căruia se află edificat sediul E.T. Brașov și SRM Brașov. Litigiul constituie obiectul dosarului nr. 2268/62/2012, înregistrat la Curtea de Apel Brașov. Stadiul procesual: recurs.

Prin Decizia nr. 136/2013 20.11.2013, pronunțată de Curtea de apel Brașov în dosarul nr. 2268/62/2012, a admis în parte acțiunea formulată și precizată de reclamanta S.N.T.G.N. "Transgaz" SA. în contradictoriu cu pârâții Stoica Gabriela, Acojocăriței Marcela, Turcu Ion, Turcu Violeta Maria, Statul Român prin Ministerul Finanțelor și Municipiul Brașov prin Primar. Constată nulitatea absolută parțială a certificatului de moștenitor 14/2009 cu privire la imobilul înscris în CF Brașov 115328 nr. top 10213/7/2/1/8 în suprafață de 6290 mp.

Constată nulitatea contractului de vânzare cumpărare autentificat sub nr. 425/2010 încheiat între pârâta Acojocăriței Marcela și pârâții Turcu Ion și Turcu Violeta Maria având ca obiect cota de 1 din imobilul înscris în CF Brașov 115328 nr. top 10213/7/2/1/8 în suprafață de 6290 mp. Dispune radierea dreptului de proprietate al pârâților Stoica Gabriela, Turcu Ion și Turcu Violeta Maria și intabularea dreptului de proprietate al Statului Român asupra imobilului înscris în CF Brașov 115328 nr. top10213/7/2/1/8 în suprafață de 6290 mp.

Păstrează dispozițiile sentinței privind respingerea excepției lipsei calității procesuale active a reclamantei, a excepției lipsei calității procesuale a pârâtului Municipiul Brașov și a pârâtului Statul Român și a excepției lipsei calității de reprezentant a Ministerului Finanțelor Publice pentru Statul Român, respingerea excepțiilor restului petitelor acțiunii și respingerea cererii reconvenționale și obligarea reclamantei la plata sumei de 2180 lei pârâtului SC Nelsand SA, reprezentând onorariu de avocat. Respinge ca lipsită de interes acțiunea formulată de reclamanta SNTGN "Transgaz" SA. în contradictoriu cu SC Nelsand SA și SC District SRL.

Respinge apelul formulat de reclamantii reconvenționali Turcu Ion și Turcu Violeta Maria și apelul formulat de reclamanta reconvențională Stoica Gabriela împotriva sentinței mai sus menționate. Obligă intimații Turcu Ion, Turcu Violeta Maria, Stoica Gabriela și Acojocăriței Marcela să plătească apelantei Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA suma de 18.868 lei cheltuieli de judecată la fond și în apel. Respinge cererea apelanților Turcu Ion, Turcu Violeta Maria, Stoica Gabriela, SC Nelsand SA și Municipiul Brașov de obligare a reclamantei S.N.T.G.N."Transgaz" SA la cheltuieli de judecată în apel. Cu recurs în 15 zile de la comunicare. **Pârâții au formulat recurs. Dosarul de află pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție București, cu termen de judecată la 14.05.2014.**

3.2.2 Investiții realizate versus Investiții programate în anul 2013

Diferența dintre valoarea realizată și cea programată a fost determinată de:

- la “Lucrări conform contract 17095/15.07.2009, este semnat Actul Adițional nr. 6, ce prevede decalarea termenului de execuție și o plată intermediară pentru ca s-a executat la 01.12.2013;
- la “Lucrări aferente SCADA”, majoritatea lucrărilor la nodurile tehnologice contractate, au termen de finalizare în 2014, iar cele necontractate sunt în proiectare urmând a fi contractate în anul 2014;
- la “Imprejmuiri robineți” sunt în execuție doar obiectivele care au fost contractate și care au reglementată situația juridică a terenului, restul obiectivelor urmând a fi realizate în 2014, după soluționarea situației juridice a terenurilor.

Se întâmpină încă greutăți în realizarea unor obiective de investiții cum ar fi:

- la **conducta Ø20” Plătărești – Bălăceanca**, proiectul tehnic se află în revizuire datorită necesității devierii conductei pe alt traseu, ca urmare a lipsei acordurilor de la unii proprietari de terenuri;
- la **conducta de transport gaze naturale Ø 10” Câmpulung Moldovenesc – Vatra Dornei**, este în execuție etapa I a firului conductei în lungime de 9,2 km între Câmpulung Moldovenesc și Pojorâta, din acest tronson executându-se 8,2 km de fir conductă. Au apărut probleme cu proprietarii de teren care nu permit construcția conductei prin grădinile lor și la subtraversarea a 2 drumuri care inițial erau trecute în proiect ca drumuri comunale și care acum au devenit drumuri județene ca urmare a unor investiții de modernizare a acestora realizate cu fonduri europene. Din acest motiv Primăria nu mai este de acord să elibereze aviz pentru subtraversarea drumurilor prin șanț deschis, cum era prevăzut în proiectul inițial, fapt pentru care lucrările au fost sistate, urmând a fi modificată soluția de subtraversare. De asemenea, continuarea lucrărilor în domeniul silvic pe tronsonul proiectat de la Pojorâta la Vatra Dornei în lungime de 26,47 km, este condiționată de obținerea avizului ROMSILVA, necesar obținerii Autorizației de Construire, care până la această dată nu a fost emis;
- la **conducta de transport gaze naturale Ø 24” PM Ghercești – SDE Craiova**, din cauza unui proprietar de teren care nu are finalizată situația juridică a terenului, lucrările de execuție ale conductei au fost sistate ca urmare a lipsei Autorizației de Construire, urmând a fi continuate în anul 2014, după soluționarea problemelor apărute;
- la **conducta de interconectare Ø 20” Giurgiu – Ruse**, în prezent este finalizată subtraversarea conductei DN 150 mm pentru fibra optică. Lucrările de foraj pentru tragerea firului 1 (firul principal 2,1 km) al conductei de subtraversare a fluviului Dunărea la DN 300 mm au fost integral finalizate, aflându-se în derulare lucrările de lărgire până la diametrul de 800 mm, fiind deja realizați aproximativ 1600 ml. Conducta, în lungime de 2100 ml, este pozată integral pe malul românesc și se execută proba de etanșitate (de casă), la 35 bar.

În paralel, se efectuează lucrările de verificare a prăjinilor de foraj, urmând ca operațiunea de lărgire, pentru cei aproximativ 500 ml rămași să se reia în 2014 în momentul în care condițiile meteo o vor permite. Din datele furnizate de constructor, reiese că din cauza structurii solului viteza de înaintare a tunelului de foraj este mai mică decât cea estimată, fapt pentru care lucrările pentru subtraversarea firului II de conductă nu se pot finaliza în 2013. Având în vedere cele de mai sus, lucrările și cheltuielile aferente subtraversării firului II, vor fi decalate pentru anul 2014;

- la **SRM-uri** valoarea realizată este mai mică decât cea programată deoarece, inițial s-a propus achiziția a 22 de noi stații care să le înlocuiască pe cele depășite fizic și moral, însă ulterior s-a stabilit ca acestea să fie achiziționate prin contract cadru pe mai mulți ani;
- la **capitolul B, poziția "Alte lucrări"**, inițial au fost cuprinse lucrările pentru execuția a 6 sedii administrative de sector, care din cauza problemelor întâmpinate în obținerea terenului necesar au fost reduse la 2 sedii. Tot aici au fost cuprinse lucrările pentru TRANSGAZ de pe Șos. Sibiului, la care ulterior s-a renunțat;
- la **Proiectul Nabucco**, în care era implicat și Transgaz, consorțiul care operează exploatarea de la Sah Deniz (Azerbaijan) a optat pentru o altă rută de export a gazelor naturale către Europa.

3.2.3 Lucrări de reabilitare, reparații și mentenanță SNT realizate vs program 2013

În principal nerealizarea programului de reparații a fost cauzată de:

- decalarea termenelor de elaborare a proiectelor tehnice, dificultăți în obținerea acordurilor de la proprietarii sau instituțiile care dețin sau gestionează terenuri în zonele de proximitate a conductei și în consecință neeliberarea în timp util a Autorizațiilor de Construire; de asemenea au fost cazuri de accidente tehnice asumate de contractor (conducta racord alimentare oras Caracal), precum și situații litigioase cu constructorul (firma Pegamont) care au contribuit la nefinalizarea lucrărilor în perioada stabilită;
- schimbarea de către ANRMAP a procedurilor de validare a licitațiilor, care a dus la întârzieri în demararea unor lucrări și servicii programate și respectiv la decalarea termenului de finalizare al acestora;
- în ceea ce privește serviciile, alocările bugetare pentru unele prestații de reparații și servicii pot fi apreciate cu un grad acceptabil de predictibilitate, iar pentru altele, valorile prevăzute în programe se bazează doar pe asigurarea unui buget corespunzător situațiilor în care aceste prestații este necesar a fi achiziționate. De aceea, de cele mai multe ori rectificările acestui capitol din program sunt negative (în sensul diminuării valorice), iar renunțarea sau diminuarea valorilor acestor achiziții reprezintă economii bugetare și nu nerealizări.

3.2.4 Proiecte de dezvoltare

În considerarea respectării cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 art.22., privind obligativitatea elaborării **Programelor de Dezvoltare pe 10 Ani** pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, 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 2014-2023.**

Documentul prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care compania intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul atingerii unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale și posibilitatea actorilor de pe piață la o informare din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2014 – 2023 elaborat în conformitate cu prevederile **art. 128 lit.(e) din Legea nr.123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale**, cu obiectivele stabilite în Strategia Energetică a României pe perioada 2011-2035 și Pactul pentru Energie din mai 2013 răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

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

Fiind un operator de transport și de sistem certificat în condițiile prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ în domeniul energetic, TRANSGAZ este membru al ENTSOG (Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport gaze naturale), organism în cadrul căruia compania cooperează cu toți operatorii de transport și de sistem ai Uniunii Europene în scopul creării unui cadru de reglementare comun și a unei strategii și viziuni comune de dezvoltare la nivelul Uniunii Europene în vederea creării pieței energetice integrate.

În acest context, la elaborarea Planului de Dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale în perioada 2014 – 2023 s-a avut în vedere o coordonare cu planurile de dezvoltare avute în vedere de ceilalți operatori din regiune. Proiectele de dezvoltare descrise în plan de dezvoltare au fost identificate în urma unor analize și evaluări detaliate desfășurate de companie în ultima jumătate de an și au în vedere ultimele evoluții ale tendințelor și scenariilor de aprovizionare de pe piața europeană a gazelor naturale.

O dezvoltare durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, presupune un amplu program investițional care să permită alinierea SNT la cerințele de transport și operare ale rețelei europene de transport gaze naturale.

În contextul geopoliticii și geostrategiei traseelor energetice europene, România beneficiază de avantajele localizării geografice pe coridoare importante de transport și acces la resursele majore de gaze naturale recent descoperite în Marea Neagră, aspect ce conduce la necesitatea valorificării eficiente a acestor oportunități.

Prin **Planul de dezvoltare al sistemului national de transport gaze naturale pe următorii 10 ani**, Transgaz, propune proiecte majore de investiții pentru dezvoltarea strategică și durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu. Orientarea operatorilor sistemelor de transport gaze naturale din țările învecinate spre crearea de noi capacități de transport transfrontalier sau amplificarea celor existente denotă în mod clar preocuparea pentru o creștere semnificativă a gradului de interconectare într-o zonă a Europei în care încă mai sunt multe de realizat pentru o piață perfect integrată.

În tot acest tablou, **România** este țara cu piața cea mai dezvoltată și, mai ales, cu cea mai mică dependență de gaze naturale din import. Adăugând în acest peisaj, pe lângă poziția geostrategică favorabilă, recent descoperitele resurse din Marea Neagră precum și potențialul viitor creat de gazele de șist, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune. În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află actualmente în fața unei provocări majore: **dezvoltarea - în cel mai scurt timp posibil - a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate la nivel european cât și potențial suficient de transport gaze naturale pentru valorificarea resurselor pe piața autohtonă și pe cea regională.**

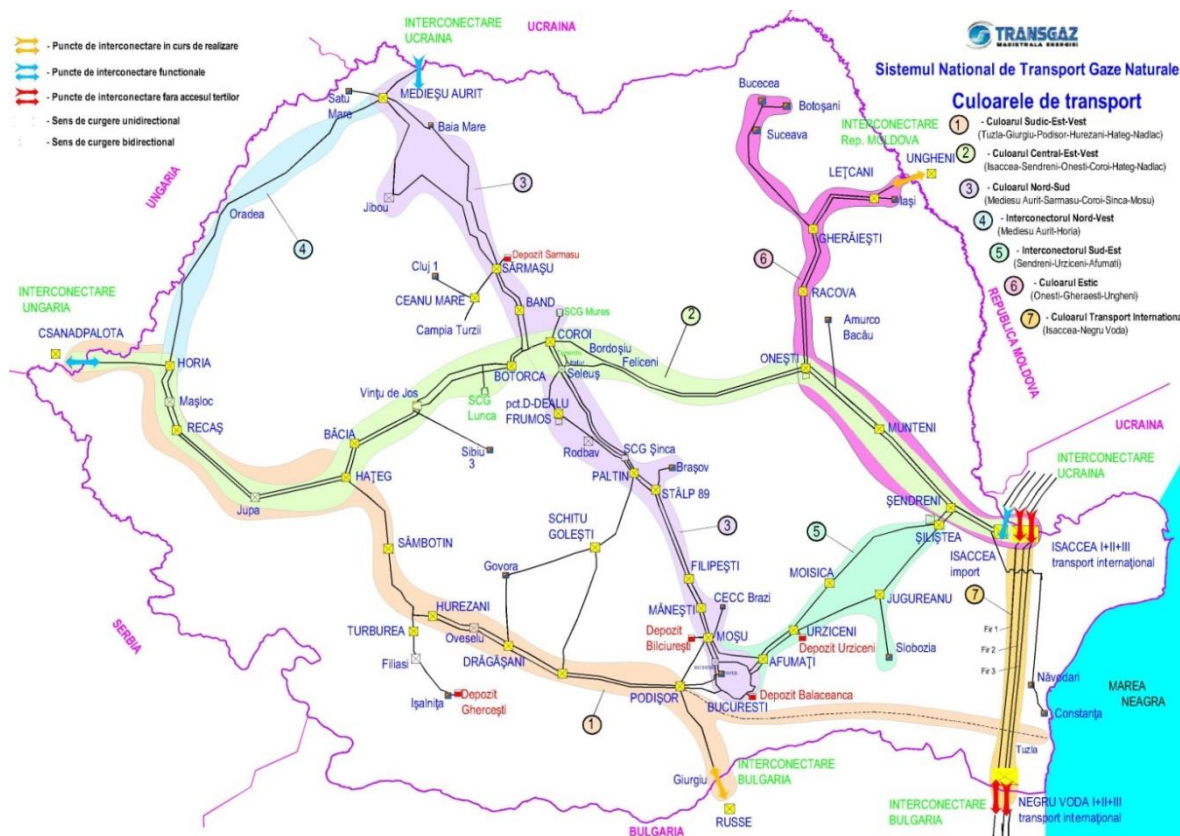


Fig. 4- Culoarele de transport gaze naturale din SNT

3.3 Analiza activității corporative

3.3.1 Activitatea pe piața de capital

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, o 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, **fiind, la 6 ani de la listare, a- 9- a companie în top 100 companii listate la Bursa de Valori București.**

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, precum și calității actului de management al companiei.

3.3.1.1 Caracteristicile și evoluția valorilor mobiliare emise de Transgaz

Tranzacționarea acțiunilor Transgaz pe piața reglementată administrată de BVB are loc sub următoarele coordonate:

- Simbol **TGN**;
- Cod ISIN **ROTGNTACNOR8**;
- Secțiunea BVB-**categoria I**, piața principală **REGS**.

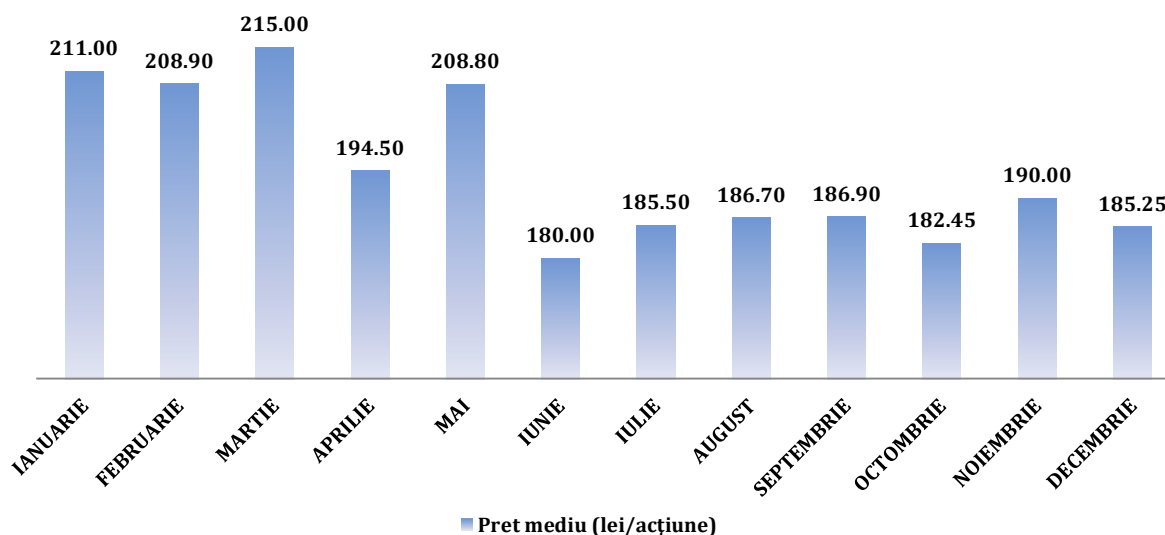
Activitatea desfășurată de Transgaz în anul 2013, în calitate de emitent de valori mobiliare pe piața de capital din România, se prezintă astfel:

- în cele 248 de zile de tranzacționare, **au fost înregistrate un număr de 25.428 tranzacții**, ceea ce înseamnă un **număr mediu zilnic de 103 tranzacții**;
- creșterea volumului de tranzacții în anul 2013 s-a datorat SPO-ului din luna aprilie dar și vânzării în luna decembrie a întregului pachet de acțiuni TGN deținute de SC Fondul Proprietatea SA ;
- **valoarea tranzacțiilor** a avut un trend crescător, ajungând la un maxim de **402.335.656,05 lei** în luna decembrie 2013, maxim datorat vânzării întregului pachet de acțiuni deținute de SC Fondul Proprietatea SA la Transgaz;
- **prețul mediu de închidere al acțiunii TGN** a avut valori mai mari la începutul anului 2013, urmând apoi un trend descendent, ajungând la o valoare de **184,56 lei/acțiune** la finele anului 2013.

Luna	Volum acțiuni tranzacționate	Valoare tranzacții (lei)	Pret de închidere (lei/acțiune) din ultima zi a lunii
IANUARIE	41.112	12.764.424,55	211.00
FEBRUARIE	28.991	6.132.916,75	208.90
MARTIE	51.077	11.368.069,55	215.00
APRILIE	126.190	24.460.121,60	194.50
MAI	138.072	28.332.451,25	208.80
IUNIE	160.148	31.512.968,25	180.00
IULIE	63.896	13.900358,45	185.50
AUGUST	127.631	24.082.178,45	186.70
SEPTEMBRIE	185.230	34.779.407,40	186.90
OCTOMBRIE	103.234	20.315.010,80	182.45
NOIEMBRIE	183.833	36.652.835,00	190.00
DECEMBRIE	2.305.057	402.335.656,05	185.25
TOTAL	3.514.473	646.636.398,10	x

Sursa: www.ktd.ro

Tabel 25- Evoluția prețului mediu de închidere al acțiunii TGN în anul 2013

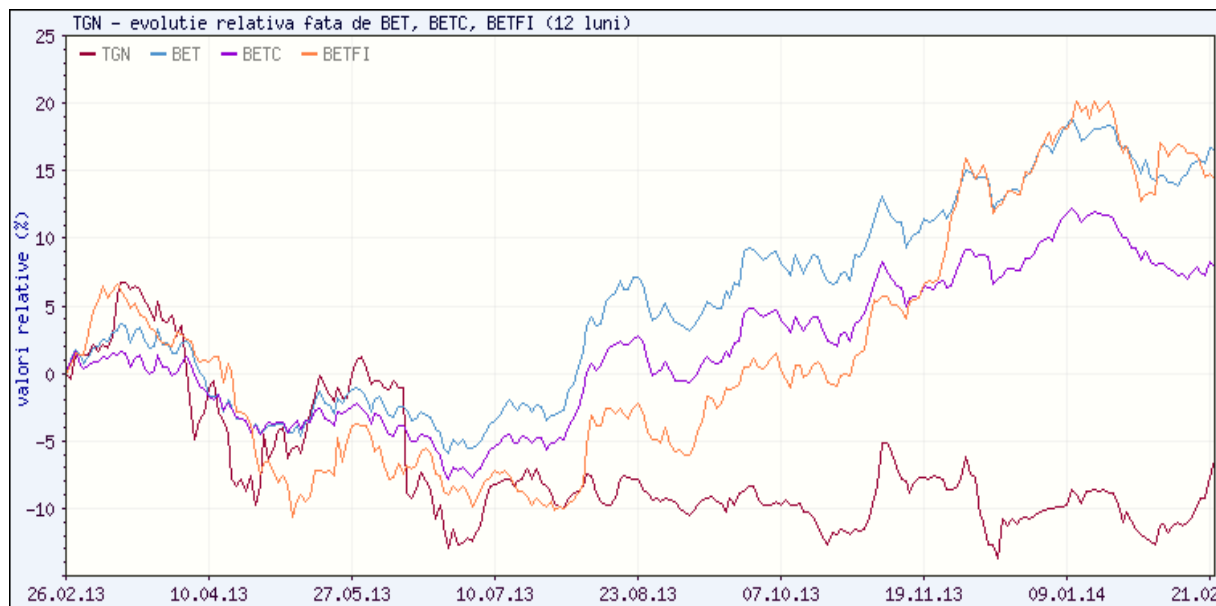


Grafic 31- Evoluția prețului mediu de închidere al acțiunii TGN în anul 2013

La sfârșitul anului 2013, capitalizarea bursieră a SNTGN Transgaz SA a fost de 2.18 mld. Lei, respectiv 486.3 milioane EURO.

Evoluția acțiunii TGN în cursul anului 2013

Sursa: www.ktd.ro



Grafic 32-Evoluția acțiunii TGN în anul 2013

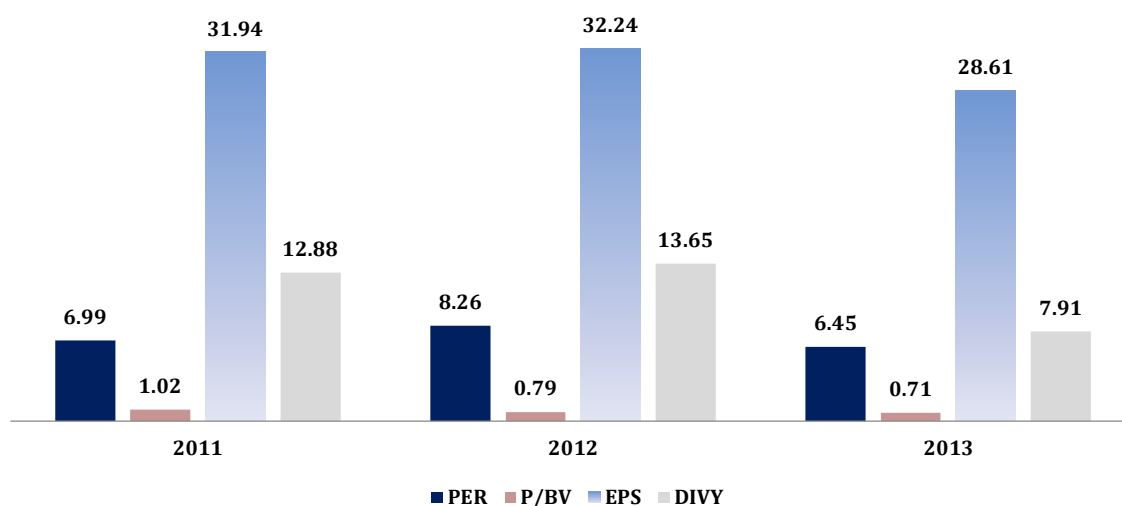
După cum se poate observa, în prima parte a anului 2013 acțiunea TGN a avut valori comparabile cu cele ale indicilor BET, BETC și BETFI, pentru perioade relativ scurte de timp, chiar depășindu-i pe aceștia, ca mai apoi începând din iulie – august să urmeze un trend descendent și depărtându-se astfel de valorile celor trei indici bursieri.

Acest trend descendent a fost determinat de influența mai multor factori cum ar fi: lichidarea companiei de proiect și a Companiilor Naționale Nabucco (NNC-uri), a derulării Ofertei Secundare de Vanzare a 15% din capitalul TGN dar și a plasamentului privat prin care Fondul Proprietatea a vândut pachetul de 14.99% deținut la Transgaz.

În perioada 2011-2013, pentru acțiunile TGN, principalii indicatori bursieri au înregistrat următoarele valori:

	Decembrie 2011	Decembrie 2012	Decembrie 2013
PER	6.99	8.26	6.45
P/BV	1.02	0.79	0.71
EPS	31.94	32.24	28.61
DIVY	12.88	13.65	7.91

Tabel 26- Evoluția indicatorilor bursieri ai acțiunii TGN în perioada 2011-2013



Grafic 33 – Evoluția indicatorilor bursieri ai acțiunii TGN în perioada 2011-2013

3.3.1.2 Politica cu privire la dividend

Valoarea dividendelor cuvenite acționarilor se determină în conformitate cu **Ordonanța Guvernului nr.64 din 30 august 2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată prin Legea nr. 769/2000**, cu modificările și completările ulterioare, care prevede la art.1 alin.(1) lit.f) repartizarea din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit a "**minimum 50% dividende în cazul societăților naționale cu capital integral sau majoritar de stat**"

În anul 2013 suma propusă pentru dividende este determinată prin aplicarea cotei de 60,02435% asupra profitului net reîntregit cu suma reprezentând participarea salariaților la profit.

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

Situația dividendelor aferente perioadei 2011-2013 este prezentată în tabelul de mai jos:

Specificații	UM	2011	2012	2013 propunere
Profit net rămas reîntregit cu suma reprezentând participarea salariaților la profit determinată conform OMFP nr.144/2005 și înregistrată la cheltuieli	lei	89.258.615,00	294.876.836,00	344.833.681,00
Profit net	lei	379.571.465,00	284.852.188,00	334.491.415,00
Dividende	lei	350.389.597,44	250.665.138,76	206.984.177,52
Pondere dividende				
*în profitul net reîntregit	%	90.01	85.01	60.02435
*în profitul net	%	92.31	87.99	61.88027

Tabel 27- Situația dividendelor aferente perioadei 2011-2013

Intenția Transgaz de achiziționare de acțiuni proprii

Nu este cazul.

Numărul și valoarea nominală a acțiunilor emise de societatea mamă deținute de filiale

Nu este cazul.

Obligațiuni și/sau alte titluri de creanță

Nu este cazul.

3.3.2 Fuziuni sau reorganizări semnificative în timpul exercițiului financiar

În cursul anului 2013 nu au avut loc fuziuni sau reorganizări, cu excepția înființării Reprezentanței București a SNTGN Transgaz SA unde se desfășoară activități proprii de birou pentru societate.

În data de 29 ianuarie 2013, prin Hotărârea AGEA nr.3, art. 3 s-a aprobat desființarea Exploatării Teritoriale de Tranzit Constanța, prin preluarea patrimoniului și personalului acesteia de către Exploatarea Teritorială Constanța.

3.3.3 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 a Acționarilor din 2 martie 2011, prin Hotărârea AGA nr.1/2011(art.4).

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

- Cap.1 - **Structuri de guvernanță corporativă:** Consiliul de Administrație, Comitetele consultative, Conducerea executivă. Atribuțiile conducerii executive sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare al Transgaz iar prin Codul de Conduită Profesională se reglementează normele etice de conduită obligatorie pentru toți angajații și se aplică în toate structurile organizatorice și ierarhice ale companiei;
- Cap.2 - **Drepturile deținătorilor de acțiuni:** drepturile deținătorilor de acțiuni, tratamentul deținătorilor de acțiuni;

- Cap.3 - **Consiliul de Administrație**: rolul și obligațiile Consiliului de Administrație, structura Consiliului de Administrație, numirea membrilor Consiliului de Administrație, remunerarea membrilor Consiliului de Administrație;
- Cap.4 - **Transparența, raportarea financiară, controlul intern și administrarea riscului**: transparența și raportarea financiară;
- Cap.5 - **Conflictul de interese și tranzacțiile cu persoane implicate**: conflictul de interese; tranzacțiile cu persoane implicate;
- Cap.6 - **Regimul informației corporative**;
- Cap.7 - **Responsabilitatea socială**;
- Cap.8 - **Sistemul de administrare**;
- Cap.9 - **Dispoziții finale**.

Raportarea privind guvernarea corporativă este din anul 2010, pentru companiile listate la bursă, obligatorie de prezentat în Raportul Administratorilor.

Companiile listate la bursă și care au decis să implementeze principiile de guvernare corporativă completează obligatoriu, începând cu anul 2011 **Declarația "Aplici sau Explici"**.

Transgaz a aderat la Codul de Guvernare Corporativă al Bursei de Valori București și aplică din recomandările acestui cod, conform Declarației privind conformarea sau neconformarea cu prevederile Codului de Guvernare Corporativă (Declarația "aplici sau explici") recomandările aferente principiilor nr: 1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 15. 17.18 și explică recomandările aferente principiului nr: 14. 16 și 19.

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

În anul 2013, societatea nu a încheiat tranzacții cu administratorii, directorii, cu angajații sau cu acționarii care dețin controlul asupra societății.

Până în luna mai 2013, acționarul majoritar al SNTGN Transgaz SA a fost Ministerul Economiei. Conform prevederilor art.2 din OUG nr.18/2013, la data de 1 mai 2013, acțiunile deținute de stat la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș trec din administrarea Ministerului Economiei în administrarea Ministerului Finanțelor Publice.

Tranzacții încheiate:

Nr. crt.	Datele Contractului	Clauze contractuale prevazute in contract
	Parti contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SNGN Romgaz SA
1.	Nr. contract	Contract nr. 20/2009 – prelungit cu act adițional nr.11/2013
	Obiectul Contractului	Servicii de vânzare-cumpărare gaze naturale interne
	Valoarea contractului	100.754.447,00 Lei fara TVA

	Penalitati si garantii stipulate	-
	Termene si modalitati de plata	90 zile de la data emiterii facturii
	Durata contractului	01.07.2013- 31.03.2014
	Valoare realizata din contract la 31.12.2013	42.658.976,37 lei fara TVA
	Parti contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA si SNGN Romgaz SA
2.	Nr. contract	Contract nr.768/2013
	Obiectul Contractului	Servicii de înmagazinare subterană;
	Valoarea contractului	2.823.840,00 Lei fara TVA
	Penalitati si garantii stipulate	-
	Termene si modalitati de plata	15 zile de la data emiterii facturii
	Durata contractului	16.04.2013- 15.04.2014
	Valoare realizata din contract la 31.12.2013	1.916.480 lei fara TVA
	Parti contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA si SNGN Romgaz SA
3.	Nr. contract	Contract nr. 32 / 20.06.2013
	Obiectul Contractului	Servicii de transport gaze naturale;
	Valoarea contractului	45,518,800,85 lei fara TVA
	Penalitati si garantii stipulate	-
	Termene si modalitati de plata	90 zile de la data emiterii facturii.
	Durata contractului	01.07.2013 – 01.07.2014
	Valoare realizata din contract la 31.12.2013	26.063.995,29 lei fara TVA
	Parti contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SC Electrocentrale Galați SA
4.	Nr. contract	Contract nr. 15 / 20.06.2013
	Obiectul Contractului	Servicii de transport gaze naturale
	Valoarea contractului	18.904.687,39 Lei
	Penalitati si garantii stipulate	-
	Termene si modalitati de plata	15 zile de la data emiterii facturii;
	Durata contractului	01.07.2013 – 01.07.2014
	Valoare realizata din contract la 31.12.2013	9.553.744,31 lei fara TVA
	Parti contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA si SC Electrocentrale Bucuresti SA
5.	Nr. contract	Contract nr.14 / 20.06.2013
	Obiectul Contractului	Servicii de transport gaze naturale

	Valoarea contractului	38.572.094,01 Lei fara TVA
	Penalitati si garantii stipulate	-
	Termene si modalitati de plata	15 zile de la data emiterii facturii;
	Durata contractului	01.07.2013 – 01.07.2014
	Valoare realizata din contract la 31.12.2013	56.375.326,58 lei fara TVA
	Parti contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA si Complexul Energetic Hunedoara
6.	Nr. contract	Contract nr. 8 / 20.06.2013
	Obiectul Contractului	Servicii de transport gaze naturale;
	Valoarea contractului	814,068,93 Lei fara TVA
	Penalitati si garantii stipulate	Cont garantat
	Termene si modalitati de plata	15 zile de la data emiterii facturii
	Durata contractului	01.07.2013 – 01.07.2014
	Valoare realizata din contract la 31.12.2013	3.484.925,96 lei fara TVA

Guvernanța corporativă și Declarația "Aplici sau Explici" sunt prezentate detaliat în Anexa nr.1

3.4 Analiza activității financiare

3.4.1 Poziția Financiară

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

Pentru perioada 2011 - 2013 situația poziției financiare se prezintă astfel:

Denumire indicator	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2013	Dinamica (%)		
	mii lei	mii lei	mii lei	4=2/1	5=3/2	6=3/1
0	1	2	3			
Imobilizări necorporale	2.458.211	2.495.793	2.533.955	101.53	101.53	103.08
Imobilizări corporale	760.866	742.425	694.971	97.58	93.61	91.34
Active financiare disponibile pentru vânzare	65.384	105.357	5.953	161.14	5.65	9.10
Active imobilizate	3.284.461	3.343.575	3.234.879	101.80	96.75	98.49
Stocuri	43.226	35.828	34.054	82.89	95.05	78.78
Creanțe comerciale și alte creanțe	370.803	347.782	398.893	93.79	114.70	107.58
Casa și conturi la bănci	274.147	178.638	267.262	65.16	149.61	97.49
Active circulante - TOTAL	688.176	562.248	700.209	81.70	124.54	101.75
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	372.562	358.276	323.037	96.17	90.16	86.71
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	591.416	559.971	539.417	94.68	96.33	91.21
Total datorii	963.978	918.248	862.455	95.26	93.92	89.47
Capitaluri proprii						
Capital social	117.738	117.738	117.738	100.00	100.00	100.00
Ajustări ale capitalului social la hiperinflație	441.419	441.419	441.418	100.00	100.00	100.00
Prime de capital	247.479	247.479	247.479	100.00	100.00	100.00
Alte rezerve	1.265.797	1.265.797	1.265.797	100.00	100.00	100.00
Rezultatul reportat	936.226	915.142	1.000.201	97.75	109.29	106.83
Total capitaluri proprii și datorii	3.972.637	3.905.823	3.935.088	98.32	100.75	99.05

Tabel 28-Situația poziției financiare a societății în perioada 2011-2013

Imobilizări necorporale

Începând cu anul 2010, Societatea, în conformitate cu procesul de aprobare UE, a început să aplice IFRIC 12. **Angajamente de concesiune a serviciilor**, adoptat de către UE. Domeniul de aplicare al IFRIC 12 cuprinde: infrastructura existentă la momentul semnării acordului de concesiune și, de asemenea, modernizările și îmbunătățirile aduse sistemului de conducte, care sunt transferate autorității de reglementare la sfârșitul acordului de concesiune.

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

Datorită 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 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.

Imobilizările necorporale au crescut cu 38.163 mii lei comparativ cu 31.12.2012 în principal pe seama îmbunătățirilor aduse sistemului național de transport.

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 reducere de 47.457 mii lei comparativ cu 2012, aceasta fiind determinată în principal de faptul că intrările de imobilizări corporale în valoare de 9.954 mii lei au fost depășite de cheltuiala cu amortizarea privind imobilizările corporale în valoare de 57.294 mii lei.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare au crescut în cursul anului 2013, creștere care se explică prin contribuția la majorarea capitalului social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH Viena cu suma de 7.538.834.93 Euro, asigurată parțial (2.538.834.93 Euro) din surse proprii Transgaz și parțial (5.000.000 Euro) din finanțarea nerambursabilă din partea consorțiului Shah Deniz.

Stocuri

La 31 decembrie 2013 stocurile au înregistrat o reducere de 1.773 mii lei comparativ cu 31 decembrie 2012 ca urmare a derulării programelor de reparații și investiții ale societății.

Creanțe comerciale și alte creanțe

La 31 decembrie 2013, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe a crescut cu 51.111 mii lei față de 2012, această creștere fiind determinată în principal de următorii factori:

- creșterea soldului creanțelor clienți cu 37.480 mii lei ca urmare a creșterii în principal a veniturilor în anul 2013 față de anul 2012;
- creșterea avansurilor către furnizori cu 19.140 mii lei;
- scăderea soldului altor creanțe cu 5.520 mii lei;
- scaderea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor cu 2.797 mii lei.

Casa și conturi la bănci

La 31 decembrie 2013 numerarul societății a crescut cu 88.624 mii lei comparativ cu sfârșitul anului 2012, această creștere fiind determinată de faptul că numerarul generat de activitatea de exploatare în valoare de 496.179 mii lei a depășit numerarul utilizat pentru activitățile de investiții (185.178 mii lei) și finanțare (222.377 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 anul precedent:

- creșterea soldului datoriilor comerciale și altor datorii cu 6.785 mii lei pe seama creșterii în principal a datoriilor aferente redevențelor cu 6.339 mii lei, a creșterii TVA de plata cu 7.575 mii lei, a creșterii datoriilor cu alte impozite cu 4.810 mii lei, a creșterii sumelor de plată către angajați cu 3.223 mii lei, a creșterii altor datorii cu 11.547 mii lei, a scăderii datoriilor comerciale cu 20.373 mii lei și a scăderii furnizorilor de imobilizări cu 3.614 mii lei;
- creșterea provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 2.419 mii lei pe seama creșterii provizionului pentru contractul de mandat cu 1.490 mii lei;
- reducerea datoriei privind impozitul pe profit ca urmare a aplicării de către Transgaz a plăților anticipate privind impozitul pe profit și a reducerii obligațiilor fiscale aferente anului 2014, anul 2013 fiind un an în care au avut loc retratări fiscale ca urmare a aplicării pentru prima dată a IFRS ca bază a situațiilor financiare statutare;
- creșterea provizionului pentru beneficiile angajaților cu 1.561 mii lei determinată de creșterea cu rata inflației a drepturilor salariale.

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- rambursarea parțială (24.000 mii lei) a împrumului contractat de la BRD Group Societe Generale cu scopul finanțării parțiale a programului de investiții al Societății;
- creșterea veniturilor înregistrate în avans cu 7.919 mii lei ca urmare a încasării de fonduri europene pentru obiectivul SCADA;
- reducerea datoriei privind impozitul pe profit amânat cu 4.604 mii lei se datorează în principal creșterii provizionului pentru beneficiile angajaților comparativ cu anul 2013, respectiv ca urmare a reducerii diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz.

La data de 31 decembrie 2013 situația împrumuturilor pe termen mediu și lung angajate de Transgaz se prezintă astfel:

Banca finanțatoare	Valuta creditului	Valoarea creditului (mii lei)	Sold la 31.12.2013 (mii lei)
BRD GSG	RON	120.000.00	48.000.00

Tabel 29- Situația împrumuturilor pe termen mediu și lung la 31.12.2013

Capitaluri proprii

În anul 2013 nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat.

Creșterea rezultatului reportat cu 85.057 mii lei este determinată de realizarea unui profit în anul 2013 superior valorii dividendelor distribuite în cursul anului 2013, dividend aferent profitului realizat în anul 2012.

3.4.2 Rezultatul global

Situația contului de profit și pierdere pentru perioada 2011-2013 este următoarea:

Nr. crt.	Specificație	Realizări (mii lei)			Dinamica (%)		
		2011	2012	2013	5=3/2	6=4/3	7=4/2
0	1	2	3	4			
1.	TOTAL venituri. din care:	1.457.621	1.420.158	1.557.361	97.43	109.66	106.84
1.1	Venituri din exploatare	1.398.503	1.365.369	1.516.640	97.63	111.08	108.45
1.2	Venituri financiare	59.118	54.790	40.721	92.68	74.32	68.88
1.3	Venituri extraordinare	-	-	-			
2.	TOTAL cheltuieli. din care:	994.137	1.025.612	1.127.429	103.17	109.93	113.41
2.1	Cheltuieli de exploatare	954.715	998.817	980.843	104.62	98.20	102.74
2.2	Cheltuieli financiare	39.422	26.795	146.586	67.97	547.06	371.84
2.3	Cheltuieli extraordinare	-	-	-			
3.	PROFIT BRUT. din care:	463.484	394.546	429.932	85.13	108.97	92.76
3.1	Rezultat din exploatare	443.788	366.552	535.798	82.60	146.17	120.73
3.2	Rezultat financiar	19.696	27.995	-105.865	142.13	-378.16	-537.49
3.3	Rezultat extraordinar	-	-	-			
4.	IMPOZIT PE PROFIT	82.689	113.404	100.045	137.15	88.22	120.99
5.	Venituri din impozitul pe profit amânat	8.161	49.793	4.604	610.13	9.25	56.41
6.	PROFIT NET	388.956	330.935	334.491	85.08	101.07	86.00

Tabel 30- Situația contului de profit și pierdere în perioada 2011-2013

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare realizate în perioada 2011-2013 se prezintă astfel:

Nr. crt	Specificații	Realizări			Dinamica (%)		
		2011	2012	2013	5=3/2*100	6=4/3*100	7=4/2*100
0	1	2	3	4			
1.	Venituri din activitatea de transport intern al gazelor naturale						
	- mii lei	1.092.023	1.052.112	1.210.480	96.35	115.05	110.85
	- MWh	136.133.151	130.466.645	119.741.363	95.84	91.78	87.96
	- lei/MWh	8.02	8.06	10.11	100.50	125.42	126.05
	- mii mc	12.820.532	12.273.576	11.258.941	95.73	91.73	87.82
	- lei/1000 mc	85.18	85.72	107.51	100.63	125.42	126.22
2.	Venituri din activitatea de transport internațional al gazelor naturale						
	- mii lei	244.956	275.875	268.537	112.62	97.34	109.63
3.	Alte venituri din exploatare						
	- mii lei	61.524	37.382	37.623	60.76	100.64	61.15
*	TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE	1.398.503	1.365.369	1.516.640	97.63	111.08	108.45

Tabel 31- Veniturile activității de exploatare realizate în perioada 2011-2013

Comparativ cu anul precedent, veniturile din exploatare sunt mai mari datorită creșterii tarifului de rezervare a capacității de transport.

Veniturile financiare

Evoluția veniturilor financiare față de anul precedent este determinată de:

- reducerea veniturilor din dobânzi cu 5.800 mii lei cauzată de nivelul mai scăzut al depozitelor bancare și scăderea ratelor dobânzilor bonificate la depozite;
- reducerea veniturilor din diferențe de curs valutar cu 30.097 mii lei, diferențe rezultate în principal din reevaluarea lunară a disponibilităților și depozitelor în monedă străină;
- creșterea altor venituri financiare cu 21.920 mii lei, reprezentând finanțarea nerambursabilă de care a beneficiat societatea în scopul majorării participației sale în compania Nabucco Gas Pipeline International GmbH.

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare realizate în perioada 2011-2013 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Specificație	Realizări (mii lei)			Dinamica (%)		
		2011	2012	2013	5=3/2	6=4/3	7=4/2
0	1	2	3	4			
1	Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport						
	- mii mc	278.577	239.199	160.140	85.86	66.95	57.48
	- mii lei	133.898	118.925	95.500	88.82	80.30	71.32
	- lei/1000 mc	480.65	497.18	596.35	103.44	119.95	124.07
2	Materiale auxiliare	20.431	22.433	22.136	109.80	98.67	108.34
3	Energie.apă	6.309	7.020	7.612	111.27	108.43	120.65
4	Amortizare și provizioane	159.559	164.540	180.880	103.12	109.93	113.36
5	Lucrări, servicii executate de terți	156.905	147.106	108.884	93.76	74.02	69.39
6	Fond de salarii	185.034	190.687	194.972	103.05	102.25	105.37
7	CAS, ajutor somaj, sănătate, alte cheltuieli cu personalul	69.026	74.246	77.401	107.56	104.25	112.13
8	Cota gaze	39.832	40.338	43.036	101.27	106.69	108.04
9	Tichete de masă	9.308	9.228	9.266	99.14	100.41	99.55
10	Alte cheltuieli materiale	3.655	3.826	3.786	104.67	98.97	103.59
11	Cheltuieli cu alte impozite și taxe	8.481	6.737	6.778	79.44	100.61	79.93
12	Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	5.805	8.794	7.434	151.49	84.53	128.06
13	Redevența pentru concesiune SNT	133.698	132.799	147.902	99.33	111.37	110.62
14	Impozit pe monopol			40.121			
15	Alte costuri din exploatare	22.774	72.137	35.135	316.75	48.71	154.28
*	TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE	954.715	998.817	980.843	104.62	98.20	102.74

Tabel 32- Cheltuielile activității de exploatare realizate în perioada 2011-2013

Comparativ cu anul 2012, cheltuielile de exploatare au înregistrat o scădere de 17.974 mii lei, determinată în principal de următorii factori:

- reducerea cheltuielilor cu consumul tehnologic cu 23.425 mii lei;
- reducerea cheltuielilor cu lucrări și servicii executate de terți cu 38.222 mii lei;
- creșterea cheltuielilor cu amortizarea cu 16.340 mii lei.

Cheltuieli financiare

Cheltuielile financiare se compun în principal din: ajustări pentru pierderea de valoare a imobilizărilor financiare, cheltuieli cu dobânzi și comisioane aferente creditelor angajate și cheltuieli cu diferențele de curs valutar, după cum urmează:

- ajustări pentru pierderea de valoare a imobilizărilor financiare în valoare de 132.591 mii lei pe seama provizionului constituit pentru deprecierea participației Transgaz la capitalul social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH;
- cheltuielile privind dobânzile au scăzut cu 1.064 mii lei ca urmare a rambursării integrale a creditelor de la BIRD și Unicredit Țiriac și a rambursării parțiale a creditului de la BRD;
- cheltuielile privind diferențele de curs valutar au scăzut față de anul 2012 cu 14.959 mii lei;
- creșterea efectului actualizării provizionului pentru beneficiile angajaților cu 2.436 mii lei.

3.4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

Situația fluxurilor de trezorerie în perioada 2011-2013 este redată mai jos:

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)		
	2011	2012	2013
Profit înainte de impozitare	461.731	394.546	429.933
<i>Ajustări pentru:</i>			
Amortizare	159.559	164.540	180.880
Pierdere din cedarea de mijloace fixe	-389	122	-20
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-1.932	5.101	2.419
Provizioane pentru deprecierea imobilizărilor necorporale	-	-	806
Venituri din taxe de racordare	-12.991	-14.651	-16.958
Provizion pentru beneficiile angajaților	1.266	29.137	-2.123
Provizioane pentru deprecierea creanțelor	-6.327	9.355	162
Provizioane pentru deprecierea imobilizărilor financiare	-	-	132.591
Pierdere /(câștig) din deprecierea stocurilor	-716	-556	891
Pierdere din creanțe	2.823	41	83
Cheltuiala cu dobânda	7.084	3.929	2.865
Efectul actualizării provizionului pentru beneficiile acordate angajaților	2.158	2.609	5.046

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)		
	2011	2012	2013
Venituri din dobânzi	-18.719	-15.364	-9.563
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	-153	21	-119
Alte venituri	<u>-1.236</u>	<u>-1.074</u>	<u>-23.167</u>
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	592.158	577.756	703.726
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	-27.015	10.662	-95.669
(Creștere)/Descreștere stocuri	-14.881	7.954	882
Creștere/(Descreștere) datorii comerciale și alte datorii	<u>10.624</u>	<u>-17.075</u>	<u>26.451</u>
Numerar generat din exploatare	<u>560.886</u>	<u>579.296</u>	<u>635.391</u>
Dobânzi plătite	-7.199	-3.962	-2.865
Dobânzi primite	18.201	15.601	9.703
Impozit pe profit plătit	<u>-78.007</u>	<u>-82.872</u>	<u>-146.050</u>
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare	493.881	508.063	496.179
Flux de trezorerie din activități de investiții			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-118.804	-168.504	-174.046
Încasări din cedarea de imobilizări corporale	716	112	135
Achiziția de investiții financiare. net	<u>-27.041</u>	<u>-39.973</u>	<u>-11.268</u>
Numerar net utilizat în activități de investiții	-145.129	-208.365	-185.178
Flux de trezorerie din activități de finanțare			
Dividende plătite	-335.219	-350.122	-253.386
Numerar din taxe de racordare	58.488	5.114	55.009
Încasări din împrumuturi pe termen lung	44.500	-	-
Rambursări de împrumuturi pe termen lung	<u>-47.671</u>	<u>-42.413</u>	<u>-24.000</u>
Numerar net utilizat în activități de finanțare	-279.902	-387.421	-222.377
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	68.850	-87.723	88.624
Numerar și echivalent de numerar la început de an	<u>197.511</u>	<u>266.361</u>	<u>178.638</u>
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de an	<u>266.361</u>	<u>178.638</u>	<u>267.262</u>

Tabel 33- Situația fluxurilor de trezorerie în perioada 2011-2013

Din analiza fluxului de numerar la 31 decembrie 2013 se constată o creștere a disponibilităților cu 88.624 mii lei comparativ cu anul precedent.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar pentru anul 2013 sunt:

- ☞ fluxul de numerar generat din exploatare este de 496.179 mii lei cu 11.884 mii lei mai mic decât cel aferent anului 2012;
- ☞ fluxul de numerar utilizat în activitatea de investiții este de 185.178 mii lei cu 23.187 mii lei mai mic decât cel aferent anului 2012;
- ☞ fluxul de numerar utilizat în activitatea de finanțare este de 222.377 mii lei cu 165.044 mii lei mai mic decât cel aferent anului 2012.

3.4.4 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar

Factori de risc financiar

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

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

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

Riscul de piață

Riscul valutar

Societatea este expusă riscului valutar prin expunerile la diferite devize, în special la dolarul SUA și 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 tranzit) 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:

	2013	2012
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului SUA cu 10%	3.654.009	2.663.068
Deprecierii dolarului SUA cu 10%	(3.654.009)	(2.663.068)
Aprecierii Euro cu 10%	2.635.180	5.029.460
Deprecierii Euro cu 10%	(2.635.180)	(5.029.460)

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 aferent anului ar fi fost mai mic/ mai mare cu 4.011.003 lei (2012: 5.083.885 lei).

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

Societatea este expusă riscului ratei dobânzii prin împrumuturile sale pe termen lung și scurt, dintre care majoritatea au rate variabile. De asemenea, 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 în 2013, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/ mai mari, cu toate variabilele menținute constante, profitul aferent anului și capitalurile proprii ar fi fost cu 829.187 lei (2012: profit de 787.254 lei) mai mic/ mai mare, în special ca urmare a reducerii ratei dobânzii la depozitele bancare, compensate parțial de cheltuiala redusă cu dobânda pentru obligațiile cu dobândă variabilă.

Riscul de credit

Riscul de credit este legat în special de numerar și echivalente de numerar și de creanțele comerciale. Societatea a elaborat o serie de politici prin aplicarea cărora se asigură că vânzările de produse și servicii se efectuează către clienți corespunzători.

Valoarea contabilă a creanțelor, netă de provizioanele pentru creanțe incerte, reprezintă valoarea maximă expusă riscului de credit. Riscul de credit al societății este concentrat pe cei 5 clienți principali, care împreună reprezintă 73% din soldurile de creanțe comerciale la 31 decembrie 2013 (2012: 73%).

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

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

	2013	2012
Fără rating	59.511	53.863.544
BB-	86.883.471	34.639.436
BBB-	1.922.703	707.233
BBB+	122.973.017	60.361.920
BA1	-	187.202
A	53.982.844	28.727.413
A+	66.924	49.409
Caa2	<u>1.262.981</u>	-
	<u>267.151.451</u>	<u>178.536.157</u>

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 previziunile continue ale cerințelor 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 2013 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2013 este următoarea:

	Suma totală	mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Imprumuturi	49.333.053	24.963.393	24.369.660	-
Datorii comerciale și datorii	<u>151.345.228</u>	<u>151.345.228</u>	-	-
	<u>200.678.281</u>	<u>176.308.621</u>	<u>24.369.660</u>	-

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2012 este următoarea:

	Suma totală	mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Credite și împrumuturi	79.260.985	27.911.962	51.349.023	-
Datorii comerciale și alte da	<u>166.506.211</u>	<u>166.506.211</u>	-	-
	<u>245.767.196</u>	<u>194.418.173</u>	<u>51.349.023</u>	-

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

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 2013 și 2012, strategia societății a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții dacă și când va fi cazul.

Gradul de îndatorare net la 31 decembrie 2013 și 2012:

	2013	2012
Total împrumuturi	48.000.000	72.000.000
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	<u>(267.261.555)</u>	<u>(178.637.942)</u>
Poziția netă de numerar	<u>(219.261.555)</u>	<u>(106.637.942)</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 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. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII

4.1 Consiliul de Administrație

Lista administratorilor societății de la **începutul anului 2013 până în 30.04.2013.**

1. **SCHMIDT VICTOR ALEXANDRU *presedinte CA*** - numit prin ordinul Ministrului Economiei nr.576/24.03.2009, ales în baza hotărârii AGOA din 28.04.2009 – revocat în AGOA nr.5 din 30.04.2013;
2. **RUSU IOAN *membru CA*** – numit prin ordinul Ministrului Economiei nr. 1022/05.06.2012, ales în baza hotărârii AGOA din 19.07.2012;
3. **TRUTA OANA *membru CA*** - numit prin ordinul Ministrului Economiei nr. 8222/20.04.2011, ales în baza hotărârii AGOA din 29.04.2011 - revocat în AGOA nr.5 din 30.04.2013;
4. **ALBULESCU MIHAI *membru CA*** - numit prin ordinul Ministrului Economiei nr. 576/24.03.2009, ales în baza hotărârii AGOA din 28.04.2009 - revocat în AGOA nr.5 din 30.04.2013;
5. **RAICU IONICA *membru CA*** - numit prin ordinul Ministrului Economiei nr. 576/24.03.2009, ales în baza hotărârii AGOA din 28.04.2009 - revocat în AGOA nr.5 din 30.04.2013.

Administratorii societății **începând cu 30.04.2013.**

În **Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor nr. 5 din 30.04.2013**, prin metoda votului cumulativ, s-au ales în calitate de membri ai Consiliului de Administrație, următoarele persoane:

1. **VĂDUVA PETRU ION *membru CA***;
2. **CERNOV RADU ȘTEFAN *membru CA***;
3. **STERIAN ION *membru CA***;
4. **PREDA MIHAELA *membru CA***;
5. **RUSU IOAN *membru CA***.

În cadrul ședinței Consiliului de Administrație nr.8 din 4 iunie 2013 membrii acestuia au luat act de demisia Doamnei Preda Mihaela din data de 30.05.2013 din calitatea de administrator al societății și numește începând cu data de 04.06.2013 pe domnul Iliescu Bogdan George în calitate de administrator provizoriu al Transgaz.

Administratorii societății începând cu 10.07.2013.

În Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor nr.8 din 10.07.2013, prin metoda votului cumulativ s-au ales în calitate de membri ai Consiliului de Administrație următoarele persoane:

1. **CERNOV RADU ȘTEFAN *membru CA*** – până în prezent;
2. **ILIESCU BOGDAN-GEORGE *membru CA*** - până în prezent;
3. **NEACȘU VLAD-NICOLAE *membru CA*** - până în 24.01.2014;
și s-au reconfirmat în calitate de administratori Transgaz;
4. **STERIAN ION *președinte CA***- până în prezent.
5. **VĂDUVA PETRU ION *membru CA*** - până în prezent;

CV-urile administratorilor

CV-urile administratorilor societății se găsesc pe pagina de web a Transgaz www.transgaz.ro

Acorduri/înțelegeri sau legături de familie special

Potrivit informațiilor furnizate de administratori nu există acord de înțelegere sau legătură de familie între persoana respectivă și o altă persoană datorită căreia persoana respectivă a fost numită administrator.

Participarea administratorilor la capitalul Transgaz

În tabelul de mai jos este prezentată situația acțiunilor Transgaz deținute de administratorii societății:

Numele si prenumele	Administratori	Număr acțiuni deținute la 31.12.2013	Cota de participare (%)
Neacsu Vlad Nicolae	Membru CA	3.475	0.0295
Rusu Ioan	Membru CA	2.508	0.0213

Tabel 34- Situația acțiunilor Transgaz deținute de administratorii societății

4.2 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 accord, înțelegere sau legătură de familie între persoanele menționate și o altă persoană datorită căreia acestea au fost numite ca membri ai conducerii executive.

Conducerea executivă a societății este asigurată de următoarele persoane:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
1	Petru Ion Văduva	Director General	
2	Gheorghe Hațegan	Director general adjunct	
3	Ioan Rusu	Director general adjunct	
4	Marius Lupean	Director	Departament Economic
5	Florea Vasile	Director	Departament Operare
6	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare
7	Cosma Florin	Director	Departament Exploatare și Mentenanță
8	Ghidu Elisabeta	Director	Departament Strategie și Management Corporativ
9	Ciprian Viorel Achim	Director	Departament Corp Control și HSSEQ
10	Ciprian Octavian Alic	Director	Departament Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale
11	Idu Olga	Director	Direcția Juridică
12	Mateș Angela	Director	Direcția Resurse Umane
13	Oana Cristina Niculescu	Director	Direcția Strategie Bugetară
14	Gabriela Elena Mareș	Director	Direcția Cooperare și Reglementări Europene
15	Mihai Fodor	Director	Direcția Buget Finanțe
16	Dorin Vasile Deac Șuteu	Director	Direcția Tehnologia Informației și Comunicații
17	Sorin Gabriel Deac	Director	Direcția Pregătire. Execuție Lucrări
18	Rău Ioan	Director	Direcția de Echilibrare
19	Șai Alexandru	Director	Direcția Măsurare. Calitate Gaze Naturale
20	Pătârniche Mihai	Director	Dispeceratul Național
21	Stroia Gheorghe Marius	Director	Direcția Operator Piață Gaze București
22	Bunea Florin	Director adjunct	Direcția Operator Piață Gaze
23	Muntean Aurel	Director adjunct	Direcția Măsurare. Calitate Gaze Naturale
24	Lascu Sergiu	Director adjunct	Direcția Tehnologia Informației și Comunicații
25	Viorel Barbu	Director	Direcția Reabilitare SNT
26	Adela Pînzar	Director	Direcția Achiziții Publice și Contractări
27	Ilie Lața	Director	Sucursala Mediaș
28	Leahu Mihai	Director	Departament Proiectare și Cercetare

Tabel 35 – Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA Mediaș

Lista membrilor conducerii executive a companiei care dețin acțiuni Transgaz este prezentată mai jos:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Număr acțiuni la 31.12.2013	Cota de participare (%)
3	Ioan Rusu	Director general adjunct	2.508	0.02130
4	Marius Lupean	Director	8	0.00006
5	Florea Vasile	Director	14	0.00012
6	Tătaru Ion	Director	25	0.00021
16	Dorin Vasile Deac Suteu	Director	17	0.00010
19	Șai Alexandru	Director	10	0.00008
20	Pătârniche Mihai	Director	97	0.00082
27	Ilie Lața	Director	46	0.00040

Tabel 36- Lista membrilor conducerii executive a Transgaz. care dețin acțiuni la companie

4.3. Eventuale litigii sau proceduri administrative

Litigii sau proceduri administrative în care au fost implicate, în ultimii 5 ani, referitoare la conducerea administrativă și executivă precum și acelea care privesc capacitatea acestora de a-și îndeplini atribuțiile în cadrul Transgaz

Nu este cazul.

5. ALTE ASPECTE

Lista tuturor entităților în care Transgaz deține participații

- **NABUCCO GAS PIPELINE INTERNATIONAL GmbH**, cu sediul în Viena, companie în care Transgaz deține părți sociale în procent de 17.93 % din capitalul social și care are ca obiect de activitate dezvoltarea proiectului Nabucco. Lipsa de perspectivă a proiectului Nabucco în contextul deselectării acestuia de către Consorțiul Shah Deniz și a incertitudinii punerii în operă a unor zăcăminte noi de gaze în viitorul previzibil în zona Mării Caspice și a Orientului Mijlociu a determinat asociații Nabucco să ia decizia lichidării companiei de proiect și a Companiilor Naționale Nabucco (NNC-uri), lichidare voluntară și controlată de asociații NIC realizată prin intermediul unui lichidator;

- **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. Societatea se află în procedura insolvenței, conform Dosar nr.101/112/2009, pe rolul Tribunalului Bistrița-Năsăud Secția Comercială și Contencios Administrativ și Fiscal;
- **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. Societatea se află în procedura falimentului, conform Dosar nr.41/107/2005 pe rol la Tribunalul Alba Sectia Comercială.

Rating

Începând cu anul 2006 Transgaz se află sub supravegherea agenției de rating Standard&Poor’s în scopul atribuirii și revizuirii periodice a ratingului de credit.

În luna februarie 2008, datorită performanțelor economice ale societății agenția a atribuit Transgaz ratingul corporativ pentru împrumuturi pe termen lung **BBB- cu perspectivă negativă** (“investment grade”), acesta fiind cel mai bun calificativ obținut de vreo companie românească până în prezent.

La data de 30 octombrie 2008, ca **urmare a retrogradării rating-ului suveran** pe motivul creșterii riscurilor economice în România din cauza gradului crescut de îndatorare al sectorului privat și dependenței de surse nesigure de finanțare externă, agenția Standard&Poor’s a scăzut rating-ul corporativ de monedă străină al Transgaz de la **BBB-** la **BB+**. În același timp rating-ul corporativ privind împrumuturile în monedă locală a fost reconfirmat la **BBB-**. Perspectiva aferentă ambelor categorii de rating a rămas **negativă**.

Revizuirea rating-ului din data de 24 martie 2011 a condus la îmbunătățirea perspectivei Transgaz de la “**negativă**” la “**stabilă**” atât pentru împrumuturile în moneda străină cât și pentru cele în moneda locală.

Revizuirea rating-ului Transgaz din data de 7 decembrie 2011 confirmă ratingul **BB+ cu perspectivă stabilă** pentru împrumuturile în monedă străină și reduce ratingul pentru împrumuturile în monedă locală la **BB+ cu perspectivă stabile**, de la **BBB- cu perspectivă stabilă**. Decizia de revizuire a ratingului pentru moneda locală a fost determinată de retrogradarea efectuată de către Standard & Poor’s a ratingului suveran în monedă locală a României de la BBB-/A- la BB+/B.

În anul 2012 s-a intervenit asupra ratingului Transgaz în două etape:

În luna iunie a avut loc plasarea sub supraveghere, cu implicații negative, ratingul BB+ acordat Transgaz atât pentru creditele pe termen lung în monedă străină cât și pentru cele în monedă locală.

Conform Standard&Poor's principalele cauze care au determinat plasarea sub supraveghere, cu implicații negative a ratingului Transgaz au fost:

- cadrul de reglementare pentru activitatea de transport al gazelor naturale din România care a devenit mai puțin previzibil, ceea ce în opinia Standard&Poor's nu era în concordanță cu evaluarea efectuată anterior asupra transparenței și predictibilității mediului de reglementare;
- menținerea de către Guvernul României, acționarul majoritar al operatorului sistemului național de transport gaze naturale SNTGN "Transgaz" SA Mediaș, a presiunii asupra companiei de a distribui dividende semnificative, dividende ce depășeau estimările avute în vedere de Standard&Poor's la evaluările inițiale.

În luna septembrie 2012, în urma întrunirii comitetului de evaluare al agenției a fost publicată decizia de scoatere de sub supraveghere a ratingului Transgaz și atribuirea noului rating BB cu perspectiva negativă, în scădere de la BB+.

În raportul elaborat de analiștii Standard & Poor's scăderea ratingului a fost motivată prin diminuarea susținerii oferite de cadrul de reglementare al activității de transport al gazelor naturale din România, fapt care afectează nivelul de competitivitate al Transgaz, determinând agenția să revizuiască profilul de risc al societății de la "acceptabil" la "slab".

Perspectiva negativă a ratingului reflectă opinia exprimată de Standard & Poor's conform căreia menținerea incertitudinii cadrului de reglementare și plata în continuare de dividende mărite ar putea slăbi profilul de risc al societății pe termen scurt până la mediu.

Ratingul BB cu perspectivă negativă a fost menținut și în anul 2013.

Anexele 1 și 2 sunt parte integrantă a Raportului administratorilor pentru anul 2013.

Ion Sterian

Președinte al Consiliului de Administrație