

**SOCIETATEA NATIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE
“TRANSGAZ” S.A. MEDIAS**

**RAPORT ANUAL AL ADMINISTRATORILOR
SNTGN “TRANSGAZ” SA**

SITUATII FINANCIARE INDIVIDUALE

(SITUATII FINANCIARE AUDITATE)

2011

Cuprins

DATE DE IDENTIFICARE RAPORT SI EMITENT	3
DATE GENERALE DESPRE EMITENT	3
SUMAR EXECUTIV	4
Cap.1 - ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII	6
1.1.a). Activitățile de bază	6
1.1.b). Data înființării Transgaz	7
1.1.c). Fuziuni sau reorganizări semnificative ale Transgaz în timpul exercitiului financiar	7
1.1.d). Achiziții și înstrăinări de active	7
1.1.e). Evaluarea activității societății	7
1.1.1. Elemente de evaluare generală	7
1.1.2. Principalele servicii prestate de societate	12
1.1.3. Evaluarea activității de aprovizionare	16
1.1.4. Evaluarea activității de vânzare	16
1.1.5. Evaluarea aspectelor legate de angajații/personalul societății	16
1.1.6. Evaluarea aspectelor legate de impactul activității de bază a Transgaz asupra mediului înconjurător	18
1.1.7. Evaluarea activității de cercetare și dezvoltare	18
1.1.8. Evaluarea activității Transgaz privind managementul riscului financiar	21
1.1.9. Elemente de perspectivă privind activitatea Transgaz	22
Cap. 2. ACTIVELE CORPORALE ALE TRANSGAZ	31
2.1. Amplasarea și caracteristicile principalelor capacități de producție ale Transgaz	31
2.2. Descrierea și analizarea gradului de uzură al proprietăților	32
2.3. Precizarea potențialelor probleme legate de dreptul de proprietate asupra activelor corporale ale Transgaz	38
Cap.3. PIATA VALORILOR MOBILIARE EMISE DE TRANSGAZ	39
3.1. Caracteristicile și evoluția valorilor mobiliare emise de Transgaz pe piața reglementată administrată de Bursa de Valori București	39
3.2. Descrierea politicii Transgaz cu privire la dividende	41
3.3. Intenția Transgaz de achiziționare de acțiuni proprii	42
3.4. Numărul și valoarea nominală a acțiunilor emise de societatea mamă deținute de filiale	42
3.5. Obligatiuni și/sau alte titluri de creanță	42
Cap.4. CONDUCEREA SOCIETĂȚII	43
4.1. Prezentarea administratorilor	43
4.2. Membrii conducerii executive	44
4.3. Eventuale litigii sau proceduri administrative	45
Cap.5. SITUAȚIA FINANCIAR-CONTABILĂ	46
5.1. Elemente de bilanț	46
5.2. Contul de profit și pierdere	49
5.3. Cash-flow	52
Cap.6. GUVERNANTA CORPORATIVĂ	53
Cap.7. DIVERSE	55

DATE DE IDENTIFICARE RAPORT SI EMITENT

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

Pentru exercitiul financiar încheiat la: 31 decembrie 2011

Data raportului: 21 martie 2012

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

Sediul social: Medias, P-ta Constantin I. Motas, nr.1, cod: 551130

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

Cod de înregistrare fiscală: RO13068733

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

Capital social subscris si vărsat: 117.738.440 lei

Piata reglementată pe care se tranzactionează valorile mobiliare emise: Bursa de Valori Bucuresti

Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise de Transgaz: 1.177.384 actiuni ordinare, nominative, indivizibile, liber tranzactionabile de la 24 ianuarie 2008, cu o valoare nominală de 10 lei/actiune.

DATE GENERALE DESPRE EMITENT

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

- Sediul Transgaz: municipiul Medias, str. Piata C.I. Motas nr. 1, jud. Sibiu, cod 551130;
- Departamentul Exploatare: municipiul Medias, str. George Enescu nr.11, jud. Sibiu, cod 551018;
- Departamentul Proiectare si Cercetare: municipiul Medias, str. Unirii nr.6, jud. Sibiu, cod 550173;
- Directia Operare Piață Gaze Bucuresti: municipiul Bucuresti, Calea Dorobanti nr.30, sector 1, cod 010573.

Transgaz are 10 exploatări teritoriale fără personalitate juridică:

1. Exploatarea teritorială Arad, str. Poetului nr.56, localitatea Arad, jud. Arad, cod 310369;
2. Exploatarea teritorială Bacău, str. George Bacovia nr.63, localitatea Bacău, jud. Bacău cod 600238;
3. Exploatarea teritorială Brăila, str. Ion Ghica nr.5, localitatea Brăila, jud. Brăila, cod 810089;
4. Exploatarea teritorială Brasov, str. Grigore Ureche nr.12A, localitatea Brasov, jud. Brasov, cod 500449;

5. Exploatarea teritorială Bucuresti, str. Lacul Ursului nr.24, sector 6, Bucuresti, cod 060594;
6. Exploatarea teritorială Cluj, str. Crisului nr.12, localitatea Cluj-Napoca, jud. Cluj, cod 400597;
7. Exploatarea teritorială Craiova, str. Arhitect Ioan Mincu nr.33, localitatea Craiova, jud. Dolj, cod 200011;
8. Exploatarea teritorială Medias, str. George Cosbuc nr. 29, localitatea Medias, jud. Sibiu, cod 551027;
9. Exploatarea teritorială Constanta, str. Caraiman nr. 2 bis, localitatea Constanta, jud. Constanta, cod 900117;
10. Exploatarea teritorială de tranzit Constanta, str. Caraiman nr. 2 bis, localitatea Constanta, jud. Constanta, cod 900117.

Misiunea Transgaz o reprezintă îndeplinirea în conditii eficientă, transparentă, sigurantă si competitivitate a strategiei energetice nationale stabilite pentru transportul, tranzitul international, dispecerizarea gazelor naturale si cercetarea-proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale.

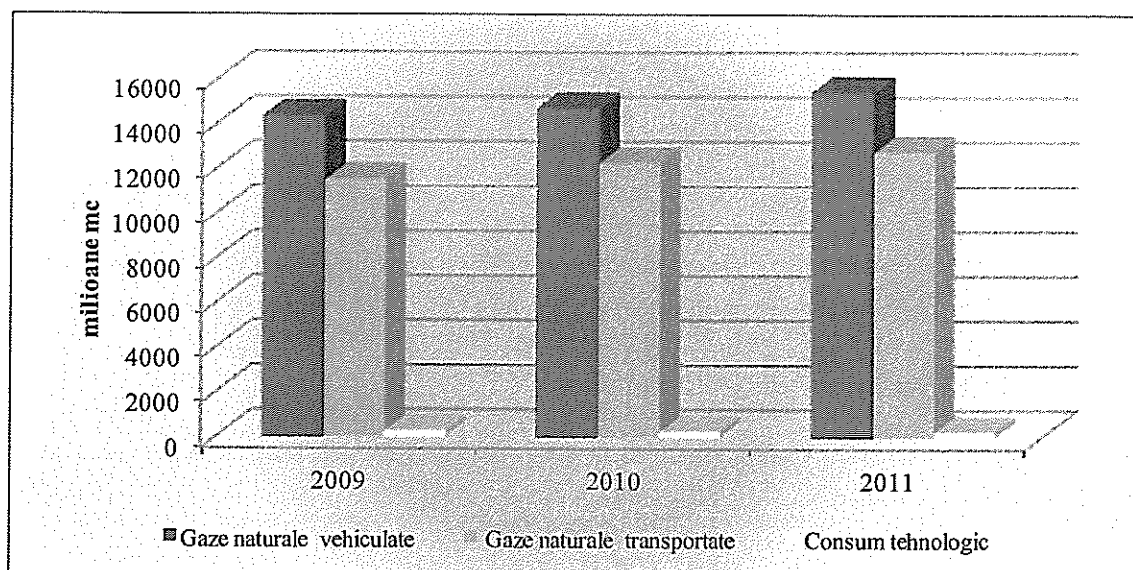
SUMAR EXECUTIV

Indicatorii de performanță ai Transgaz

Nr. crt.	Indicator	UM	2009	2010	2011	Variatie % 2010/2009	Variatie % 2011/2010
0	I	2	3	4	5	6=4/3*100	7=5/4*100
1	Cifra de afaceri	mil. lei	1.187,35	1.312,99	1.343,32	110,58	102,31
2	Venit din exploatare	mil. lei	1.220,02	1.342,93	1.404,36	110,08	104,57
3	Cheltuieli de exploatare	mil. lei	874,87	899,27	961,79	102,79	106,95
4	Profit din exploatare	mil. lei	345,15	443,66	442,57	128,54	99,75
5	Profit financiar	mil. lei	16,13	7,84	19,69	48,61	251,13
6	Impozit pe profit	mil. lei	62,65	75,15	82,69	119,95	110,03
7	Profit net	mil. lei	298,63	376,35	379,57	126,03	100,86
8	Dividend brut/actiune	lei	13,02	28,77	29,76*	220,97	103,44

*propunere supusă aprobării Adunării Generale a Actionarilor

Evolutia cantităților de gaze naturale vehiculate si transportate prin sistemul national de transport gaze naturale (SNT) precum si a consumului tehnologic, în perioada 2009-2011, este următoarea:



Nr. crt.	Indicator	UM	2009	2010	2011
0	1	2	3	4	5
1	Gaze naturale vehiculate	mil. mc	14.381,03	14.735,00	15.476,30
2	Gaze naturale transportate	mil. mc	11.548,83	12.306,55	12.820,53
3	Consum tehnologic	mil. mc	301,72	283,77	278,58
4	Pondere consum tehnologic/gaze vehiculate	%	2,10	1,93	1,80

Evolutia comparativă a veniturilor din exploatare obtinute de societate sunt redată în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Specificatii	Realizări			Dinamica (%)		
		2009	2010	2011			
0	1	2	3	4	5=3/2*100	6=4/3*100	7=4/2*100
1.	Venituri din activitatea de transport						
	- lei	939.194.107	1.054.013.720	1.092.023.204	112,22	103,61	116,27
	- MWh	122.830.100	131.005.622	136.133.151	106,66	103,91	110,83
	- lei/MWh	7,65	8,05	8,02	105,22	99,70	104,91
	- mii mc	11.548.833	12.306.552	12.820.532	106,56	104,18	111,01
	- lei/1000 mc	81,32	85,65	85,18	105,32	99,45	104,75
2.	Venituri din activitatea de tranzit						
	- lei	242.735.652	254.088.896	244.955.523	104,68	96,41	100,91
3.	Alte venituri din exploatare						
	- lei	38.085.045	34.830.756	67.385.400	91,46	193,47	176,93
*	TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE	1.220.014.804	1.342.933.371	1.404.364.126	110,08	104,57	115,11

Cresterea veniturilor din activitatea de transport al gazelor naturale a fost determinată de cantitatea de gaze transportată mai mare față de anul 2010 cu 5.127.529 MWh (513.980 mii mc).

Scăderea veniturilor din tranzitul internațional al gazelor naturale a fost generată de evoluția cursului de schimb al USD, aceasta deoarece încasarea serviciilor de tranzit Turcia se efectuează în USD.

Cap.1 - ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII

1.1.a). Activitățile de bază

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.

Structura capitalului social și a actionariatului Transgaz la 31 decembrie 2011 sunt redată mai jos astfel:

Actionari	Număr acțiuni	Procent
Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri	8.654.917	73,5097%
SC Fondul Proprietatea SA	1.764.620	14.9876%
Alți actionari persoane fizice și juridice (free-float)	1.354.307	11.5027%
Total	11.773.844	100%

- Numărul actionarilor Transgaz înregistrați la SC Depozitarul Central SA, la finele anului 2011 era de 7.181, cu 23 actionari mai puțin decât erau înregistrați la sfârșitul anului 2010, respectiv 7.204 actionari;
- Capitalul social al Transgaz la data de 31 decembrie 2011 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 2011 compania nu detinea acțiuni proprii.

Conform H.G. nr. 334/2000 și Actului Constitutiv actualizat, Transgaz are ca scop îndeplinirea strategiei naționale stabilite pentru transportul, tranzitul internațional, dispecerizarea gazelor naturale și cercetarea - proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale, prin efectuarea, cu respectarea legislației naționale, de acte de comerț corespunzătoare obiectului de activitate.

Obiectul principal de activitate al Transgaz - cod CAEN 4950 - "*Transporturi prin conducte*" - activitate definită de lege ca fiind activitatea organizată pentru vehicularea gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport gaze natural (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, a Licenței de transport nr.40/17.01.2001, a Licenței de tranzit a gazelor naturale nr.41/17.01.2001, a Licenței de dispecerizare a gazelor naturale nr.561/13.01.2006 și a Autorizației de funcționare a obiectivelor/sistemelor de transport al gazelor naturale nr.829/20.09.2007 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE).

Activitatea de transport al gazelor naturale constituie serviciu public de interes national fiind inclusă în segmentul reglementat al pietei 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 National de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul presedintelui ANRE nr.54/13 decembrie 2007 cu modificările si completările ulterioare.

1.1.b). Data înființării Transgaz

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

În urma reorganizării mentionate, Transgaz a devenit operatorul tehnic al SNT, calitate în care răspunde de functionarea acestuia în conditii de calitate, sigurantă, eficiență economică si protectie a mediului.

De asemenea, în calitate de operator al SNT, Transgaz are obligatia, în conformitate cu dispozitiile Legii nr.346/2007 si ale reglementărilor Uniunii Europene, să realizeze interconectările cu sistemele similare de transport al gazelor naturale din țările vecine, în vederea creării conditiilor tehnice si tehnologice pentru asigurarea sigurantei în aprovizionarea cu gaze naturale.

1.1.c). Fuziuni sau reorganizări semnificative ale Transgaz în timpul exercitiului financiar

Nu este cazul.

1.1.d). Achizitii si înstrăinări de active

Cu exceptia achizitiilor de active necesare desfășurării si dezvoltării activității, precum si a celor scoase din functiune în conditiile legii, societatea nu a înregistrat alte operatiuni de această natură în decursul anului 2011.

1.1.e). Evaluarea 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 exercitiu 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 functie de analiza riscurilor activităților entității, analiză care se face la finele fiecărui an calendaristic.

Auditarea situatiilor financiare pe anul 2011 s-a efectuat de auditorii firmei "PricewaterhouseCoopers" (PwC).

1.1.1. Elemente de evaluare generală

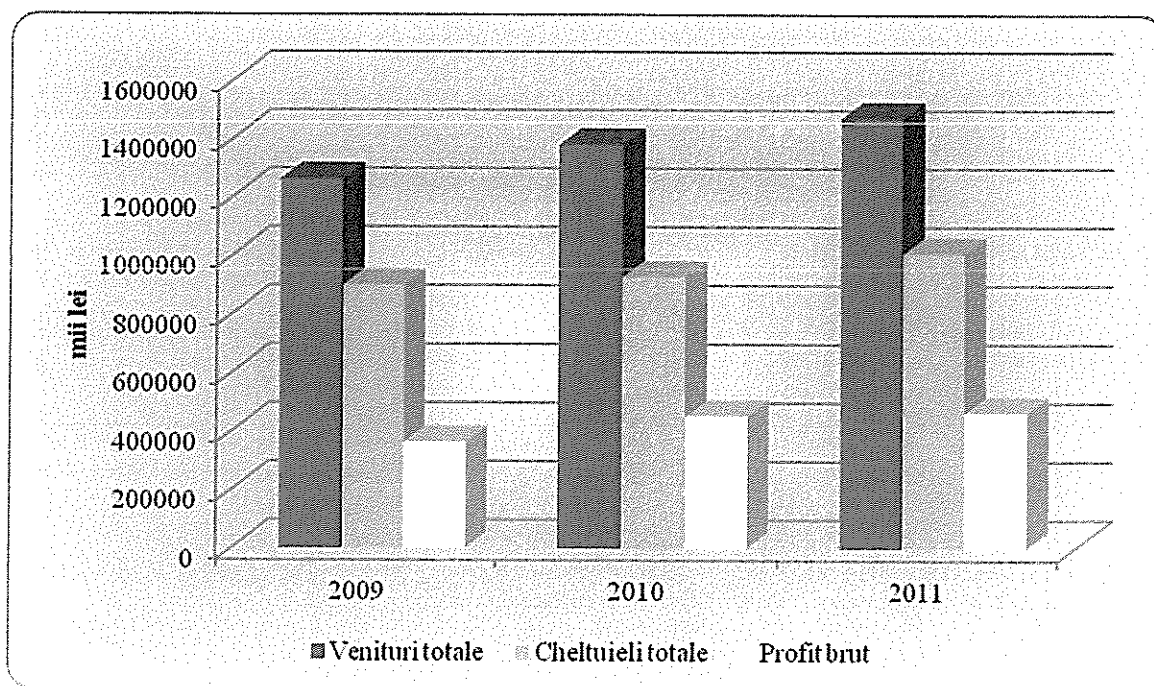
Activitatea economico-financiară a Transgaz în perioada 2009-2011 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinsi în bugetele de venituri si cheltuieli anuale aprobate de Adunarea Generală a Actionarilor.

Principalii indicatori economico-financiari realizati în perioada 2009-2011 sunt prezentati în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Indicator	UM	2009	2010	2011
0	1	2	3	4	5
1	Cifra de afaceri	lei	1.187.350.293	1.312.997.932	1.343.321.806
2	Venituri totale	lei	1.258.467.898	1.377.109.896	1.463.505.150
3	Cheltuieli totale	lei	897.186.393	925.605.375	1.001.244.678
4	Profit brut	lei	361.281.505	451.504.521	462.260.472
5	Impozit pe profit	lei	62.649.964	75.151.535	82.689.007
6	Profit net	lei	298.631.541	376.352.986	379.571.465
7	Gaze transportate	mii mc	11.548.833	12.306.552	12.820.532
8	Cheltuieli de investitii	lei	364.456.298	410.156.951	128.136.313
9	Cheltuieli de reabilitare	lei	89.965.974	118.450.695	111.457.563
10	Consum tehnologic	lei	148.877.015	134.173.113	133.897.824
11	Consum tehnologic	mii mc	301.721	283.775	278.577

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

Din totalul veniturilor realizate în anul 2011 circa 17% sunt realizate în valută, din activitatea de tranzit international de gaze.



Realizări 2011 versus realizări 2010

Situatia rezultatelor financiare realizate la 31 decembrie 2011 față de realizările perioadei similare a anului 2010 este prezentată în tabelul de mai jos:

mii lei

Nr. crt.	Denumirea	Realizat 2010	Realizat 2011	Indici (%)
0	1	2	3	4=3/2x100
1.	Venituri din activitatea de exploatare	1.342.933	1.404.364	104,57
2.	Venituri financiare	34.177	59.141	173,05
3.	TOTAL VENITURI	1.377.110	1.463.505	106,27
4.	Cheltuieli de exploatare	899.269	961.793	106,95
5.	Cheltuieli financiare	26.336	39.451	149,80
6.	TOTAL CHELTUIELI	925.605	1.001.245	108,17
7.	REZULTATUL BRUT (rd.3.- rd.6.) din care:	451.505	462.260	102,38
	☛ din exploatare	443.664	442.570	99,75
	☛ din activitatea financiară	7.841	19.690	251,12
8.	Impozitul pe profit	75.152	82.689	110,03
9.	PROFITUL NET	376.353	379.571	100,86

Veniturile totale realizate reprezintă **106,27%** față de realizările anului 2010, înregistrându-se o depășire de **86.395 mii lei**. Veniturile au fost influentate în principal de următorii factori:

- ☛ *cantitatea de gaze transportate* mai mare față de anul 2010 cu 5.127.529 MWh (513.980 mii mc), cu o influență pozitivă de **38.009 mii lei**;
- ☛ *veniturile din serviciile de tranzit international gaze naturale*, care au înregistrat o scădere de **9.133 mii lei** datorată scăderii cursului mediu de schimb leu/USD față de cursul anului precedent;
- ☛ *creșterea altor venituri din exploatare* cu **32.555 mii lei**, determinată, în principal, de încasarea unor amenzi si penalități;
- ☛ *creșterea veniturilor financiare* din diferențe de curs favorabile si dobânzi cu **24.965 mii lei**.

Cheltuielile totale reprezintă **108,17%** față de anul 2010, nivelul acestora fiind cu **75.639 mii lei** mai mare.

Cheltuielile de exploatare s-au realizat în proporție de 106,95%.

S-au înregistrat depășiri la unele elemente de cheltuieli în valoare de 80.806 mii lei, dintre care menționăm următoarele:

- ☛ amortizarea mijloacelor fixe: 28.051 mii lei;
- ☛ cheltuieli cu personalul: 10.433 mii lei;
- ☛ redevența pentru concesiunea SNT: 2.888 mii lei;
- ☛ cheltuieli materiale: 2.973 mii lei;

- ✧ alte costuri de exploatare: 34.920 mii lei, în principal pe seama diminuării veniturilor din provizioane ca urmare a scăderii ritmului de încasare a creanțelor restante și a constituirii provizionului aferent fondului de participare a salariaților la profit pe anul 2011.

S-au înregistrat economii față de anul 2010 în valoare de **18.282 mii lei**, în principal la următoarele elemente de cheltuieli:

- ✧ participarea salariaților la profit: 7.808 mii lei;
- ✧ taxa de acordare licență transport, dispecerizare și tranzit internațional gaze naturale: 5.802 mii lei;
- ✧ lucrări și servicii executate de terti: 2.765 mii lei;
- ✧ consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport: 275 mii lei.

Profitul brut la nivelul anului 2011 este mai mare față de anul precedent cu 10.756 mii lei (2,38%), iar profitul net cu 3.219 mii lei (0,86%).

Realizări 2011 versus program 2011

Sinteza rezultatelor financiare realizate la 31 decembrie 2011 comparativ cu bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin HG nr.526 din 18 mai 2011 este prezentată în tabelul de mai jos:

mii lei

Nr. crt.	Denumirea	BVC 2011	Realizat 2011	Indici (%)
0	1	2	3	4=3/2x100
1.	Venituri din activitatea de exploatare	1.253.203	1.404.364	112,06
2.	Venituri financiare	576	59.141	X
3.	TOTAL VENITURI	1.253.779	1.463.505	116,73
4.	Cheltuieli de exploatare	1.096.900	961.793	87,68
5.	Cheltuieli financiare	12.684	39.451	311,03
6.	TOTAL CHELTUIELI	1.109.584	1.001.245	90,24
7.	REZULTATUL BRUT (rd.3.- rd.6.), din care:	144.195	462.260	320,58
	✧ din exploatare	156.303	442.570	283,15
	✧ din activitatea financiară	-12.108	19.690	X
8.	Impozitul pe profit	20.262	82.689	408,10
9.	PROFITUL NET	123.933	379.571	306,27

Veniturile totale reprezintă **116,73%** față de prevederile BVC, înregistrându-se o depășire de **209.726 mii lei**. Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- ✧ *cantitatea de gaze transportate* mai mare față de cea prevăzută în BVC cu 16.556.919 MWh (1.708.532 mii mc), cu o influență pozitivă de **125.715 mii lei**;
- ✧ *veniturile din serviciile de tranzit internațional gaze naturale*, care au înregistrat o scădere de **11.435 mii lei** determinată de scăderea cursului mediu de schimb leu/USD față de cel prevăzut în BVC;

- ✦ *creșterea altor venituri din exploatare* cu **36.882 mii lei** determinate, în principal, de încasarea unor amenzi și penalități;
- ✦ *creșterea veniturilor financiare* din diferențe de curs favorabile și dobânzi cu **58.565 mii lei**.

Cheltuielile totale realizate la finele anului sunt în proporție de **90,24%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **108.340 mii lei** mai mic.

Cheltuielile de exploatare realizate reprezintă 87,68% din nivelul planificat.

S-au înregistrat economii de 172.478 mii lei în principal la următoarele elemente de cheltuieli:

- ✦ consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport 16.646 mii lei, datorită a doi factori:
 - cantități realizate mai mică față de program cu 249.261 MWh cu o influență pozitivă de 12.235 mii lei;
 - pret mediu de achiziție realizat (47,52 lei/MWh) inferior celui prevăzut (49,09 lei/MWh) cu 1,57 lei/MWh cu o influență pozitivă de 4.411 mii lei;
- ✦ lucrări și servicii executate de terți: 117.941 mii lei, datorită amânării unor lucrări din cauza obținerii cu dificultate a acordului proprietarilor pentru acces în teren, ca urmare a modificării legislației referitoare la exercitarea, cu titlu gratuit de către concesionarii din sectorul gazelor naturale a dreptului de uz și servitute asupra terenurilor pe care se execută lucrări de reparații și a schimbării de către ANRMAP a procedurilor de validare a licitațiilor;
- ✦ cheltuieli materiale: 18.910 mii lei ca urmare a nerealizării programului de reabilitare;
- ✦ cheltuieli cu personalul: 8.834 mii lei;
- ✦ alte costuri de exploatare: 1.070 mii lei (contribuții aferente cotei gaze, anularea unor provizioane pe seama încasării unor creanțe restante din perioadele anterioare).

S-au înregistrat depășiri la unele elemente de cheltuieli în valoare de 37.370 mii lei, dintre care menționăm următoarele:

- ✦ amortizarea mijloacelor fixe: 25.215 mii lei;
- ✦ redevența pentru concesionarea SNT: 11.428 mii lei;
- ✦ cheltuieli cu alte impozite și taxe: 727 mii lei;

Profitul brut realizat la finele anului este mai mare cu 318.065 mii lei (220,58%) față de cel programat, iar profitul net cu 255.638 mii lei (206,27%).

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

Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	2009	2010	2011
1.	Indicatori de profitabilitate				
	a) EBITDA în total vânzări	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Cifra de afaceri}}$	42,24%	45,10%	47,26%
	b) EBITDA în capitaluri proprii	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Capitaluri proprii}}$	21,22%	22,90%	19,46%
	c) Rata profitului brut	$\frac{\text{Profitul brut}}{\text{Cifra de afaceri}}$	30,43%	34,39%	34,41%
	d) Rata rentabilității capitalului	$\frac{\text{Profit net}}{\text{Capitaluri proprii}}$	12,64%	14,55%	11,63%
2.	Indicatori de lichiditate				
	a) Indicatorul lichidității curente	$\frac{\text{Active circulante}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	1,42	1,57	1,92
	b) Indicatorul lichidității imediate	$\frac{\text{Active circulante} - \text{Stocuri}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	1,31	1,49	1,79
3.	Indicatori de risc				
	a) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat}}{\text{Capitaluri proprii}}$	1,76	3,04	2,21
	b) Rata de acoperire a dobânzii	$\frac{\text{EBIT}}{\text{Cheltuieli cu dobânda}}$	29,57	83,66	50,87
4.	Indicatori de activitate				
	a) Viteza de rotație a debitelor – clienți	$\frac{\text{Sold mediu clienți} \times 365 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	98,74	97,18	102,55
	b) Viteza de rotație a creditelor – furnizori	$\frac{\text{Sold mediu furnizori} \times 365 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	38,90	37,09	39,15

1.1.2. Principalele servicii prestate de societate

Transgaz obține venituri din următoarele activități:

Activitatea de transport al gazelor naturale care este reglementată de către ANRE prin:

- Decizia ANRGN nr.1078/2003 privind aprobarea criteriilor și metodelor pentru aprobarea preturilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale;
- Decizia ANRGN nr.311/2005 pentru aprobarea documentelor suplimentare privind aplicarea Criteriilor și metodelor pentru aprobarea preturilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobate prin Decizia ANRGN nr.1.078/2003;
- Decizia ANRGN nr.339/2004 privind aprobarea duratelor reglementate pentru amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale.

Evolutia tarifulor de transport în perioada analizată este redată în tabelul de mai jos:

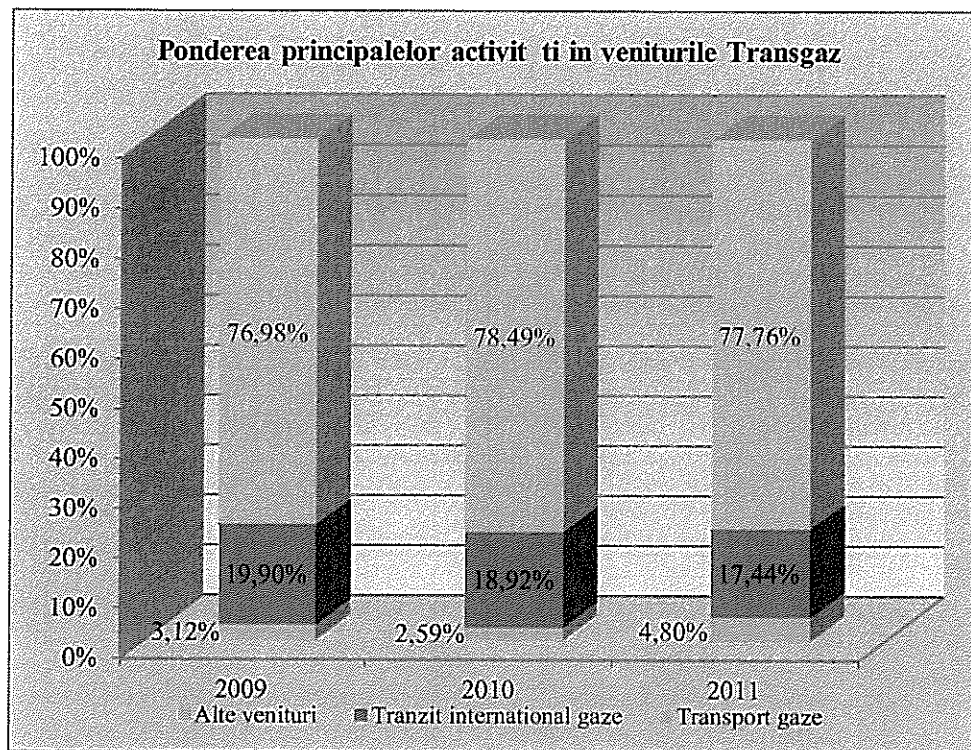
Nr. crt.	Ordinul autorității de reglementare	Data de la care se aplică	Tarif servicii de transport		
			Componentă volumetrică (lei/MWh)	Componentă rezervare de capacitate servicii ferme (lei/MWh/oră)	Componentă rezervare de capacitate servicii întreruptibile (lei/MWh/oră)
0	1	2	3	4	5
1.	Ordin ANRE 72/26.06.2008	1 iulie 2008	6,89	0,18	0,14
2.	Ordin ANRE 76/27.08.2009	1 septembrie 2009	7,50	0,22	0,17

În conformitate cu Decizia ANRGN nr.1078/2003 venitul reglementat ar fi trebuit ajustat începând cu data de 1 iulie 2010, însă prin Ordinul ANRE nr.18 din 24 iunie 2010 a fost prelungită durata de valabilitate a Ordinului ANRE nr.76 din 27.08.2009 *"până la stabilirea noului venit reglementat"*. Deși Transgaz a prezentat la ANRE fundamentările privind ajustarea venitului reglementat și a tarifulor de transport pentru *ultimii doi ani gazieri* ai actualei perioade de reglementare (1 iulie 2010-30 iunie 2011, respectiv 1 iulie 2011-30 iunie 2012), în conformitate cu metodologia în vigoare, ANRE nu a aprobat până în prezent ajustarea, fără a transmite Transgaz vreo explicație, motiv pentru care ANRE a fost acționată în instanță.

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

Alte activități cu o contribuție marginală la cifra de afaceri a societății (vânzări de active, chirii și redevențe).

Ponderea principalelor activități în veniturile din exploatare Transgaz este prezentată grafic mai jos:



Serviciul de transport gaze naturale

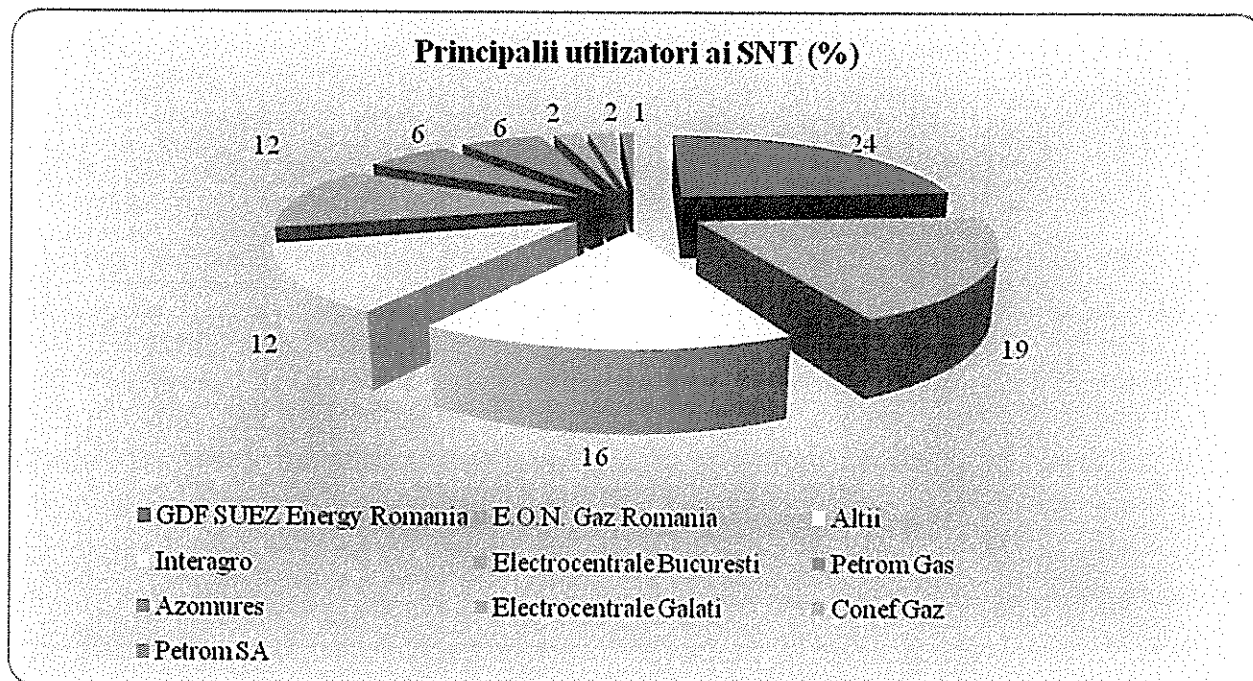
Prestarea serviciului de transport desemnează ansamblul de activități și operațiuni desfășurate pentru și în legătură cu rezervarea capacității de transport și transportul prin SNT al cantităților determinate de gaze naturale. Transportul cantităților de gaze naturale se realizează de la punctele de 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 2011 s-a realizat transportul cantității totale de **136.133.151 MWh (12.820.532 mii mc)**, capacitatea rezervată în acest scop fiind **40.441 MWh/oră (3.811 mii mc/oră)**.

Principalele categorii de beneficiari ai serviciilor de transport gaze naturale și ponderea detinută de aceștia sunt:

- societățile de furnizare și distribuție licențiate: **47%**;
- societățile de furnizare gaze naturale licențiate: **29%**;
- consumatorii eligibili: **23%**.

Ponderea celor mai importanți beneficiari ai serviciului de transport este prezentată în graficul următor:



Pentru acoperirea consumului si pierderilor tehnologice din SNT, în anul 2011 Transgaz a achizitionat o cantitate de **2.817.624 MWh (278.577 mii mc)** gaze naturale de la SNGN "Romgaz" SA Medias.

În conformitate cu prevederile *Ordinului ANRE nr.2/20 ianuarie 2011 privind aprobarea nivelului stocului gazelor naturale aferent SNTGN "Transgaz" SA art.3 alin.(1)* au fost achizitionate si înmagazinate în depozitele subterane **212.000 MWh (20.000 mii mc)** gaze naturale destinate asigurării echilibrării sistemului si exploatării în conditii de siguranță a acestuia.

Serviciul de tranzit international gaze naturale

Activitatea de tranzit international gaze naturale asigură tranzitul gazelor naturale din Federatia Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia si alte țări, prin intermediul a trei conducte magistrale, între Isaccea si Negru-Vodă.

Această activitate se desfășoară pe baza a trei contracte încheiate între Transgaz si Bulgargaz EAD (Bulgaria), respectiv Gazprom Export (Federatia Rusă).

Cadrul legal pentru încheierea contractelor l-au constituit următoarele acorduri interguvernamentale:

- Conventia 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;
- Acordul de cooperare în sectorul energetic încheiat în 29 octombrie 2002 între Ministerul Energiei si Resurselor Energetice din Bulgaria si Ministerul Industriei si Resurselor din România;
- Conventia între guvernele R.S.R. si U.R.S.S. privind tranzitul pe teritoriul R.S.R. a gazelor naturale din U.R.S.S. către Turcia, Grecia si alte țări, semnată la data de 29 decembrie 1986;
- Conventia între guvernele României si Federatiei Ruse privind extinderea capacității conductelor de tranzit gaze naturale pe teritoriul României, pentru

cresterea livrărilor de gaze naturale din Federatia Rusă în terte țări și în România, semnată la data de 25 octombrie 1996.

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 până la data de 31 decembrie 2012 prin Addendum-ul semnat cu partea rusă la data de 16 decembrie 2011;
- 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, integral funcție de capacitatea comandată (contracte tip "ship or pay").

1.1.3. 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.

1.1.4. Evaluarea activității de vânzare

Transgaz este singurul operator de transport gaze naturale din România. În tabelul de mai jos este prezentată evoluția prestărilor de servicii de transport și tranzit pentru perioada 2009-2010.

Nr. crt	Specificatii	Realizări (lei)			Dinamica (%)		
		2009	2010	2011			
0	I	2	3	4	5=3/2*100	6=4/3*100	7=4/2*100
1.	Venituri din activitatea de transport	939.194.107	1.054.013.720	1.092.023.204	112,22	103,61	116,27
2.	Venituri din activitatea de tranzit	242.735.652	254.088.896	244.955.523	104,68	96,41	100,91

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.

1.1.5. Evaluarea aspectelor legate de angajații/personalul societății

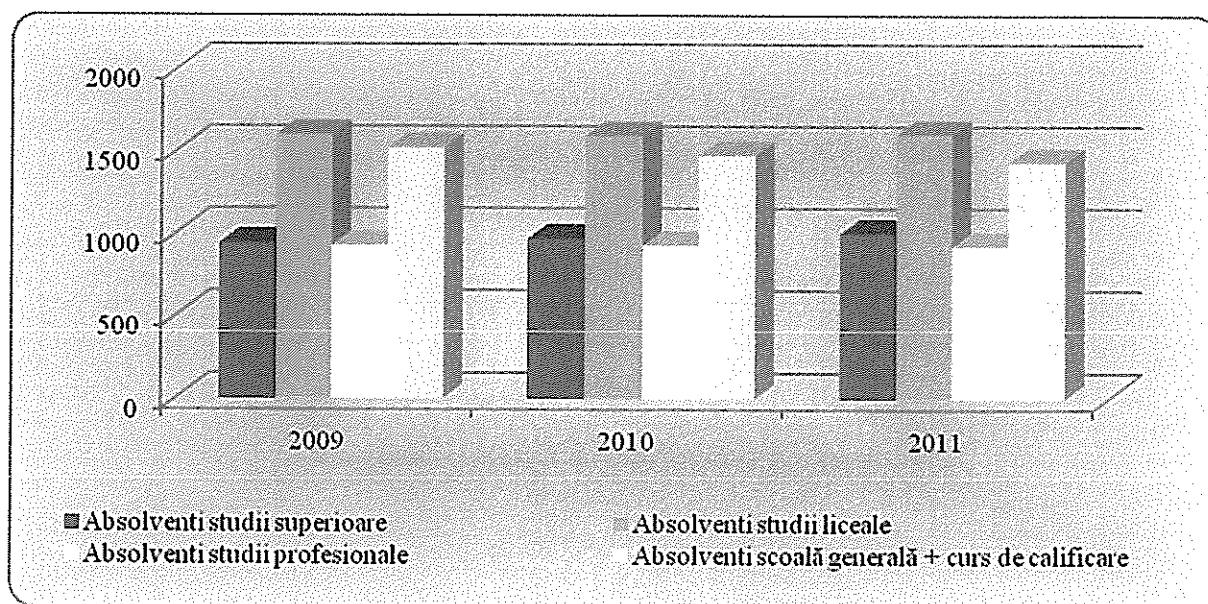
La data de 31 decembrie 2011 Transgaz înregistra un număr de 4.962 angajați cu contract individual de muncă, din care 4.936 pe perioadă nedeterminată și 26 pe perioadă determinată.

Evolutia numărului de angajati al societății în perioada 2009 - 2011 este prezentată în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Specificatie	2009	2010	2011
0	I	2	3	4
1	Număr de salariați la începutul perioadei	5.022	4.990	4.970
2	Număr de persoane nou angajate	77	108	114
3	Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	109	128	122
4	Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.990	4.970	4.962

Evolutia structurii personalului pe categorii de studii, relevă interesul societății de a acoperi nevoile de personal prin angajarea de specialiști cu înaltă calificare precum și calificarea personalului existent:

Nr. crt.	Specificatie	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011
0	I	2	3	4
1	Absolvenți studii superioare	940	968	1.001
2	Absolvenți studii liceale	1.602	1.596	1.605
3	Absolvenți studii profesionale	926	929	922
4	Absolvenți școală generală + curs de calificare	1.522	1.477	1.434
*	TOTAL angajati	4.990	4.970	4.962



În domeniul formării și perfecționării continue a salariaților în cursul anului 2011 au fost organizate cursuri de formare profesională și perfecționare cu formatori interni pentru 1.382 salariați, în meserii specifice domeniului de activitate al societății.

În aceeași perioadă un număr de 643 salariați au participat la cursuri organizate cu formatori externi.

La 31 decembrie 2011 gradul de sindicalizare al fortei de muncă era de 98,83%, din totalul de 4.962 salariați 4.904 fiind membri de sindicat. Există 4 organizații sindicale la care sunt înscrise angajații Transgaz, și anume:

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

Raporturile dintre angajator și angajați sunt reglementate prin Contractul colectiv de muncă la nivelul societății, precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul anului 2011 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

1.1.6. Evaluarea aspectelor legate de impactul activității de bază a Transgaz asupra mediului înconjurător

Sunt prezentate la punctul 6 din Anexa la Raportul administratorilor privind Guvernanta Corporativă

1.1.7. Evaluarea activității de cercetare și dezvoltare

Programul de Cercetare Științifică, Inovare Tehnologică și Standardizare al Transgaz pe anul 2011 a fost structurat pe șase direcții tematice, respectiv:

- I. Reabilitarea, modernizarea și creșterea siguranței sistemului de transport gaze naturale;
- II. Implementarea de noi procese și tehnologii conform cerințelor UE;
- III. Măsurarea debitelor de gaze naturale;
- IV. Protecția mediului și a muncii;
- V. Standarde, norme, normative, prescripții tehnice, proceduri de lucru în domeniul gazelor naturale;
- VI. Creșterea fiabilității și a flexibilității sistemului național de transport al gazelor naturale prin diversificarea surselor de alimentare.

În cadrul celor șase direcții tematice menționate mai sus au fost cuprinse 20 de teme de cercetare solicitate de către Departamentele Operare, Exploatare, Dezvoltare și Proiectare și Cercetare.

Dintre aceste teme de cercetare, un număr de 10 au fost teme aflate în derulare din anii 2008-2010, iar celelalte 10 au constituit teme noi pe anul 2011.

Pentru finalizarea acestor teme, Programul de Cercetare pe anul 2011 a propus, spre realizare, 28 faze reprezentând lucrări de cercetare în valoare totală de 5.347.395 lei.

Din cele 28 de faze de lucrări de cercetare menționate mai sus Departamentul Proiectare și Cercetare a realizat, până la sfârșitul anului 2011, 5 faze în valoare de 350.000 lei iar colaboratorii externi au realizat 8 faze în valoare de 2.408.514 lei și au contractat 6 faze, cu finalizare în 2012, în valoare de 990.100 lei.

Lucrările realizate de DPC în cursul anului 2011 au solutionat probleme legate de:

1. Determinarea profilurilor de consum pentru SRM-urile de predare din SNT în vederea stabilirii metodologiei de determinare a acestora (Sistemul 3-Vest);
2. Posibilitățile de utilizare a dispozitivului pentru prescrierea automată a presiunii de referință a reguletoarelor de presiune;
3. Norma de odorizare a gazelor naturale din SNT;
4. Reducerea zgomotului în stațiile de comprimare gaze naturale;
5. Adoptarea a 8 standarde din domeniul transportului de gaze naturale.

Lucrările realizate de terti, în cursul anului 2011 au solutionat probleme legate de:

1. Implementarea și utilizarea unui Sistem de Management pe bază de Risc prin analiza condițiilor existente comparativ cu cele necesare;
2. Analiza teoretică a capacității de transport a SNT, având la bază un model informatic al SNT, dezvoltat în acest scop (Universitatea Petrol-Gaze Ploiesti);
3. Realizarea proiectului demonstrativ pentru captarea și stocarea carbonului și elaborarea aplicației pentru obținerea de finanțare europeană (SC ISPE SA Bucuresti);
4. Conceperea unui model experimental (instalație pilot) pentru producerea energiei electrice pe baza potențialului de energii regenerabile (eoliană și solară) (Institutul National de Cercetare-Dezvoltare și Încercări pentru Electrotehnică ICMET-Craiova);
5. Elaborarea unor norme și impunerea unor proceduri de lucru referitoare la utilizarea, fabricarea și montarea fittingurilor de tip teu sau manson pe conductele de transport gaze naturale aflate sub presiune (Universitatea Petrol-Gaze Ploiesti).

Lucrările contractate de terti, în cursul anului 2011, cu finalizare în 2012 vor solutiona probleme legate de:

1. Reducerea coroziunii conductelor prin efectuarea de măsurători intensive și validare programe soft (Universitatea Tehnică UT-Cluj-Napoca);
2. Analiza și evaluarea capacității reale de transport a SNT și a capacităților de transport pe punctele de intrare și de ieșire din acesta, având la bază modelul informatic al SNT calibrat (Universitatea Petrol-Gaze Ploiesti);
3. Realizarea prototipului unui dispozitiv pentru prescrierea automată a presiunii de referință a reguletoarelor de presiune, testarea funcțională și omologarea acestuia (Institutul National de Cercetare-Dezvoltare pentru Mecatronică și Tehnica Măsurării INCDMTM- Bucuresti);
4. Revizuirea normelor tehnice privind proiectarea și executia conductelor de alimentare din amonte și de transport gaze naturale (Universitatea Petrol-Gaze Ploiesti);
5. Evaluarea proiectelor majore din domeniul transportului gazelor naturale din România (Neculai Pavlovschi-Întreprindere Individuală Medias).

Conform "Programului de Cercetare Științifică, Inovare Tehnologică și Standardizare al SNTGN TRANSGAZ SA pentru anul 2012" aprobat prin Hotărârea Consiliului de Administrație nr.2/27.01.2012, cheltuielile de cercetare-dezvoltare pentru anul 2012, sunt în valoare de 4.273.983 lei.

Temele de cercetare propuse spre realizare sunt:

- ✗ Cercetări cu referire la sistemul zero privind regimurile tehnologice existente comparativ cu simularea lor teoretică în vederea:
 - depistării zonelor cu rezistente locale hidraulice ridicate;
 - stabilirea necesității și oportunității amplasării SCG și adaptării acestora la parametrii tehnologici existenți;
 - operării în condiții de siguranță având la bază un model de control predictiv;
- ✗ Studii privind stabilirea metodelor de evitare a riscurilor în exploatarea sistemelor de transport gaze naturale;
- ✗ Studiul coroziunii conductelor de transport gaze naturale, aflate sub influența liniilor electrice aeriene ce au tensiuni mai mari de 100 kV și metode de reducere a acesteia;
- ✗ Studii și cercetări cu privire la SNT în vederea:
 - evaluării capacității de transport, a zestre și a gazelor stocate în sistem pe baza simulării fluxurilor tehnologice, cu luarea în considerare a actualei configurații și a stării tehnice reale de funcționare a sistemului;
 - evaluării profilurilor de consum pentru SRM-urile de predare;
 - identificării situațiilor de criză și de urgență în cadrul sistemului și implementarea unor metode fezabile de evitare a acestora;
- ✗ Studiul posibilităților de realizare a unor dispozitive pentru prescrierea automată, de la distanță, a presiunilor de referință a reguletoarelor de presiune gaz existente în SNT, în vederea modernizării și a integrării acestora în schemele de control ale procesului de transport gaze naturale;
- ✗ Evaluarea caracteristicilor constructive și funcționale ale sistemelor de închidere și reglare (robinet/actuator) utilizate în SNT, din perspectiva fiabilității, mentenanței proactive și siguranței în exploatare;
- ✗ Cercetări privind influența parametrilor de operare (p,T,Q) ai gazelor naturale dintr-o conductă de transport asupra nivelului umidității gazelor și a apei libere existente în conductă;
- ✗ Studii privind identificarea, evaluarea și valorificarea potențialului energetic recuperabil din cadrul procesului de transport al gazelor naturale la nivelul SNT;
- ✗ Studii și cercetări privind utilizarea surselor de energie neconvenționale pentru alimentarea cu energie electrică a echipamentelor și instalațiilor tehnologice existente în cadrul SNT;
- ✗ Cercetări privind asimilarea unor microgeneratoare electrice acționate cu motoare pneumatice, pe gaze naturale, destinate alimentării cu energie electrică a instalațiilor proprii din cadrul SRM-urilor și a nodurilor tehnologice;
- ✗ Studiul posibilităților de menținere a preciziei de măsurare a debitului de gaze naturale în limitele impuse de instrumentația existentă în SRM-urile și nodurile tehnologice ale SNT;
- ✗ Soluții noi de reducere a zgomotului la stațiile de comprimare și transport gaze naturale;

- ✗ Procedură de verificare a sistemelor de măsurare ce utilizează contoare cu turbină si/sau contoare ultrasonice, având debitul maxim peste $2.500m^3/h$;
- ✗ Prescriptii tehnice privind distantele de siguranță si asigurarea nivelului de risc acceptabil la conductele aflate în funcțiune;
- ✗ Prescriptii tehnice si proceduri de lucru pentru asigurarea calității procesului de odorizare a gazelor naturale la nivelul SNT;
- ✗ Norme tehnice privind proiectarea si executia conductelor de alimentare din amonte si de transport gaze naturale;
- ✗ Procedură de verificare a preciziei analizoarelor de gaze utilizate în SNT pentru determinarea temperaturii punctului de rouă;
- ✗ Proceduri si produse informatice specializate pentru proiectarea conductelor de transport ale gazelor naturale;
- ✗ Studiu privind evaluarea proiectelor majore din domeniul transportului gazelor naturale din România din punct de vedere al impactului acestora asupra securității energetice, a creșterii competitivității pe piața de energie si a asigurării unei dezvoltări durabile.

1.1.8. Evaluarea activității Transgaz privind managementul riscului financiar

Prin natura activităților desfășurate, societatea este expusă unor riscuri variate care includ: riscul de credit, riscul valutar, riscul de rată a dobânzii, riscul de lichiditate si riscul pieței de capital. Conducerea urmărește reducerea efectelor potential adverse, asociate acestor factori de risc, asupra performanței financiare a societății.

Riscul de credit

Societatea este supusă unui risc de credit datorat creanțelor sale comerciale si a celorlalte tipuri de creanțe. Referințele privind bonitatea clienților sunt obținute în mod normal pentru toți clienții noi, data de scadență a datoriilor este atent monitorizată si sumele datorate după depășirea termenului sunt urmărite cu promptitudine.

Riscul valutar

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

Riscul de rată a dobânzii

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

Riscul de lichiditate

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

Riscul pietei de capital

Transgaz si-a majorat capitalul social printr-o ofertă publică inițială primară de vânzare de acțiuni derulată în perioada 19 noiembrie-7 decembrie 2007, urmată de tranzactionarea la Bursa de Valori București a drepturilor de alocare și respectiv a acțiunilor.

Conform Legii nr.297/2004 privind piața de capital, societățile admise la tranzactionare au o serie de obligații de raportare către CNVM și BVB. Astfel, Transgaz este obligată să raporteze de îndată orice act juridic încheiat de către societate cu administratorii, angajații, acționarii care detin controlul, precum și cu persoane implicate cu aceștia. De asemenea societatea este obligată să informeze acționarii și CNVM, fără întârziere, în legătura cu informațiile privilegiate, să pună la dispoziția publicului și CNVM rapoarte trimestriale, semestriale și anuale, să informeze asupra oricărui factor de natură financiară, organizațională, de mediu, orice modificare a obiectivelor sau a strategiei de afaceri, a planurilor de investiții, care ar putea influența semnificativ activitatea societății.

BVB fiind o bursă mică, prezintă o anumită fragilitate în ce privește fluctuația prețului de piață al acțiunilor cotate, acesta fiind influențat de informațiile puse la dispoziție de către emitent.

1.1.9. Elemente de perspectivă privind activitatea Transgaz

Evoluții privind Proiectul Nabucco

Proiectul Nabucco a fost demarat cu scopul de a conecta și valorifica rezervele promițătoare de gaze naturale din zona Mării Caspice și Orientul Mijlociu (Irak, Egipt), cu pietele europene. Proiectul Nabucco a fost inclus în Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020 la Capitolul IV "Obiectivele dezvoltării sectorului energetic și măsurile preconizate pentru atingerea acestora".

Proiectul s-a inițiat cu participarea a cinci companii de profil, respectiv: BOTAS, Boru Hatları ile Petrol Tasıma AS - Turcia, Bulgarian Energy Holding EAD - Bulgaria, SNTGN TRANSGAZ SA - România, MOL, Magyar Olaj-És Gázipari Rt. - Ungaria și OMV Gas & Power GmbH - Austria.

În anul 2008 a intrat în Proiect un nou asociat, compania RWE Supply & Trading GmbH - Germania.

Activitățile legate de implementarea proiectului se desfășoară prin intermediul Companiei Nabucco Gas Pipeline International GmbH (NIC) cu sediul la Viena și prin intermediul a 5 filiale deținute în întregime de NIC, câte una în fiecare țară tranzitată de conductă.

Participarea celor 6 asociați în NIC este egală, fiecare deținând (16,67%) din părțile sociale ale acesteia.

În vederea sprijinirii implementării Proiectului Nabucco la data de 08 iunie 2011 în Turcia la Kayseri s-au semnat Acorduri de Sprijin a Proiectului (PSA), între autoritățile statelor tranzitate de conductă Nabucco, pe de o parte și Compania Nabucco Gas Pipeline International GmbH împreună cu Compania Națională Nabucco din fiecare stat, pe de altă parte.

Tot la aceasta data a avut loc si prima întâlnire a Comitetului Nabucco for înfiintat în conformitate cu prevederile Acordului Interguvernamental (IGA).

Prin H.G. nr.1083/2011 s-a înfiintat Comitetul Interdepartamental Nabucco, acesta reprezentând o structură internă ale cărei obiective principale sunt: urmărirea realizării proiectului si discutarea oricăror aspecte legate de implementarea acestuia (inclusiv solutionarea unor eventuale probleme) formularea de propuneri si fundamentarea luării deciziilor referitoare la sprijinirea proiectului.

În luna noiembrie 2011 MOL, Magyar Olaj-És Gázipari Rt.-Ungaria si-a cedat părțile sociale detinute în NIC către FGSZ Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság o subsidiară detinută de către MOL în proportie de 100%.

Consortiul Shah Deniz II a solicitat celor trei proiecte de gazoducte (Nabucco, ITGI si TAP) transmiterea de oferte pentru exportul gazelor naturale din Azerbaidjan. La sfârșitul lunii septembrie 2011 Compania Nabucco a transmis un pachet de informatii detaliate. Ulterior au avut loc întâlniri periodice de clarificare între Compania Nabucco si Consortiul Shah Deniz II. În cadrul proiectului Shah Deniz II, Azerbaidjanul ar urma să livreze Europei o cantitate de 10 miliarde metri cubi de gaze naturale pe an prin una din cele trei conducte care va fi selectată la începutul anului 2012.

Proiectul Nabucco are o importantă strategică pentru toate statele implicate si pentru investitori iar importanta acestuia a fost recunoscută de către organismele comunitare prin includerea de către Comisia Europeană a acestuia în programul TEN (Trans European Networks) si de asemenea prin alocarea unor fonduri nerambursabile prin Programul European de Redresare Energetică (EERP).

Una din conditiile de obtinere a acestor fondurilor nerambursabile prin EERP (200 milioane EUR) a fost încheierea de către NIC până la sfârșitul anului 2010, a unor contracte de achizitie echipamente de bază si achitarea acestor contracte până la mijlocul anului 2011. Întrucât nu s-a reusit respectarea acestui termen, reprezentantii NIC au înaintat o scrisoare CE prin care au solicitat prelungirea termenului de acordare a acestui grant. În acest sens în cursul lunii februarie va avea loc o întâlnire în care să fie discutat în detaliu stadiul proiectului si implicit posibilitatea prelungirii perioadei privind acordarea acestui grant.

Conform mecanismului de finanțare adoptat de către asociati constând în majorări clasice de capital social (respectiv sumele transferate de către asociati ca urmare a solicitărilor de numerar venite din partea NIC sunt înregistrate ca si contributii directe la capitalul social al NIC) la sfârșitul anului 2011 capitalul social al NIC s-a majorat la valoarea de 92.666.700 Euro (15.444.450 Euro/asociat), asa cum rezultă din extrasul constatator eliberat de Curtea Comercială din Viena, la data de 11.10.2011.

Aspecte Tehnice

Lucrările de Proiectare a conductei Nabucco în toate țările tranzitate de aceasta sunt în derulare. Pe teritoriul României, lucrările de proiectare locală sunt asigurate de Asociatia formată din S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. Medias, S.C. PETROSTAR S.A. Ploiesti si S.C. GAZPROIECT S.A. Brasov.

Până în prezent au fost finalizate lucrările de confirmare a traseului conductei Nabucco precum si studiile topografice, geologice si hidrologice. Au fost obtinute Certificatele de Urbanism în cele cinci judete traversate de conducta Nabucco (Dolj, Mehedinti,

Caras-Severin, Timis si Arad). De asemenea a fost demarată procedura de evaluare a impactului asupra mediului.

Progresul activităților de proiectare pe teritoriul României este de aproximativ 70%.

Aspecte economice

Având în vedere ca finanțarea proiectului se va realiza din surse atrase (credite) si din surse proprii în data de 6 septembrie 2010 asociatii Nabucco au semnat o Scrisoare Mandat cu Banca Europeană de Investitii, Banca Europeană pentru Reconstructie si Dezvoltare si IFC - membră a World Bank Group. Semnarea acestei Scrisori Mandat marchează startul procesului de evaluare a proiectului Nabucco, etapă necesară în vederea obtinerii unui potential pachet de finanțare de până la 4 miliarde Euro.

În ceea ce priveste Transgaz, deoarece se consideră că nu îndeplinește condițiile minime solicitate de către bănci privind bonitatea va trebui să prezinte garanții atât pentru partea aferentă creditelor cât si pentru partea de capital propriu.

Dat fiind statutul de companie cu capital majoritar de stat, TRANSGAZ va avea nevoie de garanții guvernamentale, care să acopere atât partea de capital propriu cât si partea aferentă creditelor contractate de NIC. În prezent consultantii NIC pe probleme financiare, fiscale si juridice au convenit împreună cu asociatii asupra unei versiuni a documentatiei privind întregul concept de garantare a creditelor contractate de NIC si a capitalului propriu cu care trebuie să participe asociatii la finanțarea proiectului Nabucco pentru perioada de constructie. Această documentatie urmează a fi transmisă autorităților relevante în vederea obtinerii unui punct de vedere asupra continutului prezentat.

Aspecte juridice

În vederea asigurării unui cadru optim pentru implementarea proiectului, reprezentantii NIC, alături de reprezentanti ai companiei locale Nabucco Gas Pipeline România SRL (NNC România) în colaborare cu reprezentanti ai autorităților relevante au elaborat un "Proiect de Lege privind unele masuri aferente lucrărilor de dezvoltare a Conductei de gaze naturale corespunzătoare Proiectului Nabucco". Aceasta inițiativă particularizează practic unul dintre angajamentele Statului Român, conform căruia acesta si-a asumat obligatia "să asigure întreaga cooperare a tuturor autorităților relevante de pe teritoriul său si să întreprindă toate actiunile necesare pentru ca Proiectul Nabucco să se poată realiza" (Art.11 si 3.2 din Acordul Interstatal, respectiv Legea nr.57/2010).

Stadiul procesului de vânzare a pachetului de actiuni reprezentând 15% din capitalul societății

Prin H.G. nr.827/04.08.2010 a fost aprobată vânzarea prin metode specifice pietei de capital (ofertă publică secundară) a unui pachet de actiuni reprezentând 15% din capitalul social al Transgaz, administrat de Ministerul Economiei, Comerțului si Mediului de Afaceri (MECMA). În consens cu respectarea prevederilor art.2, alin.(1) si (2) din H.G. nr.827/2010 si cele ale legislatiei specifice pietei de capital, MECMA prin OPSPI (Oficiul Participatiilor Statului si Privatizării în Industrie) a procedat la selectia intermediarului care va derula oferta publică secundară (SPO) de vânzare actiuni Transgaz.

Intermediarul selectat este "Sindicatul de Intermediere" format din RAIFFEISEN CAPITAL&INVESTMENT (RCI) - lead manager, WOOD&COMPANY FINANCIAL SERVICES (Wood) si BT SECURITIES (BT). Subcontractorii pentru realizarea due diligence-ului financiar, legal si operational sunt: Schoenherr si Asociatii (SA), BDO Business Advisory (BDO) si Darian DRS (Darian).

Conform Contractului de intermediere nr.3/01.02.2012 semnat între MECMA prin OPSPI si Sindicatul de Intermediere, calendarul asumat de intermediar pentru procesul SPO este unul foarte strâns (10 săptămâni de la data semnării contractului).

În calitate sa de Emitent, Transgaz are obligatia legală de a furniza toate informatiile si documentele necesare pentru elaborarea documentatiei în legătură cu oferta publică secundară si de a actiona responsabil în raport cu obligatiile ce-i revin de a asigura investitorii că informatiile financiare ce vor fi cuprinse în prospectul de ofertă respectă principiul acuratetii, corectitudinii, realității, transparentei.

Transgaz a luat măsurile necesare îndeplinirii obligatiilor ce-i revin într-un timp cât mai scurt posibil, printre care amintim:

- ✧ numirea unei comisii de coordonare a procesului SPO;
- ✧ contractarea serviciilor de deschidere a unei camere de date virtuale pentru transmiterea documentelor, datelor si informatiilor în mod operativ;
- ✧ organizarea de întâlniri de lucru săptămânale sau ori de câte ori sunt necesare.

La această dată Transgaz a furnizat cu promptitudine si responsabilitate peste 90 % din datele solicitate prin check-list-urile initiale pentru due diligence-ul legal, financiar si operational si prin cele 6 liste suplimentare.

Stadiul transpunerii Directivei 2009/73/CE în legislatia natională

Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European si a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piata internă în sectorul gazelor naturale si de abrogare a Directivei 2003/55/CE a reglementat un nou regim juridic privitor la separare, instituind trei modele, si anume:

1. separarea proprietății (OU) - dreptul de proprietate asupra SNT trebuie să aparțină operatorului sistemului de transport (OST);
2. operator independent de sistem (ISO) - regimul proprietății poate fi:
 - a. public, aflat în proprietatea statului român;
 - b. privat, aflat în proprietatea statului român;
3. operator independent de transport (ITO) - dreptul de proprietate asupra SNT trebuie să aparțină ITO.

În procesul de transpunere a Directivei în legislatia natională, transpunere care trebuia să aibă loc până la data de 3 martie 2011, statele membre au libertatea de a opta pentru un anumit model, în functie de specificitatea fiecăruia.

Atât Comisia Europeană (COM) cât si Transgaz au sustinut argumentat alegerea pentru România a modelului OU, model care presupune în principal:

- ✧ transferarea activelor care formează sistemul national de transport (SNT) în proprietatea Transgaz si

- ✍ trecerea în coordonarea unui alt minister, fie a companiilor care desfășoară activitatea de producție, fie a Transgaz.

În cazul acestui model, proprietarul rețelei de transport acționează ca și operator de sistem și de transport, îndeplinind, printre altele, funcțiile acestuia. În ceea ce privește investițiile, proprietarul sistemului de transport este responsabil, prin planificarea investițiilor, de asigurarea capacităților pe termen lung a sistemului de a satisface cererile rezonabile de gaze.

Legat de modelul ISO, reprezentanții Comisiei au evidențiat următoarele aspecte care se regăsesc în cadrul Directivei:

- ✍ ISO este desemnat la propunerea proprietarului de sistem;
- ✍ Statul Membru poate aproba și desemna un ISO numai în cazul în care operatorul candidat a fost certificat de către autoritatea națională de reglementare și după obținerea avizului CE.

În ceea ce privește *atribuțiile ISO*, acesta acționează ca un operator de sistem de transport (OST), fiind obligat să respecte funcțiile acestuia din urmă ce-i revin conform Directivei.

În ceea ce privește *investițiile*, ISO are responsabilitatea garantării capacității pe termen lung a sistemului de a satisface cererile rezonabile de gaze prin planificarea investițiilor. De asemenea, acesta este responsabil de planificarea, construirea și darea în exploatare a noii infrastructuri.

În ceea ce privește *finanțarea rețelei*, proprietarul rețelei este, în principiu, obligat să finanțeze investițiile (aprobat de autoritatea națională de reglementare) decise de OST. În cazul în care proprietarul rețelei nu dorește să finanțeze investițiile, acesta va trebui să-și dea acordul cu privire la finanțarea investițiilor de către orice parte interesată, inclusiv OST. În această situație proprietarul rețelei nu poate deveni proprietarul noilor extinderi ale rețelei pe care nu le-a finanțat.

De asemenea, proprietarul rețelei are obligația de a oferi garanții financiare pentru facilitarea finanțării de noi extinderi ale rețelei.

În cazul în care se optează pentru acest model, atât activitatea autorității naționale de reglementare, cât și a proprietarului rețelei va fi mult mai complexă datorită obligațiilor care le revin cu privire la finanțare prevăzute de legislația comunitară.

Si în cazul acestui model, Transgaz care va acționa ca un OST va trebui să treacă în coordonarea unui alt minister.

Comisia a mai subliniat și faptul că Statele Membre care intenționează să adopte modelul ISO sau ITO trebuie să transpună în legislația națională și dispozițiile referitoare la separarea proprietății, având în vedere faptul că nu pot împiedica o întreprindere integrată vertical, proprietară a sistemului de transport, să se conformeze cu prevederile aplicabile în cazul separării depline a proprietății.

Transgaz, analizând prevederile Directivei, ale Notelor interpretative ale Comisiei și Infogramelor Reprezentantei Permanente a României la UE, și ținând cont de specificul situației din România precum și de recomandările Comisiei, consideră că modelul de separare pentru care România ar trebui să opteze este cel de separare a proprietății (OU).

Cele mai importante argumente care pledează pentru alegerea modelului OU sunt:

1. asigurarea unei flexibilități sporite cel puțin în ceea ce privește investițiile și scoaterea din funcțiune a unor obiective componente ale SNT (fără a mai fi nevoie de emiterea unor hotărâri de guvern), prin transferarea activelor ce compun SNT în proprietatea Transgaz;
2. trecerea activelor componente ale SNT în proprietatea Transgaz ar facilita accesul societății la surse de finanțare și ar duce în același timp la creșterea încrederii acționarilor și investitorilor cu efect asupra creșterii pretului acțiunilor și respectiv a valorii companiei;
3. evitarea unor obligații suplimentare și a unor proceduri complicate pe care le-ar presupune alegerea modelului ISO, obligații/proceduri care ar trebui respectate/aplicate atât de către proprietarul rețelei (ANRM), cât și de autoritatea de reglementare (ANRE), printre care menționăm:
 - a. obligații/proceduri care trebuie respectate/aplicate de proprietarul activelor (ANRM):
 - ✗ propune desemnarea ISO. Numirea acestuia se supune avizului Comisiei Europene;
 - ✗ asigură pe deplin cooperarea și sprijinul necesar ISO în vederea îndeplinirii atribuțiilor acestuia, furnizându-i în special toate informațiile relevante;
 - ✗ finanțează investițiile decise de către ISO și aprobate de către autoritatea națională de reglementare sau își dă acordul ca acestea să fie finanțate de către orice parte interesată, inclusiv de către ISO;
 - ✗ detine răspunderea privind activele rețelei, cu excepția răspunderii referitoare la atribuțiile ISO;
 - ✗ oferă garanții pentru facilitarea finanțării eventualelor extinderi ale rețelei, cu excepția investițiilor pentru care și-a dat acordul să fie finanțate de către orice parte interesată, inclusiv de către ISO;
 - b. obligații/proceduri care trebuie respectate/aplicate de autoritatea națională de reglementare (ANRE):
 - ✗ monitorizează, împreună cu autoritatea competentă în materie de concurență, respectarea de către proprietarul activelor a obligațiilor menționate mai sus.

Deoarece potrivit prevederilor art.9 alin.(1) lit.a) din Directiva 2009/73/CE, începând cu data de 3 martie 2012 *"toate întreprinderile care detin în proprietate sisteme de transport acționează ca operatori de transport și de sistem"*, Transgaz a subliniat necesitatea deținerii în proprietate a activelor ce alcătuiesc SNT.

Până la data prezentului raport nu a fost încă luată o decizie în privința modelului pe care România îl va implementa.

Infringement-ul declansat de Comisia Europeană în anul 2009 împotriva României pentru încălcarea unor prevederi ale Regulamentului (CE) nr.1775/2005

În data de 24 noiembrie 2011 Comisia Europeană a adoptat decizia de a sesiza Curtea de Justitie a Uniunii Europene cu o actiune având ca obiect încălcarea de către România a unor prevederi ale *Regulamentului (CE) nr.1775/2005 privind conditiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale*.

În fapt, actiunea reprezintă o continuare a procedurii de infringement declansată de Comisia Europeană împotriva României în anul 2009.

O parte din problemele mentionate în *Notificarea de punere în întârziere* adresată României în 2009 au fost rezolvate, fapt demonstrat de continutul *Avizului motivat* comunicat de Comisie în 2010.

Decizia recentă de a sesiza Curtea de Justitie a Uniunii Europene a fost fundamentată pe opinia Comisiei conform căreia România - chiar dacă a înregistrat progrese în eliminarea deficiențelor - nu se conformează cerințelor europene în ceea ce privește:

- ☛ punerea la dispozitie în punctele de interconectare a capacității de flux inversat ("backhaul") si, legat de aceasta , a capacității întreruptibile si a serviciilor pe termen scurt;
- ☛ publicarea informatiilor referitoare la capacitatea disponibilă.

De fapt, cele două probleme se referă la punctul Negru-Vodă, punct situat pe sistemul conductelor de tranzit al gazelor naturale.

În perioada 2010-2011 atât Transgaz, cât si ANRE, MECMA, MAEur si MAE, au întreprins mai multe demersuri în scopul rezolvării acestor probleme, printre care:

- ☛ o serie de discutii cu alte companii de transport (din Polonia si Ungaria) legate de modul cum acestea au abordat problema conductelor de tranzit a gazelor din Federatia Rusă;
- ☛ participarea la o reuniune bilaterală cu reprezentantii Comisiei pe tema identificării posibilităților de renegociere cu Bulgaria si cu Federatia Rusă a convențiilor care reglementează regimul activității de tranzit pe teritoriul României a gazelor naturale din Federatia Rusă pentru Bulgaria si respectiv pentru Turcia, Grecia si Macedonia;
- ☛ initierea unui dialog pe tema procedurii de infringement între MECMA România si Ministerul Economiei, Energiei si Turismului din Bulgaria;
- ☛ elaborarea de către Transgaz si transmiterea la ANRE a unei propuneri cu privire la stabilirea unui tarif de transport pentru firul I (tranzit România-Bulgaria);
- ☛ participarea la o sesiune de consultări bilaterale între reprezentantii MECMA România si MEET Bulgaria;
- ☛ organizarea unei reuniuni bilaterale între ministrul economiei, comerțului si mediului de afaceri din România si directorul general al Directoratului general pentru energie din cadrul Comisiei Europene;

- ✍ elaborarea de către Transgaz si transmiterea la ANRE a unei propuneri cu privire la metodologia de alocare de capacitate pentru punctele Isaccea si Negru Vodă aferente firului I (tranzit România-Bulgaria);
- ✍ initierea - într-o primă fază pe canale diplomatice - a unor demersuri pe lângă Federatia Rusă în vederea demarării procedurilor de negociere a unor noi Conventii care să reglementeze transportul gazelor naturale rusesti pe teritoriul României, Conventii care să fie conforme cu cerintele legislatiei europene;
- ✍ demararea unor discutii între SNTGN Transgaz SA si ANRE pe tema mecanismului de *backhaul* (inclusiv a capacității întreruptibile si a serviciilor pe termen scurt);
- ✍ denuntarea - în cursul lunii decembrie 2011 - de către România a celor două Conventii semnate în 1986 si în 1996 cu Federatia Rusă privind tranzitul de gaze rusesti pe teritoriul României (firele 2 si 3 de tranzit), conventii care expiră la 31 decembrie 2016 si respectiv 31 decembrie 2015.

Actiunile mentionate mai sus au avut în vedere o abordare pe mai multe paliere a problemei procedurii de infringement, concentrându-se într-o primă fază pe conformarea cu legislatia europeană a procedurilor aplicate pe firul I (tranzit România-Bulgaria), respectiv asigurarea accesului tertilor la această conductă (aplicarea unui tarif reglementat; aplicarea unei metode de alocare de capacitate aprobată de ANRE; publicarea de informatii privind capacitatea disponibilă).

Ca urmare si a acestor actiuni, Directoratul General Energie din cadrul Comisiei Europene a propus amânarea sesizării Curtii de Justitie a Uniunii Europene.

În prezent, Transgaz se află angrenată într-o serie de discutii cu companiile Bulgargaz si Bulgartransgaz având ca scop:

- renegocierea contractului comercial încheiat în anul 2005 între Transgaz si Bulgargaz (aferent firului 1 de tranzit) în sensul asigurării conformității acestuia cu prevederile legislatiei europene;
- negocierea si încheierea cu Bulgartransgaz a unui Acord de Operare si a unui Acord de Alocare de Capacitate pentru punctul de interconectare Negru-Vodă 1 (aferent firului 1 de tranzit).

Pentru negocierile cu Federatia Rusă pe tema convenirii unor noi Conventii aferente firelor II si III de tranzit în scopul conformării acestora cu legislatia europeană, apreciem că este nevoie de efortul conjugat al tuturor autorităților implicate si chiar al Comisiei Europene.

Imposibilitatea Transgaz de a respecta cerintele UE în materie de transparentă s-a datorat clauzelor existente în contractele comerciale în vigoare încheiate cu Bulgargaz si respectiv cu Gazprom Export si prevederilor Legii gazelor nr.351/2004, cu modificările si completările ulterioare, referitoare la tranzitul de gaze naturale.

Elemente de perspectivă privind activitatea Transgaz pe plan international

În vederea implementării obiectivelor strategice de transformare într-o companie de talie europeană Transgaz trebuie să-si întărească pozitia conferită de monopolul natural de operare a sistemului national de transport gaze naturale si să-si afirme

importanta pe plan regional prin participarea activă în forurile, organizatiile si organismele de profil europene, prin participarea în proiecte de interes regional si european si prin parteneriate active cu companii de profil.

În acest sens, în cursul anului 2011 au fost desfășurate următoarele activități importante:

- Colaborarea cu reprezentantii Comisiei Europene în cadrul initiativei interconectărilor pe directia nord - sud, inițiativă lansată de Comisie în scopul integrării rețelilor de transport gaze naturale din zona central si est europeană. Țările vizate de către această inițiativă au fost Polonia, Cehia, Slovacia, Ungaria, România si Bulgaria. Urmare activității grupului de lucru al acestei initiative, activitate desfășurată de-a lungul anului 2011 si la care a participat si societatea noastră, a fost elaborat si aprobat de către Comisia Europeană si ministrii de resort din țările vizate, *un plan de actiune* care cuprinde atât proiectele prioritare pe care OST-urile le propun în vederea integrării rețelilor de transport gaze din regiune cât si măsurile necesare a fi implementate pentru facilitarea realizării acestor proiecte de infrastructură (măsuri de ordin legislativ si reglementativ). Acest plan de actiune constituie o bază de informatii pentru pachetul legislativ privind infrastructura energetică, aflat pe masa de lucru a Comisiei Europene. Implementarea celor prevăzute în planul de actiune va fi monitorizată pe parcursul anilor următori.;
- Continuarea colaborării atât cu reprezentantii Comisiei Europene cât si cu cei ai EAD Bulgartransgaz în scopul implementării proiectului de interconectare a sistemelor de transport gaze naturale ale României si Bulgariei pe directia Ruse - Giurgiu, proiect cofinanțat prin programul EEPR al Comisiei Europene;
- Continuarea colaborării cu Moldovagaz si cu ministerul de resort din Republica Moldova în scopul implementării proiectului de interconectare a sistemelor de transport gaze naturale ale celor două țări prin construirea unei conducte pe directia Bălți - Ungheni - Iasi;
- În cadrul ENTSOG cele mai importante activități la care a fost implicată si societatea noastră au vizat finalizarea codului de rețea privind metode de alocare a capacităților de transport gaze naturale si elaborarea planurilor de dezvoltare regională. Codul de rețea privind metode de alocare a capacității a fost finalizat, urmând ca, după aprobarea sa în sedinta Adunării Generale ENTSOG din luna martie, să fie transmis oficial Comisiei Europene pentru demararea procesului de comitologie în vederea aprobării de către Consiliul Europei si Parlamentul European;

În ceea ce privește planurile de dezvoltare regională, conform legislației europene în vigoare, OST-urile au obligatia de a elabora aceste planuri odată la doi ani. Transgaz a participat la elaborarea a două planuri de dezvoltare regională, cel pentru regiunea central si est europeană precum si cel pentru coridorul sudic. Primul plan a fost finalizat, aprobat si publicat, iar al doilea urmează de asemenea să fie aprobat si dat publicității în cursul lunii martie 2012. Planurile de dezvoltare regională vor sta la baza revizuirii planului de dezvoltare pe 10 ani a rețelei europene de transport gaze naturale;

- Continuarea bunelor relatii de colaborare cu companiile implicate în realizarea activității de tranzit a gazelor naturale rusesti pe culoarul balcanic. În acest context au fost initiate demersurile necesare în vederea rezolvării aspectelor din contractele existente care contravin legislatiei comunitare si pentru care Comisia Europeană a lansat procedura de infringement la adresa mai multor țări ale UE, inclusiv a României;
- Participarea activă pe parcursul anului, alături de reprezentantii MECMA, la grupele de lucru mixte, interguvernamentale pe care Guvernul României le promovează în domeniul energetic cu o serie de țări cum ar fi: Turcia, Bulgaria, Federatia Rusă, etc.

O mare parte din actiunile descrise mai sus vor avea continuitate si în anul 2012, an în care Transgaz își propune implicarea în continuare în activitatea organismelor si organizatiilor de profil si intensificarea relatiilor de cooperare cu toti actorii implicati pe piata energetică europeană.

Cap. 2. ACTIVELE CORPORALE ALE TRANSGAZ

2.1. Amplasarea si caracteristicile principalelor capacități de productie ale Transgaz

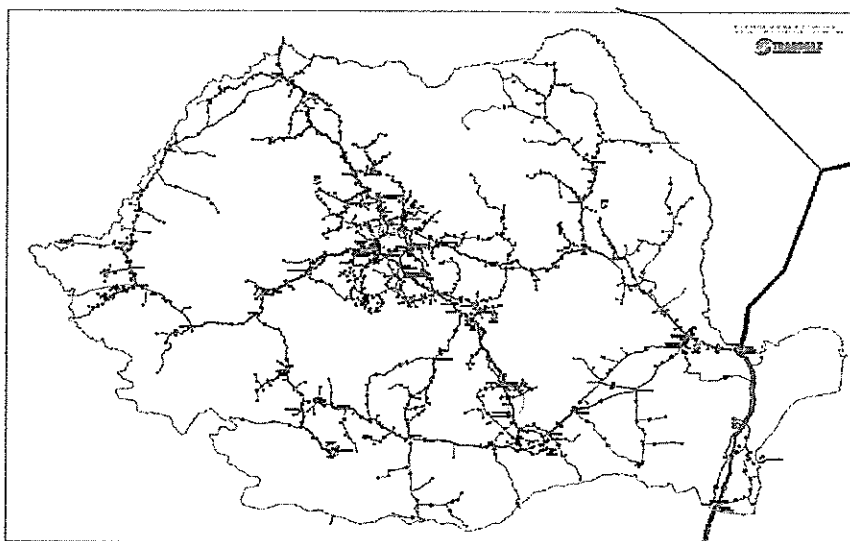
Principalele componente ale SNT sunt următoarele:

Nr. crt.	Denumire obiectiv/componenta SNT	U.M.	Valoare
0	1	2	3
1	Conducte magistrale de transport si racorduri de alimentare cu gaze naturale	km	12.970
2	Statii de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.102 (1.222 directii măsurare)
3	Statii de comandă vane (SCV , NT)	buc	22
4	Statii de măsurare a gazelor din import (SMG)	buc	3
5	Statii de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG)	buc	6
6	Statii de comprimare gaze (SCG)	buc	5
7	Statii de protectie catodică (SPC)	buc	998
8	Statii de odorizare gaze (SOG)	buc	766

Diminuarea lungimii SNT în anul 2011 comparativ cu anul 2010 a fost determinată de trecerea din domeniul public al statului si din administrarea ANRM în domeniul privat al statului a unor bunuri de natura mijloacelor fixe concesionate către Transgaz, prin H.G. nr.1146/16 noiembrie 2011.

Lungimea conductelor cuprinse în Anexele 3 si 4 ale hotărârii mentionate este de 562,4 km.

SNT are acoperire la nivelul întregului teritoriu national si are o structură radial-inelară reprezentată schematic în continuare:



Sistemul National de Transport Gaze Naturale

Capacitatea de transport si tranzit a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte si racorduri de alimentare cu diametre cuprinse între 50 mm si 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar si 40 bar, cu exceptia tranzitului international (54 bar).

Exploatarea SNT se face prin intermediul a nouă exploatări teritoriale de transport si o exploatare teritorială de tranzit, compuse la rândul lor din 53 de Sectoare. Din punct de vedere tehnologic SNT este alcătuit din 9 subsisteme regionale de transport gaze naturale.

2.2. Descrierea si analizarea gradului de uzură al proprietăților

Transgaz exploatează si bunuri care apartin domeniului public al statului. Acestea nu se amortizează, conform prevederilor Legii nr.213 din 17 noiembrie 1998 privind proprietatea publică si regimul juridic al acesteia, cu exceptia investitiilor efectuate din surse proprii la mijloacele fixe care fac obiectul Acordului de concesiune a SNT.

Imobilizările corporale care nu sunt cuprinse în domeniul public al statului sunt supuse amortizării conform Legii nr.15/1994 si au următoarele durate normale de utilizare:

Nr. crt.	Categorii imobilizări	Durata de viață (ani)
0	1	2
1	Clădiri si instalatii speciale	40-50
2	Utilaje si echipamente	15-40
3	Aparate de măsură si control	7-12
4	Vehicule	5-8
5	Alte imobilizări corporale	3-5

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

Nr. crt.	Durata de functionare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Statii de Reglare Măsurare
0	I	2	3	4
1	> 40 ani	4.885	219	119
2	Între 30 si 40 ani	2.631	170	62
3	Între 20 si 30 ani	1.339	197	70
4	Între 10 si 20 ani	929	459	421
5	< 10 ani	1.359	782	550
*	TOTAL	11.143	1.827	
		12.970		1.222

Se observă că în ceea ce privește conductele de transport gaze naturale, din cei 12.970 km aflați în exploatare, cca 71% au o durată de functionare efectivă foarte mare, apropiată de durata lor normală de functionare. Diagnosticările efectuate cu PIG-ul inteligent pun în evidență niveluri destul de ridicate ale defectelor materialului tubular, cauzate în principal de starea tehnică a izolației active, realizată pentru aproximativ 80% 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 998 stații de protecție catodică a conductelor.

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin cele 1.222 de SRM-uri (direcții de măsurare), din care circa 65% sunt alcătuite din echipamente depășite fizic și moral care nu pot asigura condițiile de siguranță impuse de noile norme și nu pot fi integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA fără lucrări de reabilitare/modernizare. Din cele 1.222 de SRM-uri (direcții de consum) aflate în exploatare un număr de 948 sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA.

Parametrii de transport reduși (debit, presiune) și sistemele de măsură existente în multe din aceste SRM-uri conduc uneori la incertitudini de măsură mari.

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, depășite fizic și moral, în foarte multe cazuri nereușind să atingă performanțele impuse de parametrii de transport. În cursul anului 2011 s-au efectuat etape ale unor lucrări de reabilitare/modernizare la stația de comprimare Sinca (etapa 2).

Dispecerizarea gazelor în SNT se realizează prin manevre efectuate și în nodurile de interconectare al principalelor conducte. Aceste noduri sunt dotate în mare parte cu robinete de manevră cu acționare manual și echipamente de urmărire a parametrilor, cele mai multe fiind depășite din punct de vedere al performanțelor și al siguranței în exploatare.

Odorizarea gazelor este asigurată printr-un număr de 766 instalații de odorizare din care 497 sisteme de tip "prin evaporare, 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. Celelalte 269 sisteme sunt de tip nou, prin esantionare si prin injective, asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate. Din cele 269 sisteme moderne un număr de 15 sunt de tip centralizat, deserving mai multe puncte de livrare.

Desi baza de active imobilizate este destul de învechită, starea tehnică a SNT se mentine la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea se desfășoară pe baza unui sistem de mentenanță preponderent preventiv, planificat si corectiv si pe baza unor programe de modernizare fundamentate conform Normelor Tehnice privind mentenanta SNT.

Realizarea programului de reparatii, reabilitare si asigurarea mentenantei SNT

Realizarea programului de mentenanță pe anul 2011 este redată mai jos:

Nr. crt.	Denumire capitol	Program 2011	Realizări 2011	%
0	1	2	3	4=3/2*100
Cap. A. LUCRĂRI DE REPARATII SI REABILITARE A SNT (lei)				
1	Reparatii programate conducte magistrale	177.300.000	92.010.230	51,90
2	Reabilitare Statii Reglare Măsurare (S.R.M.)	0	40.000	X
3	Reabilitare Noduri Tehnologice	0	0	0,00
4	Reabilitare Statii Comprimare	2.000.000	2.006.086	100,30
5	Reparatii constructii special aferente SRM-urilor si SCV-urilor	3.500.000	1.785.992	51,03
6	Reabilitare Sisteme de protectie catodică (SPC)	900.000	778.684	86,52
7	Reparatii si echipamente TC	0	0	0,00
8	Reparatii clădiri	2.600.000	3.865.623	148,68
	TOTAL LUCRĂRI	186.300.000	100.486.615	50,72
Cap. B. SERVICII DE ASIGURARE A MENTENANTEI SNT (lei)				
1	Servicii de reparare si întreținere agregate de comprimare gaze	12.400.000	6.048.402	48,78
2	Servicii de reparare si întreținere instalatii mecanice si speciale aferente SRM-urilor, SCV-urilor	2.850.000	561.774	19,71
3	Servicii de reparatii subansamble masini, utilaje, instalatii de lucru, aparate de măsură si control	2.100.000	955.028	45,48
4	Servicii de reparatii sisteme de măsurare gaze	3.200.000	2.069.019	64,66
5	Servicii de diagnosticare conducte	5.000.000	2.032.886	40,66
6	Servicii de mentenanță TI	6.400.000	4.080.000	63,75
7	Alte servicii	7.750.000	3.747.304	48,35
	TOTAL SERVICII	39.700.000	19.494.413	49,10
	TOTAL LUCRĂRI + SERVICII	226.000.000	119.981.028	50,43

Valoarea lucrărilor de reparatii si reabilitare executate cu forte proprii este de 6,7 milioane lei iar valoarea programată a acestora a fost de 4 milioane lei.

Valoarea Programului de reparatii, reabilitare si asigurarea mentenantei SNT pe anul 2011 a fost de 230.000.000 lei, la sfârșitul anului înregistrându-se realizări în valoare de 126.663.372 lei, reprezentând o îndeplinire a programului în proportie de 55,07%. În cadrul acestor realizări sunt incluse în principal lucrările de reparatii a 20,4 km de conducte, reabilitarea a 38 km de conducte si diverse servicii de reparatii agregate de comprimare, reparatii constructii speciale, diagnosticare conducte, etc.

În principal nerealizările programului de reparatii se datorează următoarelor :

- se întâmpină greutăți în derularea lucrărilor de reparatii si reabilitare a conductelor de transport gaze, datorită modificării legislației referitoare la exercitarea, cu titlu gratuit, de către concesionarii din sectorul gazelor naturale a dreptului de uz si servitute asupra terenurilor pe care se execută lucrările de reparatii, motivat de faptul ca proprietarii de terenuri se opun executiei acestor lucrări, solicitând pe lângă despăgubirile care privesc pagubele produse (culturi agricole afectate) si contravaloarea terenurilor tinând cont de deprecierea acestora ca urmare a instituirii zonelor de protectie si sigurantă a conductelor, impuse de normativele tehnice în domeniu. În acest context, pe lângă faptul că valoarea cheltuielilor crește, se impune si sistarea lucrărilor de executie si deschiderea unor actiuni în instantă cu proprietarii de terenuri, fapt pentru care termenele de finalizare a acestor obiective sunt mult prelungite;
- decalarea termenelor de elaborare a proiectelor tehnice datorită dificultăților în obtinerea acordurilor de la proprietarii de terenuri si în consecință neeliberarea în timp util a Autorizatiilor de Construire ;
- schimbarea de către ANRMAP a procedurilor de validare a licitatiilor, care a dus la întârzieri în demararea unor lucrări si servicii programate si respectiv la decalarea termenului de finalizare al acestora;

Programul de investitii

Activitatea investitională este directionată în principal spre modernizarea si dezvoltarea SNT în vederea îmbunătățirii eficienței, creșterii capacității acestuia si a dezvoltării de noi zone de consum.

Valoarea programată a cheltuielilor de investitii pentru anul 2011 a fost de 183.000 mii lei, valoarea realizărilor fiind de 128.136 mii lei, care include si suma de 30.385 mii lei ce reprezintă instalatii de racordare la SNT realizate în baza regulamentului de acces la SNT aprobat prin HG nr.1043/2004.

Situatia cheltuielilor totale pentru investitii se prezintă astfel (mii lei):

	Program	Realizat
▪ Investitii , din care:	183.000	128.136
-Instalatii de racordare la SNT	-	30.385
▪ Rambursări de credite pentru investitii	47.683	48.164
TOTAL CHELTUIELI	230.683	176.300

Investitiile realizate au fost finantate din următoarele surse (mii lei):

	Program	Realizat
▪ Profit net repartizat pentru finanțări proprii	6.197	29.182
▪ Amortizare	138.969	72.233
▪ Credite bancare:		44.500
▪ Tarif racordare la SNT		30.385
▪ Alte surse (fonduri europene)	34.855	
TOTAL SURSE DE FINANTARE	180.021	176.300

Mentionăm că în proiectul bugetului de venituri și cheltuieli pe anul 2011 avizat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr.18 din 26 noiembrie 2010 și transmis spre aprobare la MECMA, sumele din profitul net destinate finanțării investițiilor au fost determinate în condițiile repartizării profitului sub formă de dividende în cotă de 50%. În bugetul aprobat prin HG nr.526 din 18 mai 2011 s-a luat în considerare repartizarea a 90% din profitul net sub formă de dividende diminuându-se astfel substanțial sursele de finanțare a investițiilor. Această diminuare nu a fost aplicată în mod corespunzător și asupra cheltuielilor de investiții astfel că în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat există o necorelare între cheltuielile de investiții și sursele de finanțare a acestora, respectiv un deficit de **50.661 mii lei**.

Modul de realizare a programului de modernizare dezvoltare investiții pe anul 2011 este redat în tabelul de mai jos:

Capitol	Categorie de lucrări	Program 2011		Realizări 2011		(%)
		Fizic (km)	Valoric (lei)	Fizic (km)	Valoric (lei)	
0	1	2	3	4	5	6=5/3*100
Cap.A	Lucrări de modernizare și dezvoltare a SNT	27,50	164.500.000	43,56	56.492.872	30,34
1	Modernizarea și re tehnologizarea SNT		144.500.000		10.779.203	7,46
1.1.	Modernizare instalatii tehnologice aferente SNT (SRM, SCV, PM, NT)		17.500.000		7.581.789	43,32
1.2.	Sistem Comandă Achizitii Date		127.000.000		3.197.414	2,52
2	Dezvoltarea SNT și a instalatiilor aferente	27,50	20.000.000	43,56	45.713.669	228,57
2.1.	Conducte de transport gaze naturale	22,50	14.100.000	38,56	33.051.732	234,41
2.2.	Conducte de interconectare	5,00	2.500.000	5,00	6.979.067	279,16
2.3.	Instalatii tehnologice aferente SNT		3.400.000		5.682.870	167,14
Cap.B	Lucrări de modernizare și dezvoltare a bunurilor proprii		18.500.000	0,00	11.611.374	62,76
1	Modernizare clădiri		1.000.000		160.383	16,04
2	Alte lucrări		1.800.000		844.053	46,89
3	Utilaje independente		13.700.000		8.850.613	64,60
4	Cheltuieli pentru studii și proiecte		2.000.000		1.756.325	87,82
Cap.C	Proiect NABUCCO				27.050.960	X
Cap.D	Lucrări executate conf. HG 1043 Regulamentul de acces la SNT			8,00	30.385.142	X
TOTAL A + B + C		27,50	183.000.000	95,74	95.155.206	52,00
TOTAL A + B + C + D		27,50	183.000.000	131,74	125.540.347	68,60
Alte creșteri de imobilizări					2.595.965	
TOTAL INVESTITII			183.000.000		128.136.313	70,02

Fată de valoarea programată de 183.000.000 lei, valoarea totală a realizărilor este de 128.136.313 lei, ceea ce reprezintă o îndeplinire a programului în proporție de 70,02%.

În principal nerealizările programului de investiții se datorează următoarelor:

- la STC Sinca - lucrările la instalația tehnologică pentru linia a doua de comprimare nu au putut fi demarate, deoarece nu a fost posibilă întreruperea funcționării stației de comprimare;
- la modernizările SRM-urilor cu debite $Q > 10.000$ Nmc/h (lucrări noi) - la SRM Buhoci terenul necesar amplasării SRM-ului a fost achiziționat cu întârziere, după mai multe runde de negocieri cu proprietarul de teren, fapt care a condus la decalarea termenului de finalizare a lucrărilor programate. SRM-ul Craiova Est (Bordei) este în curs de proiectare, neobținându-se acordul proprietarului pentru achiziția terenului necesar amplasării acestuia, iar PM Butimanu este în faza de licitație;
- la modernizare STC Silistea, SMG Isaccea 1 și SMG Negru-Vodă 1 (reverse flow) în urma Hotărârii CA nr.14/2011, se renunță la achiziția de materiale și echipamente și la lucrările aferente pentru STC Silistea și SMG Isaccea 1. Lucrările programate la SMG Negru-Vodă 1, sunt în faza de licitație;
- la sistemul SCADA, datorită modificării sensurilor de vehiculare a fluxurilor de gaze prin SNT, este necesară redimensionarea liniilor de măsură din nodurile tehnologice și actualizarea etapelor de realizare a proiectului, în conformitate cu cerințele "Codului Rețelei";
- la conducta Plătărești - Bălăceanca - există probleme în obținerea Autorizației de Construire, datorită divergențelor cu proprietarii de terenuri, fapt pentru care lucrările de execuție sunt sistate;
- la conducta Biharia - Alesd - în prezent din totalul de 44 km sunt executați 38 km, iar lucrările de execuție sunt în continuare sistate până la soluționarea acțiunilor în instanță cu proprietarii de terenuri care nu permit execuția lucrărilor pe terenurile lor. Procesele se află pe rol de circa 2 ani.

În anul 2011 au fost puse în funcțiune obiective de investiții în valoare de **162.196.890 lei**, din care menționăm următoarele:

- Modernizare SRM Blaj;
- Modernizare SRM Iasi;
- Modernizare SRM Turnu Măgurele;
- Modernizare SRM Galati (linii de măsură);
- Modernizare SRM Drăgășani;
- Panou de măsură STC Danes;
- Modernizare SRM Blaj;
- Conducta de transport gaze naturale ϕ 10" Negru Vodă - Techirghiol;
- Conducta de transport gaze naturale ϕ 28" Filipești - Butimanu - recepție parțială 17 km;
- Conducta de transport gaze naturale ϕ 16" Hârlău - Bucecea - recepție parțială 14,7 km;
- Sistematizare Nod Tehnologic Onesti.

Accesarea fondurilor comunitare

Încasările obținute din finanțări nerambursabile din fonduri europene în anul 2011 au fost în valoare de 7.809.219,80 Euro, din care:

- pentru lucrarea "Conductă de interconectare Dn 700x6,3 Mpa a sistemului de transport gaze naturale din România si Sistemul Vest European pe directia Szeged-Arad", s-au încasat 7.500.022,72 Euro pentru lucrări si 2.697,08 Euro pentru auditul extern;
- pentru proiectul "Asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze pe conducta de tranzit dedicată Bulgariei", s-a întocmit cererea de prefinantare si s-a obținut un avans de 306.500 Euro, reprezentând 20% din valoarea costurilor estimate, eligibile.

2.3. Precizarea potentialelor probleme legate de dreptul de proprietate asupra activelor corporale ale Transgaz

Pe terenul aferent sediului Exploatării Teritoriale Brasov si a SRM Brasov s-au întabulat în mod nelegal (Stoia Gabriela, Turcu Ioan si sotia, Acojocăritei Marcela domiciliati în Brasov, SC "Nesland" SA Brasov si SC "District" SRL Brasov). Transgaz detine terenul anterior mentionat în baza titlurilor legale de administrare respectiv Decizia nr.1752/1963 emisă de Sfatul Popular Brasov si Ordinul nr.134/1990 emis de Ministerul Agriculturii si Alimentatiei. Transgaz a solicitat pe cale contencioasă rectificarea Cărtii Funciare nr.12933 Brasov, constatarea nulității absolute si radierea din C.F. a actelor subsecvente privind terenul aferent sediului Exploatării Teritoriale Brasov si SRM Brasov. Litigiul constituie obiectul dosarului nr.10232/197/2011 aflat pe rolul Judecătoriei Brasov. Stadiul procesual: fond.

Cap.3. PIATA VALORILOR MOBILIARE EMISE DE TRANSGAZ

Transgaz fiind o companie dinamică si capabilă a-si alinia activitatea la cerintele contextului intern si international actual în care functionează, a reusit să performeze si pe piata de capital, fiind astăzi, la 4 ani de la listare, a cincea companie în top 100 companii listate la Bursa de Valori Bucuresti, functie de capitalizare.

Actiunea TGN, este o actiune de portofoliu, atractivă, datorită obiectului de activitate al companiei, pozitiei detinute de companie pe piata energetică națională si internatională, profilului financiar robust si capacității Transgaz de a genera performante, veniturilor stabile si predictibile precum si a calității actului de management al companiei.

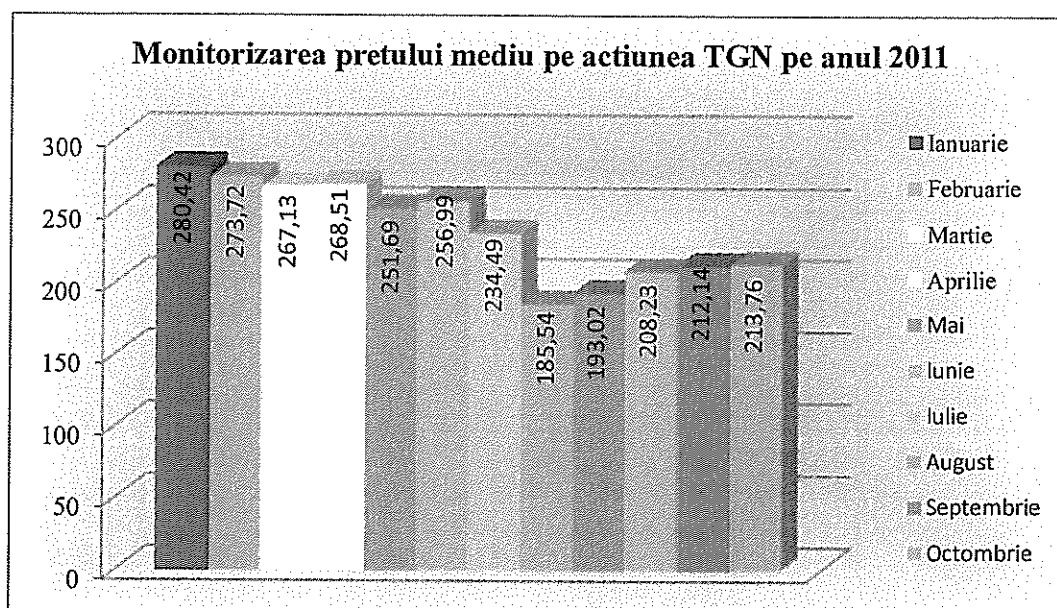
3.1. Caracteristicile si evolutia valorilor mobiliare emise de Transgaz pe piata reglementată administrată de Bursa de Valori Bucuresti

Tranzactionarea actiunilor Transgaz la BVB are loc sub următoarele coordonate: simbol **TGN**; Cod ISIN **ROTGNTACNOR8**; sectiunea BVB-categoria **I**, piata principală **REGS**.

Activitea desfășurată de Transgaz în anul 2011, în calitate de emitent de valori mobiliare pe piata de capital din România, se prezintă astfel:

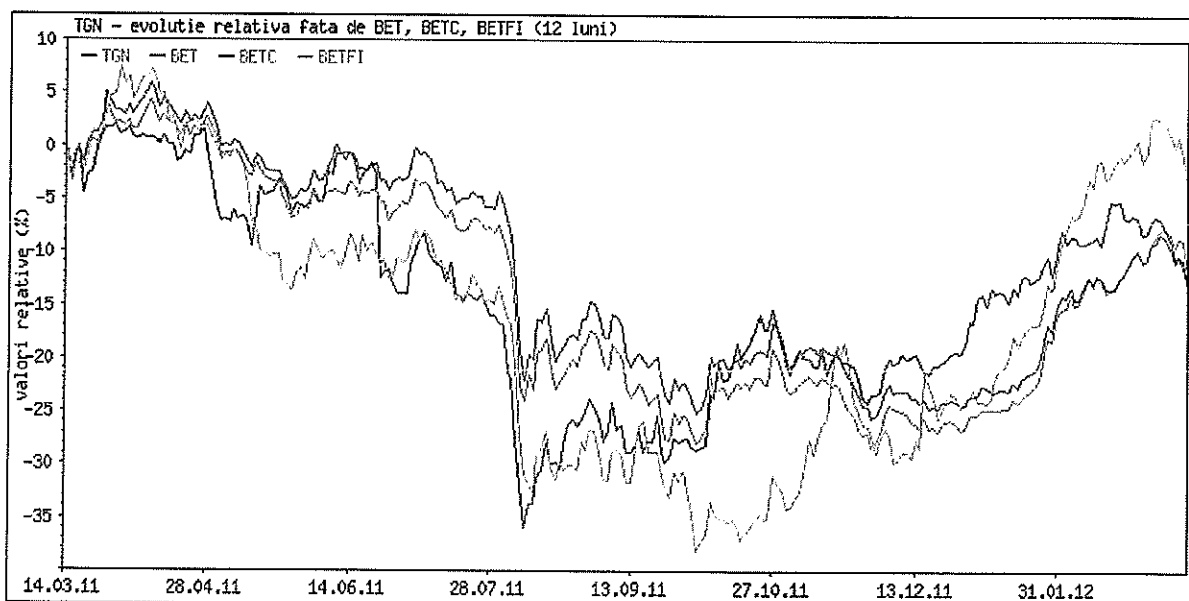
- în cele 246 de zile de tranzactionare, au avut loc un număr total de 16.655 tranzactii, ceea ce a reprezentat un număr mediu zilnic de 68 de tranzactii;
- Volumul total al actiunilor tranzactionate a avut o crestere în prima jumătate a anului 2011 pentru ca apoi să se ajungă la un minim istoric în luna decembrie de 14.639 actiuni tranzactionate;
- Valoarea tranzactiilor TGN în anul 2011 a fost de 128.885.366,90 lei. În prima parte a anului aceasta a avut o usoară crestere urmată mai apoi de o scădere dramatică ajungand astfel în decembrie 2011 la o valoare de 3.129.207,15 lei;
- pretul mediu/actiune TGN a avut o valoare maximă de 280,42 lei/actiune în ianuarie după care a urmat o scădere treptată ajungând la valoarea cea mai mică în luna august de 185,54 lei/actiune;
- grafic, evolutia pretului mediu pe actiunea TGN pentru anul 2011 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Luna	Volum	Valoare tranzactii (lei)	Pret mediu (lei/actiune)
0	1	2	3	4=3/2
1	IANUARIE	38.708	10.854.569,45	280,42
2	FEBRUARIE	34.898	9.552.140,95	273,72
3	MARTIE	92.627	24.743.466,10	267,13
4	APRILIE	47.797	12.833.835,75	268,51
5	MAI	82.197	20.688.443,90	251,69
6	IUNIE	60.162	15.460.957,70	256,99
7	IULIE	17.254	4.045.886,70	234,49
8	AUGUST	60.659	11.254.840,20	185,54
9	SEPTEMBRIE	20.477	3.952.520,65	193,02
10	OCTOMBRIE	35.068	7.302.210,50	208,23
11	NOIEMBRIE	23.886	5.067.287,85	212,14
12	DECEMBRIE	14.639	3.129.207,15	213,76
	TOTAL	528.372	128.885.366,90	242,93



- în cursul anului 2011, capitalizarea bursieră a urmat un trend decendent ajungând de la o valoare de 3,29 miliarde lei la începutul anului la o valoare de 2,62 miliarde lei în ultima zi de tranzactionare din 2011 reprezentând astfel o scădere cu 79.63%. Exprimată în valuta europeană, cifrele de mai sus înseamnă o capitalizare bursieră la începutul anului 2011 de aproximativ 769,4 milioane EURO (curs BNR 4,2848 lei/EURO) iar în luna decembrie la o valoare de 608,7 milioane EURO (curs BNR 4,3197 lei/EURO);

Evolutia actiunilor TGN comparativ cu indicii bursieri ai BVB



Începând cu a doua parte a anului 2011 evolutia actiunii TGN s-a situat peste evolutia celui mai performant indice BETFI.

În ultima parte a anului trendul actiunii TGN a fost unul sustinut peste indicii BET si BETC, ceea ce confirmă soliditatea si performanta Transgaz.

3.2. Descrierea politicii Transgaz cu privire la dividende

Valoarea dividendelor cuvenite actionarilor se determină în conformitate cu *Ordonanta Guvernului nr.64 din 30 august 2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată prin Legea nr. 769/2001*, cu modificările și completările ulterioare, care prevede la art.1 alin.(1) lit.f) repartizarea din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit a **"minimum 50% ...dividende în cazul societăților naționale...cu capital integral sau majoritar de stat"**. Pentru anul 2009 s-au repartizat dividende în cotă de **50,024%**.

Prin derogare de la prevederile art.1 alin.(1) lit. f) din *Ordonanta Guvernului nr.64/2001 conform Ordonantei de Urgență nr.55 din 23 iunie 2010 privind unele măsuri de reducere a cheltuielilor publice pentru exercitiul financiar al anului 2010, la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit se repartizează în cuantum de minimum 90% sub formă de dividende*.

Repartizarea dividendelor pentru anul 2010 a avut în vedere prevederile Ordonantei nr.55/2010 și s-a făcut în cotă de **90%**.

Pentru anul 2011, conducerea executivă a Transgaz a fundamentat și transmis spre analiză și avizare Consiliului de Administrație bugetul de venituri și cheltuieli cu respectarea prevederilor OUG nr.64/2001, respectiv repartizarea profitului net sub formă de dividende în cotă de 50%. Consiliul de Administrație a analizat și avizat, prin Hotărârea nr.18 din 26 noiembrie 2010, bugetul prezentat de conducerea executivă a societății. În conformitate cu OUG nr.37 din 26 martie 2008, art.15, (1) care prevede că *"Bugetele de venituri și cheltuieli ale operatorilor economici cu capital sau patrimoniu integral ori majoritar de stat așlăți în subordinea, coordonarea, sub autoritatea sau în portofoliul ministerelor, ... se aprobă prin hotărâre a Guvernului inițiată de ordonatorul principal de credite, cu avizul Ministerului Economiei și Finanțelor și al Ministerului Muncii, Familiei și Egalității de Șanse"* prin adresa nr.F1049 din 29 noiembrie 2010 Transgaz a transmis MECMA bugetul avizat de Consiliul de Administrație în vederea promovării hotărârii de guvern pentru aprobarea acestuia.

Cu toate acestea în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin HG nr.526 din 18 mai 2011 a fost prevăzută repartizarea profitului net sub formă de dividende în sumă de **111.540 mii lei**, ceea ce reprezintă cca. 90% din profitul de repartizat bugetat, diminuându-se astfel substanțial sursele de finanțare a investițiilor.

Având în vedere unele modificări survenite în primul semestru al anului 2011 privind premisele (ipotezele) avute în vedere la elaborarea BVC 2011, conducerea executivă a Transgaz a fundamentat și transmis spre analiză și avizare Consiliului de Administrație propunerea de rectificare a bugetului de venituri și cheltuieli pe anul 2011, aprobat prin HG 526/2011. La fundamentarea bugetului rectificat s-a avut în vedere respectarea prevederilor OUG nr.64/2001, respectiv repartizarea profitului net sub formă de dividende în cotă de 50%. Consiliul de Administrație a analizat și avizat prin Hotărârea nr.15 din 15 iulie 2011 bugetul rectificat prezentat de conducerea executivă a societății care a fost transmis prin adresa nr. F627 din 18 iulie 2011 la MECMA în

vederea promovării hotărârii de guvern pentru aprobarea acestuia. Propunerea de rectificare a bugetului de venituri si cheltuieli nu a fost însă aprobată.

Avându-se în vedere cele menționate, repartizarea profitului net sub formă de dividende s-a făcut în conformitate cu prevederile OUG nr.64/2001, cu modificările si completările ulterioare, în sumă de **350.390 mii lei, mai mare cu 267.191 mii lei față de prevederile bugetului aprobat (111.540 mii lei).**

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

Situația dividendelor aferente perioadei 2009-2011 este prezentată în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Specificatii	UM	2009	2010	2011 (propunere)
0	1	2	3	4	5
1	Profit net ramas reîntregit cu suma reprezentând participarea salariatilor la profit conform prevederilor OMFP nr.144/2005	lei	306.439.866,00	376.352.986,00	389.258.615,00
2	Profit net		298.631.541,00	376.352.986,00	379.571.465,00
3	Dividende		153.295.448,88	338.733.491,88	350.389.597,44
4	Pondere dividende				
	*în profitul net reîntregit	%	50,02	90,00	90,01
	*în profitul net	%	51,33	90,00	92,31

3.3. Intenția Transgaz de achiziționare de acțiuni proprii

Nu este cazul.

3.4. Numărul si valoarea nominală a acțiunilor emise de societatea mamă detinute de filiale

Nu este cazul.

3.5. Obligațiuni si/sau alte titluri de creanță

Nu este cazul.

Cap.4. CONDUCEREA SOCIETĂȚII

4.1. Prezentarea administratorilor

Lista administratorilor societății în anul 2011:

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 - si în prezent;
2. **COSMA EMIL FLORIN** **membru CA** - numit prin ordinul Ministrului Economiei, Comerțului si Mediului de Afaceri nr.1689/15.09.2010 - si în prezent
3. **BUSUIOC MIHAI** **membru** - numit prin ordinul Ministrului Economiei nr.576/24.03.2009, ales în baza hotărârii AGOA din 28.04.2009 - până în 29.04.2011;
4. **TRUTA OANA** **membru** - numit prin ordinul Ministrului Economiei, Comerțului si Mediului de Afaceri nr.8222/20.04.2011, ales în baza hotărârii AGOA din 29.04.2011 - si în prezent
5. **ALBULESCU MIHAI** **membru** - numit prin ordinul Ministrului Economiei nr.576/24.03.2009, ales în baza hotărârii AGOA din 28.04.2009 - si în prezent;
6. **RAICU IONICA** **membru** - numit prin ordinul Ministrului Economiei nr.576/24.03.2009, ales în baza hotărârii AGOA din 28.04.2009 - si în prezent.

4.1.a). CV-urile administratorilor (vezi Anexa la Raportul Administratorilor privind Guvernanta Corporativă)

4.1.b). Acorduri/înțelegeri sau legături de familie speciale

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

4.1.c). Participarea administratorilor la capitalul Transgaz

Nu este cazul.

4.1.d). Lista tuturor entităților în care Transgaz detine participatii

1. NABUCCO GAS PIPELINE INTERNATIONAL GmbH, cu sediul în Viena, companie în care Transgaz detine părți sociale în procent de 16,67% din capitalul social si care are ca obiect de activitate dezvoltarea proiectului Nabucco. Proiectul Nabucco a fost inclus în strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020 la capitolul IV "Obiectivele dezvoltării sectorului energetic si măsurile preconizate pentru atingerea acestora";
2. SC MEBIS SA Bistrita, cu sediul în Bistrita, (J06/150/1991) în care Transgaz detine 17,47% din capitalul social, având ca obiect de activitate realizarea de structuri metalice si ansamble sudate complexe, ansamble si produse hidraulice. Societatea se află în procedura insolventei, conform Dosar nr.101/112/2009, pe rolul Tribunalului Bistrita-Năsăud, Sectia Comercială si Contencios Administrativ si Fiscal;
3. SC "Resial"SA cu sediul în Alba Iulia (J01/77/1991) în care Transgaz detine 68,16 % din capitalul social având ca obiect de activitate fabricarea si comercializarea produselor refractare silico aluminoase.

Societatea se află în procedura falimentului, conform Dosar nr.41/107/2005 pe rol la Tribunalul Alba, Sectia Comercială.

4.2. Membrii conducerii executive

Conducerea executivă a societății este asigurată de următoarele persoane:

Nr. crt.	Nume si prenume	Funcția	Departament/Direcție
1	Pintican Iuga Liviu Traian	Director general adjunct	
2	Rusu Ioan	Director general adjunct	
3	Moldovan Radu Costică	Director	Departament Economic
4	Chetan Ioan	Director	Departament Operare - până la 1 octombrie 2011
5	Florea Vasile	Director	Departament Operare - de la 1 octombrie 2011
6	Barbu Viorel	director	Departament Dezvoltare
7	Lata Ilie	Director	Departament Exploatare
8	Rosu Elena	Director	Directia Juridică
9	Chis Ioan	Director	Directia Resurse Umane - până la 1 decembrie 2011
10	Mates Angela	Director	Directia Resurse Umane - de la 1 decembrie 2011
11	Mohan Aurel	Director	Directia Calitate-Mediu, Prevenire si Protectie
12	Ghidiu Elisabeta	Director	Directia Strategie si Management Corporativ
13	Mates Angela	Director	Directia Contabilitate - până la 1 decembrie 2011
14	Marin Dumitru	Director	Directia Buget, Finante
15	Stoia Gheorghe	Director	Directia Tehnologia Informatiei si Comunicatii
16	Paraschiv Nelu	Director	Directia Pregătire, Executie Lucrări
17	Rău Ioan	Director	Directia Exploatare, Mentenanță
18	Florea Vasile	Director	Directia de Echilibrare Comercială - până la 1 octombrie 2011
19	Cosma Radu	Director	Directia de Echilibrare Comercială - de la 15 noiembrie 2011
20	Sai Alexandru	director	Directia Măsurare, Calitate Gaze Naturale
21	Pătărnice Mihai	Director	Dispeceratul National de Gaze Naturale
22	Stroia Gheorghe Marius	Director	Directia Operator Piată Gaze
23	Bunea Florin	director adjunct	Directia Operator Piată Gaze
24	Muntean Aurel	director adjunct	Directia Măsurare, Calitate Gaze Naturale
25	Lascu Sergiu	director adjunct	Directia Tehnologia Informatiei si Comunicatii
26	Novac Mircea	inginer sef proiectare	Departament Proiectare si Cercetare
27	Moisin Ioan	inginer sef cercetare	Departament Cercetare si Cercetare

Membrii conducerii executive au încheiat contracte individuale de muncă pe perioade nedeterminate.

Personalul de conducere si executie din cadrul Transgaz este numit, angajat si concediat de directorul general.

Conform informatiilor detinute nu există vreun acord, înțelegere sau legătură de familie între persoanele mentionate si o altă persoană datorită căreia acestea au fost numite ca membrii ai conducerii executive.

Lista membrilor conducerii executive a Transgaz, inclusiv a exploatărilor teritoriale care detin actiuni la Transgaz, este prezentată mai jos:

Nr. crt.	Numele si prenumele	Funcția/Departament/ Direcție	Număr acțiuni la 31.12.2011	Cota de participare (%)
1	Rusu Ioan	Director General Adjunct	2.508	0.02130
2	Moldovan Radu	Director / Departamentul Economic	149	0.00126
3	Lata Ilie	Director / Departamentul Exploatare	46	0.00039
4	Stoia Gheorghe	Director / Directia Tehnologia Informatiei si Comunicatii	5	0.00004
5	Florea Vasile	Director / Directia de echilibrare Comercială	14	0.00012
6	Paraschiv Nelu	Director / Directia Pregătire Executie Lucrări	9	0.00007
7	Sai Alexandru	Director / Directia Masurare, Calitate Gaze Naturale	10	0.00008
8	Pătârnice Mihai	Director / Dispeceratul National de Gaze Naturale	97	0.00082
9	Nită Viorel	Director / E.T. Craiova	5	0.00004

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.

Cap.5. SITUATIA FINANCIAR-CONTABILĂ

5.1. Elemente de bilant

Pentru perioada 2009-2011 situatia elementelor bilantiere se prezintă astfel:

lei

Denumire indicator	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011	Dinamica (%)		
0	1	2	3	4=2/1	5=3/2	6=3/1
Imobilizări necorporale	496.083.022	497.791.432	11.296.624	100,34	2,27	2,28
Imobilizări corporale	2.441.455.964	2.731.187.567	3.323.009.903	111,87	121,67	136,11
Imobilizări financiare	19.180.669	46.091.817	68.480.438	240,30	148,57	375,03
Active imobilizate	2.956.719.655	3.275.070.816	3.402.786.965	110,77	103,90	115,09
Stocuri	34.955.150	27.654.123	43.247.769	79,11	156,39	123,72
Creante	245.303.577	333.719.058	366.868.985	136,04	109,93	149,56
Investitii financiare pe termen scurt	0	171.851.407	255.607.046	x	148,74	X
Casa si conturi la bănci	196.566.265	25.755.236	19.154.501	13,10	74,37	9,74
Active circulante – TOTAL	476.824.992	558.979.824	684.878.301	117,23	122,52	143,63
Cheltuieli în avans	1.340.719	1.540.861	1.371.954	114,93	89,04	102,33
Datorii ce trebuie plătite într-o perioada de un an	336.853.787	357.177.874	358.127.194	106,03	100,27	106,32
Active circulante respectiv datorii curente nete	140.114.540	203.263.326	327.978.596	145,07	161,36	234,08
Total active minus datorii curente nete	3.096.834.195	3.478.334.142	3.730.765.561	112,32	107,26	120,47
Datorii ce trebuie plătite într-o perioada mai mare de un an	527.448.777	564.224.722	75.147.643	106,97	13,32	14,25
Provizioane	31.286.516	31.249.312	42.427.376	99,88	135,77	135,61
Venituri în avans	175.927.548	296.513.318	350.457.043	168,54	118,19	199,21
Capital si rezerve						
Capital subscris si vărsat	117.738.440	117.738.440	117.738.440	100,00	100,00	100,00
Prime de capital	0	0	0			
Rezerve din reevaluare	550.825.229	514.995.580	1.116.507.511	93,50	216,80	202,70
Rezerve	1.397.977.997	1.579.143.738	1.650.865.017	112,96	104,54	118,09
Rezultatul reportat	-1.804.469	-1.804.469	-1.804.469	100,00	100,00	100,00
Rezultatul exercitiului financiar	298.631.541	376.352.986	379.571.465	126,03	100,86	127,10
Repartizarea profitului	0	0	0	x	X	X
Capitaluri proprii	2.363.368.738	2.586.426.275	3.262.877.964	109,43	126,15	138,06
Patrimoniul public	0	0	0			
Total capitaluri	2.363.368.738	2.586.426.275	3.262.877.964	109,43	126,15	138,06

Imobilizări necorporale

În baza Acordului de concesiune aprobat prin H.G. nr.668/2002 si a prevederilor H.G. nr.1031/1999, conductele aparținând domeniului public au fost înregistrate la imobilizări necorporale.

Prin Legea nr.259/2007 au fost abrogate lit.D si E din anexa nr.3 la Normele metodologice privind înregistrarea în contabilitate a bunurilor care alcătuiesc domeniul

public al statului si al unităților administrativ-teritoriale aprobate prin H.G. nr.1031/1999. Începând cu anul 2011 societatea înregistrează bunurile care aparțin domeniului public si care fac obiectul Acordului de concesiune, în conturi în afara bilantului, în conformitate cu prevederile OMFP nr.3055/2009.

Imobilizări corporale

Imobilizările corporale au înregistrat creșteri față de 2010, acestea fiind determinate de:

- ✦ reevaluarea la 31 decembrie 2011 a terenurilor si construcțiilor aparținând patrimoniului Transgaz în conformitate cu OMFP nr.3055/2009. Reevaluarea a fost efectuată de societatea comercială SC DARIAN SRS SA Cluj-Napoca, care este autorizată de Asociația Națională a Evaluatoarelor din România (ANEVAR). Societatea mai sus menționată a întocmit un raport de evaluare care este în concordanță cu cerințele, standardele, recomandările si metodologia de lucru stabilite de ANEVAR;
- ✦ obținerea unor certificate de atestare a dreptului de proprietate asupra terenurilor în conformitate cu H.G. nr.834/1991, dar si achiziționarea unor terenuri.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare au crescut în cursul anului 2011, creștere care se explică prin contribuția la majorarea capitalului social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH Viena cu suma de 6.400.000 Euro.

În cursul anului 2011 au existat si diminuări privind imobilizările financiare determinate de:

- ✦ recuperarea unor garanții pentru scoatere temporară din circuitul agricol a terenurilor, ca urmare a finalizării lucrărilor de investiții, garanții în valoare de 2.306.560 lei;
- ✦ reclasificarea de la imobilizări financiare la creante a garanțiilor pentru scoatere temporară din circuitul agricol a unor terenuri, garanții care urmează să fie încasate într-o perioadă mai mică de un an în valoare de 3.455.975 lei.

Creante

La data de 31 decembrie 2011, soldul creantelor curente a crescut față de 2010, datorită cantității de gaze naturale transportate mai mari cu 5.127.529 MWh în luna decembrie 2011 comparativ cu luna decembrie 2010, de la 286.729 mii lei la 304.040 mii lei.

În același timp creantele restante au scăzut față de anul 2010 datorită încasării creantelor de la SC Termoelectrica SA, ca urmare a încheierii în martie 2011 a unei convenții de esalonare a plăților, de la 82.988 mii lei la 81.339 mii lei.

Investiții financiare pe termen scurt

În conformitate cu prevederile OMFP nr.3055/2009, depozitele bancare pe termen scurt ale societății sunt clasificate ca investiții financiare pe termen scurt, înregistrând o creștere de 83.755.639 lei față de anul precedent.

Casa si conturi la bănci

La 31 decembrie 2011, disponibilitățile bănești în conturi curente la bănci au scăzut față de anul 2010, dimensionarea acestora fiind determinată de necesarul pentru acoperirea datoriilor curente. Menționăm că politica financiară a Societății este de a păstra în conturile curente numai necesarul de finanțare pe termen scurt, pentru cea mai mare parte a disponibilităților fiind constituite depozite la termen, clasificate conform OMFP nr.3055/2009 ca investiții financiare pe termen scurt.

Datorii pe termen scurt

În structura datoriilor pe termen scurt se constată următoarele modificări față de anul precedent:

- ☛ sumele datorate instituțiilor de credit au crescut ca urmare a:
 - tragerii din linia de credit de cont curent existentă la BRD Group Societe Generale a sumei de 7.785.673 lei;
 - tragerii în 2011 a sumei de 44.500.000 lei de la BRD Group Societe Generale cu scopul finanțării parțiale a programului de investiții al societății, fapt ce a determinat creșterea ratei de rambursare pentru anii următori;
- ☛ nivelul lucrărilor de investiții și reabilitare la sfârșitul anului 2011 a fost mai scăzut comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, fapt ce a determinat diminuarea datoriilor comerciale cu 20.872.654 lei;
- ☛ alte datorii au crescut ca urmare a:
 - creșterii impozitului pe profit datorat la 31 decembrie 2011 cu suma de 4.681.992 lei;
 - creșterii sumei dividendelor neridicate cu 2.273.615 lei.

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele:

- ☛ În conformitate cu prevederile OMFP nr.3055/2009 și ca urmare a abrogării lit.D și E din anexa nr.3 la Normele metodologice privind înregistrarea în contabilitate a bunurilor care alcătuiesc domeniul public al statului și al unităților administrativ-teritoriale aprobate prin HG nr.1031/1999, domeniul public a fost înregistrat în afara bilanțului. Efectul acestei reclasificări a condus la scăderea datoriilor pe termen lung cu 482.787.647 lei;
- ☛ tragererea în 2011 a sumei de 44.500.000 lei de la BRD Group Societe Generale cu scopul finanțării parțiale a programului de investiții al Societății.

La data de 31 decembrie 2011 situația împrumuturilor pe termen mediu și lung angajate de Transgaz se prezintă astfel:

Nr. crt.	Banca finanțatoare	Valuta creditului	Valoarea creditului	Sold la 31.12.2011
0	1	2	3	4
1.	BIRD	USD	6.933.684,00	756.847,55
2.	UNICREDIT TIRIAC ROMANIA	RON	100.600.000,00	15.884.208,00
3.	BRD GSG	RON	120.000.000,00	96.000.000,00

Capitaluri proprii

În anul 2011 nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat.

Modificările în structura rezervelor din reevaluare sunt următoarele:

- ✦ diminuarea cu 34.101.784 lei, prin transferul acesteia la rezervele reprezentând surplusul realizat din rezerve din reevaluare;
- ✦ majorarea cu 635.613.714 lei ca urmare a reevaluării la 31 decembrie 2011 a terenurilor și construcțiilor aparținând patrimoniului Transgaz.

Cresterea rezervelor este determinată de repartizarea din profitul net al anului 2010, repartizare care se efectuează după aprobarea situațiilor financiare de către Adunarea Generală a Acționarilor.

5.2. Contul de profit și pierdere

Situația contului de profit și pierdere pentru perioada 2009-2011 este următoarea:

Nr. crt.	Specificatie	Realizări (lei)			Dinamica (%)		
		2009	2010	2011			
0	1	2	3	4	5=3/2	6=4/3	7=4/2
1.	TOTAL venituri, din care:	1.258.467.898	1.377.109.896	1.463.505.150	109,43	106,27	116,29
1.1	Venituri din exploatare	1.220.014.804	1.342.933.371	1.404.364.126	110,08	104,57	115,11
1.2	Venituri financiare	38.453.094	34.176.525	59.141.024	88,88	173,05	153,80
1.3	Venituri extraordinare	-	-	-	-	-	-
2.	TOTAL cheltuieli, din care:	897.186.393	925.605.375	1.001.244.678	103,17	108,17	111,60
2.1	Cheltuieli de exploatare	874.867.226	899.269.259	961.793.267	102,79	106,95	109,94
2.2	Cheltuieli financiare	22.319.167	26.336.116	39.451.411	118,00	149,80	176,76
2.3	Cheltuieli extraordinare	-	-	-	-	-	-
3.	PROFIT BRUT, din care:	361.281.505	451.504.521	462.260.472	124,97	102,38	127,95
3.1	Rezultat din exploatare	345.147.578	443.664.112	442.570.859	128,54	99,75	128,23
3.2	Rezultat financiar	16.133.927	7.840.409	19.689.613	48,60	251,13	122,04
3.3	Rezultat extraordinar	-	-	-	-	-	-
4.	IMPOZIT PE PROFIT	62.649.964	75.151.535	82.689.007	119,95	110,03	131,99
5.	PROFIT NET	298.631.541	376.352.986	379.571.465	126,03	100,86	127,10

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare realizate în perioada 2009-2011 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Specificatii	Realizări			Dinamica (%)		
		2009	2010	2011			
0	1	2	3	4	5=3/2*100	6=4/3*100	7=4/2*100
1.	Venituri din activitatea de transport						
	- lei	939.194.107	1.054.013.720	1.092.023.204	112,23	103,61	116,27
	- mii mc	11.548.833	12.306.552	12.820.532	106,56	104,18	111,01
	- lei/1000 mc	81,32	85,65	85,18	105,32	99,45	104,75
2.	Venituri din activitatea de tranzit						
	- lei	242.735.652	254.088.896	244.955.523	104,68	96,41	100,91
3.	Alte venituri din exploatare						
	- lei	38.085.045	34.830.756	67.385.400	91,46	193,47	176,93
*	TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE	1.220.014.805	1.342.933.371	1.404.364.126	110,08	104,57	115,11

Comparativ cu anul precedent, veniturile din exploatare sunt mai mari datorită:

- ☛ creșterii cantităților de gaze naturale transportate;
- ☛ creșterii altor venituri din exploatare cu **32.555 mii lei**, determinată, în principal, de încasarea unor amenzi și penalități.

Veniturile financiare

Evoluția veniturilor financiare față de anul precedent este determinată de:

- ☛ creșterea veniturilor din dobânzi cu 3.883.489 lei;
- ☛ creșterea veniturilor din diferențe de curs valutar cu 21.240.018 lei, diferențe rezultate în principal din reevaluarea lunară a disponibilităților și depozitelor în monedă străină.

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare realizate în perioada 2009-2011 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Specificatie	Realizări (lei)			Dinamica (%)		
		2009	2010	2011			
0	1	2	3	4	5=3/2	6=4/3	7=4/2
1	Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport						
	- mii mc	301.721	283.775	278.577	94,05	98,17	92,33
	- lei	148.877.015	134.173.113	133.897.824	90,12	99,79	89,94
	- lei/1000 mc	493,43	472,82	480,65	95,82	101,66	97,41
2	Materiale auxiliare	22.859.835	19.869.498	23.587.703	86,92	118,71	103,18
3	Energie, apă	5.160.003	5.512.957	6.308.894	106,84	114,44	122,27
4	Amortizare și provizioane	123.060.224	135.266.706	163.318.194	109,92	120,74	132,71
5	Lucrări, servicii executate de terți	136.023.032	159.670.746	156.905.314	117,39	98,27	115,35
6	Fond de salarii	166.563.267	177.435.814	185.033.691	106,53	104,28	111,09

Nr. crt.	Specificatie	Realizări (lei)			Dinamica (%)		
		2009	2010	2011			
0	1	2	3	4	5=3/2	6=4/3	7=4/2
7	CAS, ajutor somaj, sănătate, alte cheltuieli cu personalul	49.172.894	56.239.568	69.026.112	114,37	122,74	140,37
8	Cota gaze	39.945.656	39.124.302	39.831.506	97,94	101,81	99,71
9	Tichete de masă	8.812.966	9.160.451	9.307.878	103,94	101,61	105,62
10	Alte cheltuieli materiale	4.274.567	4.400.391	3.654.528	102,94	83,05	85,49
11	Cheltuieli cu alte impozite si taxe	6.732.313	9.365.672	8.480.611	139,12	90,55	125,97
12	Taxa de acordare licență transport gaze si tranzit international	4.497.126	11.606.742	5.804.840	258,09	50,01	129,08
13	Redeventa pentru concesiune SNT	118.192.976	130.810.261	133.697.873	110,68	102,21	113,12
14	Alte costuri din exploatare	40.695.352	6.633.038	22.938.299	16,30	345,82	56,37
*	TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE	874.867.226	899.269.259	961.793.267	102,79	106,95	109,94

Cheltuielile de exploatare au înregistrat o creștere în perioada 2009-2011, determinată în principal de următorii factori:

- creșterea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale ca urmare a punerii în funcțiune de noi obiective de investiții;
- înregistrarea, în baza raportului de reevaluare, a cheltuielilor privind deprecierea terenurilor și construcțiilor;
- redeventa pentru concesiunea SNT în cotă de 10% a crescut față de 2010, datorită creșterii veniturilor realizate din activitatea de transport și tranzit gaze;
- cheltuielile cu provizioanele pentru riscuri și cheltuieli au crescut față de anul 2010 datorită constituirii în anul 2011 a provizionului privind participarea salariatilor la profit.

Mentionăm că pentru anii 2009 și 2010 contribuțiile aferente ajutorului de gaz au fost prezentate în contul de profit și pierdere la „Alte cheltuieli”. În anul 2011 această cheltuială este prezentată în contul de profit și pierdere la „Cheltuieli cu asigurările și protecția socială”.

Cheltuieli financiare

Cheltuielile financiare se compun în principal din: cheltuieli cu dobânzi și comisioane aferente creditelor angajate și cheltuieli cu diferențele de curs valutar.

- ☛ cheltuielile privind dobânzile au crescut ca urmare creșterii ratei dobânzii și a contractării creditului de la BRD Group Societe Generale cu scopul finanțării parțiale a programului de investiții;
- ☛ cheltuielile privind diferențele de curs valutar au crescut față de anul 2010 ca urmare a:

- o fluctuatiei cursului de schimb valutar, curs valutar folosit la reevaluarea lunară a disponibilităților, depozitelor, datoriilor si creantelor în monedă străină;
- o existenta unor depozite în monedă străină mai mari decât cele existente în anul 2010.

5.3. Cash-flow

Situatia fluxurilor de numerar în perioada 2009-2011 este redată mai jos:

Indicator	Exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie		
	2009	2010	2011
Activități operationale:			
Profit net	298.631.541	376.352.986	379.571.465
Cheltuiala cu amortizarea	127.557.350	135.266.706	163.318.194
Cheltuieli / (venituri) cu provizioanele pentru active circulante	1.669.484	-36.031.162	-15.191.426
Pierderi din creante debitori diversi	28.577	42.051	2.822.998
Ajustări privind provizioanele pentru riscuri si cheltuieli	1.611.060	-37.204	11.178.065
Efectul variatiei cursului de schimb valutar	1.663.743	822.351	-151.231
Venituri din subventii pentru investitii	0	-8.672.862	-12.987.374
Venituri din dobânzi	-34.717.805	-14.836.179	-18.719.668
Cheltuieli cu dobânzile	12.645.100	5.462.109	9.269.198
Profit / Pierdere din vanzarea imobilizarilor corporale	416.815	1.698.382	1.474.468
Alte cheltuieli / (venituri) financiare	0	0	-1.235.809
Impozit pe profit	62.649.964	75.151.535	82.689.007
Cresterea numerarului din exploatare înainte de modificările capitalului circulant	472.155.829	535.218.713	602.037.887
(Crestere) / descrestere în soldurile de stocuri	4.798.918	5.067.192	-14.877.655
(Crestere) / descrestere în soldurile de creante comerciale si alte creante	-69.450.944	-77.775.621	-27.573.006
Crestere în soldurile de datorii comerciale si alte datorii	-2.590.613	67.994.211	968.794
Flux de numerar net generat de activitățile operationale	404.913.190	530.504.495	560.556.020
Dobânzi încasate	34.554.866	14.907.081	18.200.668
Dobânzi plătite	-10.750.426	-4.921.337	-9.406.649
Plăți aferente participării angajatilor la profit	-7.519.622	-7.808.325	0
Impozit pe profit plătit	-51.444.567	-78.819.502	-78.007.085
Flux de numerar din activități de exploatare	369.753.441	453.862.412	491.342.954
Dividende încasate			
Vânzări de imobilizări financiare	-12.289.736	-27.000.415	-26.353.874
Încasări din împrumuturi acordate	0	0	0
Vânzări de imobilizări	91.794	354.662	716.324
Achiziții de imobilizări	-373.157.300	-401.570.430	-116.808.582
Flux de numerar utilizat în activitatea de investiții	-385.355.242	-428.216.183	-142.446.132
Rambursări de împrumuturi	-32.113.023	-28.619.232	-47.808.857
Trageri de împrumuturi	0	75.500.000	44.500.000
Dividende plătite	-122.500.718	-152.831.849	-335.224.068
Subventii pentru investitii (acces SNT, subventii)	40.196.949	81.249.215	58.486.331
Prima de emisiune			
Flux de numerar utilizat în activitatea de finantare	-114.416.792	-24.701.866	-280.046.594
Fluxuri de numerar - total	-130.018.593	944.363	68.850.228
Modificările numerarului si echivalentelor de numerar			
Numerar si echivalente de numerar la începutul perioadei	326.584.858	196.566.265	197.510.628
Modificarea numerarului si echivalentelor de numerar	-130.018.593	944.363	68.850.228
Numerar si echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	196.566.265	197.510.628	266.360.856

Din analiza fluxului de numerar la 31 decembrie 2011 se constată o creștere a disponibilităților cu 68.850.228 lei, comparativ cu anul precedent.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar pentru anul 2011 sunt:

- ✦ fluxul de numerar generat din exploatare este de 491.342.954 lei, cu 37.480.542 lei mai mare decât cel aferent anului 2010;
- ✦ fluxul de numerar utilizat în activitatea de investiții este de 142.446.132 lei, cu 285.770.051 lei mai mic decât cel aferent anului 2010;
- ✦ fluxul de numerar utilizat în activitatea de finanțare este de 280.046.594 lei, cu 255.344.728 lei mai mare decât cel aferent anului 2010.

Cap.6. GUVERNANTA CORPORATIVĂ

Guvernanta 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, guvernanta 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 guvernantei corporative, deoarece s-a observat că organizațiile care se dedică implementării principiilor acestora 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 guvernantei corporative dezvoltarea practicilor de afaceri responsabile, transparente, devine tot mai mult o necesitate în fundamentarea și aplicarea strategiilor și politicilor de business ale companiilor. Subscriind acestui deziderat, Transgaz, urmărește și prin **Regulamentul propriu de guvernanta corporativă** să asigure un cadru riguros de dimensionare, implementare și dezvoltare a guvernantei corporative la nivelul companiei.

Regulamentul de guvernanta 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 de elaborare conformă cu cerințele în materie și cuprinde un număr de **9 capitole**, astfel:

- Cap.1 - *Structuri de guvernanta 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 toti angajatii si se aplica în toate structurile organizatorice si ierarhice ale companiei;

- Cap.2 - *Drepturile detinătorilor de actiuni*: drepturile detinătorilor de actiuni, tratamentul detinătorilor de actiuni;
- Cap.3 - *Consiliul de Administratie*: rolul si obligatiile Consiliului de Administratie, structura Consiliului de Administratie, numirea membrilor Consiliului de Administratie, remunerarea membrilor Consiliului de Administratie;
- Cap.4 - *Transparenta, raportarea financiară, controlul intern si administrarea riscului*: transparenta si raportarea financiară;
- Cap.5 - *Conflictul de interese si tranzactiile cu persoane implicate*: conflictul de interese; tranzactiile cu persoane implicate;
- Cap.6 - *Regimul informatiei corporative*;
- Cap.7 - *Responsabilitatea socială*;
- Cap.8 - *Sistemul de administrare*;
- Cap.9 - *Dispozitii finale*.

Începând cu anul 2010 prezentarea în Raportul Administratorilor a Guvernantei Corporative este obligatorie pentru companiile listate la bursă.

Componentele incluse în raportarea privind guvernanta corporativă vor fi: calitate, mediu, CSR, aspecte ale guvernantei corporative. Companiile listate la bursă si care au decis să implementeze principiile de guvernanta corporativă vor completa obligatoriu, începând cu anul 2011, **Declaratia "Aplici sau Explici"**.

Transgaz a aderat la Codul de Guvernanta Corporativă al Bursei de Valori Bucuresti si aplică din recomandările acestui cod, conform Declaratiei privind conformarea sau neconformarea cu prevederile Codului de Guvernanta Corporativă (Declaratia "aplici sau explici") recomandările aferente principiilor nr: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 18 si explică recomandările aferente principiului nr: 14, 16 si 19.

Guvernanta corporativă si Declaratia "Aplici sau Explici" sunt prezentate detaliat în anexe la Raportul administratorilor.

Cap.7. DIVERSE

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

În luna februarie 2008, datorită performanțelor economice ale societății agentia 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 datorită gradului crescut de îndatorare a sectorului privat si datorită dependentei de surse nesigure de finantare externă, agentia 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 si pentru cele în moneda locală.

Ultima revizuire a rating-ului Transgaz din data de 7 decembrie 2011 confirmă ratingul **BB+ cu perspectivă stabilă** pentru împrumuturile în monedă străină si reduce ratingul pentru împrumuturile în monedă locală la **BB+ cu perspectivă stabilă**, de la **BBB- cu perspectivă stabilă**.

Deși punctele forte ale Transgaz care au stat la baza acordării calificativelor cu ocazia evaluărilor anterioare (calitatea de unic operator licențiat al sistemului national de transport gaze naturale din România, profilul financiar solid al companiei, predictibilitatea cash flow-ului si detinerea de 73,5% pe care statul român o are în capitalul Transgaz) rămân neschimbate, 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.

Stabilirea ratingului actual a avut în vedere următoarele premise:

- revenirea cotei dividendelor la mediile lor istorice, respectiv în jurul cotei de 50% din profitul net;
- obținerea de sprijin guvernamental în cazul apariției unor eventuale probleme de finantare.

În opinia Standard & Poor's, anumite presiuni asupra ratingului ar putea surveni pe seama implicării financiare a Transgaz în proiectul Nabucco. Angajamentele legate de proiect ar putea afecta profilul financiar al Transgaz în lipsa unei sustineri concrete din partea statului.

Ratingul ar putea fi afectat de asemenea de diminuarea sustinerii statului în ceea ce privește politica de dividende a societății.

PRESEDINTE CA,
Victor Alexandru Schmidt

