



CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL TRIMESTRIAL
ianuarie – martie
2017

	Cifre cheie	1
	Date financiare	2
	Date operaționale	9
	Investiții	12
	Evenimente semnificative	15
	Alte aspecte	18
	Anexe	23

**RAPORT TRIMESTRIAL PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ A CNTEE
”TRANSELECTRICA” SA**

**conform prevederilor art. 67 din legea nr.24/ 2017 privind piața de capital și a Regulamentului CNVM
nr.1/ 2006 emis de Comisia Națională a Valorilor Mobiliare, actualmente Autoritatea de
Supraveghere Financiară (ASF)**

pentru perioada încheiată la data de 31 martie 2017

Data raportului:	15 mai 2017
Denumirea societății comerciale:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
Sediul social:	București, Blvd. Gen. Gheorghe Magheru nr. 33, sector 1, cod poștal 010325
Punct de lucru:	București, Str. Olteni nr. 2 - 4, sector 3, cod poștal 030786
Număr de telefon / fax:	021 303 5611/ 021 303 5610
Cod unic la ORC:	13328043
Număr de ordine în RC:	J40/ 8060/ 2000
Data înființării Companiei:	31.07.2000/ OUG 627
Capital social:	733.031.420 lei, subscris și vărsat
Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București, categoria Premium
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL 20.000 obligațiuni cu o valoare nominală de 10.000 lei/obligațiune, obligațiuni nominative, dematerializate și negarantate, tranzacționate la BVB sectorul Titluri de Credit – Categoria 3 Obligațiuni corporative sub simbol TEL 18 în categoria; data maturității 19.12.2018
Valoarea de piață:	2.338.370.229 lei (31,9 lei/acțiune la 31.03.2017)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare întocmite la data de 31.03.2017 nu sunt auditate

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, datele financiare preliminare pentru perioada de 3 luni încheiată la 31 martie 2017, au fost întocmite în conformitate cu standardele contabile aplicabile (Standardele Internaționale de Reportare Financiară așa cum sunt aprobate de către Uniunea Europeană) și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea a activelor, obligațiilor, poziției financiare, contului de profit și pierdere ale CNTEE Transelectrica SA.

Prezentul raport cuprinde informații corecte și complete cu privire la situația economico-financiară și activitatea CNTEE Transelectrica SA.

București, 12 mai 2017

Directorat,

Ion-Toni
TEAU

Președinte al
Directoratului



Constantin
VĂDUVA

Membru Directorat

Octavian
LOHAN

Membru Directorat

Mircea Toma
MODRAN

Membru Directorat

Georgeta Corina
PORESCU

Membru Directorat

Mircea-Toma
Modran
12.05.2017.



Cifre cheie 3L 2017 vs 3L 2016

CIFRE CHEIE – 3 luni 2017

FINANCIAR		
1.125 mil lei	▲ 49,0% y/y	Venituri
170 mil lei	▼ 14,3% y/y	EBITDA
71 mil lei	▼ 28,3% y/y	Profit net
14,60 TWh	▲ 4,1% y/y	Energie tarifată**

OPERAȚIONAL		
2,21* %	▼ 0,22pp y/y	CPT
11,64 TWh	▲ 5,9% y/y	Energie transportată***

CPT Consum Propriu Tehnologic

* Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată)

** Cantitatea tarifată este definită prin cantitatea de energie electrică extrasă din rețelele electrice de interes public (rețeaua de transport și rețelele de distribuție), mai puțin exporturile de energie electrică

*** Cantitatea transportată este definită prin cantitatea de energie vehiculată fizic în rețeaua de transport

INVESTIȚII		
64,96 mil lei	▲ 189,3% y/y	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale****
15,38 mil lei	▼ 37,3% y/y	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)

**** Suma corespunzătoare T1 2016 nu include avansul neutilizat aferent tronsonului de linie nouă Porțile de Fier – (Anina) – Reșița



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare preliminare la 31 martie 2017 este prezentată în tabelele de mai jos. Rezultatele financiare nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora pentru aceeași perioadă este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere				
[mil RON]	T1 2017	T1 2016	Δ	Δ (%)
Volum tarifat de energie- TWh	14,60	14,02	0,58	4%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS			0	
Venituri operaționale	332	348	(16)	(5)%
Transport	299	317	(19)	(6)%
Servicii de sistem funcționale	19	17	2	12%
Alte venituri	14	14	1	5%
Costuri operaționale	173	138	35	26%
Costuri de operare a sistemului	62	51	11	21%
Mentenanță și reparații	21	19	2	9%
Salarii și alte retribuții	41	41	0	0%
Alte costuri	48	26	23	88%
EBITDA	159	210	(51)	(24)%
Amortizare	78	82	(3)	(4)%
EBIT	81	129	(48)	(37)%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	793	407	386	95%
Servicii de sistem tehnologic	170	177	(7)	(4)%
Piața de echilibrare	623	230	393	171%
Costuri operaționale	783	420	363	87%
Servicii de sistem tehnologice	160	190	(30)	(16)%
Piața de echilibrare	623	230	393	171%
EBIT	11	(12)	23	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.125	755	370	49%
Costuri operaționale	956	557	398	71%
EBITDA	170	198	(28)	(14)%
Amortizare	78	82	(3)	(4)%
EBIT	91	116	(25)	(22)%
Rezultat financiar	(5)	2	(7)	n/a
EBT	87	118	(32)	(27)%
Impozit pe profit	16	19	(4)	(19)%
Profit net	71	99	(28)	(28)%

Situția separată a poziției financiare				
[mil RON]	31 martie 2017	31 decembrie 2016	Δ	Δ (%)
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.142	3.190	(48)	(2)%
Imobilizări necorporale	14	14	0	(2)%
Imobilizări financiare	78	78	0	0%
Alte active imobilizate	9	10	(1)	(7)%
Total active imobilizate	3.243	3.292	(49)	(1)%
Active circulante				
Stocuri	32	30	2	6%
Creanțe	887	852	35	4%
Alte active financiare	0	135	(135)	n/a
Numerar și echivalente	977	934	43	5%
Total active imobilizate	1.896	1.951	(55)	(3)%
TOTAL ACTIVE	5.139	5.243	(104)	(2)%
Capitaluri proprii	3.179	3.108	71	2%
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi	454	502	(48)	(10)%
Alte datorii	498	503	(5)	(1)%
Total datorii pe termen lung	952	1.005	(53)	(5)%
Datorii pe termen scurt				
Împrumuturi	154	138	16	12%
Alte datorii	854	992	(138)	(14)%
Total	1.008	1.130	(122)	(11)%
Total datorii	1.960	2.135	(175)	(8)%
Capitaluri proprii și datorii	5.139	5.243	(104)	(2)%

Situția separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	T1 2017	T1 2016	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	186	196	(10)	(5)%
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	10	(81)	91	n/a
Numerar net din activitatea de exploatare	7	(103)	110	n/a
Numerar net din activitatea de investiții	71	79	(8)	(10)%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(35)	(39)	4	(10)%
Creșterea/Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	43	(63)	106	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	934	974	(40)	(4)%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	977	911	66	7%

REZULTATE OPERAȚIONALE

Volumul de energie tarifat

În trimestrul I 2017, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (14,60 TWh) a înregistrat o creștere de 4% comparativ cu trimestrul I 2016 (diferența între cele două perioade fiind de +0,6 TWh).

Această tendință s-a manifestat în fiecare dintre lunile trimestrului I 2017, cu preponderență în lunile ianuarie și februarie când, datorită temperaturilor foarte scăzute, consumul de energie electrică a fost crescut.

Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în trimestrul I 2017 au înregistrat o creștere de 49% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.125 mil lei în trimestrul I 2017 de la 755 mil lei în trimestrul I 2016).

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o scădere a veniturilor de 4,56% (332 mil lei în T I 2017 de la 348 mil lei în T I 2016), determinată de diminuarea tarifelor medii pentru serviciul de transport începând cu data de 01 iulie 2016, în condițiile creșterii consumului de energie electrică.

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere de 8,98% față de valoarea realizată în trimestrul I 2016 (24 mil lei în trimestrul I 2017 de la 22 mil lei în trimestrul I 2016).

Pe fondul creșterii consumului de energie la nivelul UE în lunile ianuarie și februarie 2017, ca urmare a temperaturilor joase înregistrate, s-au generat o serie de distorsiuni pe piața de energie electrică, atât în ceea ce privește prețul de achiziție al energiei electrice pe piața PZU, și nu numai, cât și în ceea ce privește prețul pentru achiziția de capacitate pe liniile de interconexiune, în special pe direcția export.

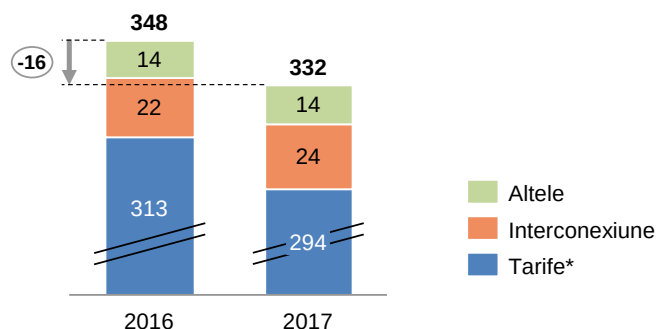
Începând cu anul 2016, pe granițele cu Ungaria și Bulgaria a fost implementat principiul UIOSI, conform căruia participanții care nu folosesc capacitatea câștigată la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați pentru capacitatea neutilizată prin mecanisme de piață.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților la piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile art. 22 alin. (4) din Ordinul ANRE nr. 53/2013 și art. 16 alin. (6) al Regulamentului (CE) nr. 714/2009, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru

modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



*include veniturile din tariful de transport și din tariful aferent serviciilor de sistem funcționale

Veniturile din **activitățile zero-profit** au înregistrat o creștere de 94,74% (793 mil lei în trimestrul I 2017 de la 407 mil lei în trimestrul I 2016) determinată în principal de creșterea veniturilor pe piața de echilibrare cu 171%, urmare a:

- temperaturilor foarte scăzute înregistrate în trimestrul I 2017, ce au generat înregistrarea unor valori mai mari ale consumului de energie electrică în funcționarea SEN;
- creșterii prețului mediu de deficit înregistrat pe piața de echilibrare;
- creșterii dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluției hidraulicității (hidraulicitate scăzută);
- gradului mare de imprecizie și volatilitate al producției din surse regenerabile (în special eoliană);
- supracontractării /subcontractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare (în condițiile în care PRE-urile nu aveau valori ale notificărilor în dezechilibru semnificative) și participării/tranzacționării reduse pe piața intrazilnică de energie electrică.

În trimestrul I 2017, veniturile din serviciile tehnologice furnizate au scăzut marginal cu 4,16% față de trimestrul I 2016 datorită diminuării tarifelor medii pentru serviciile de sistem tehnologice începând cu data de 01 iulie 2016, în condițiile creșterii consumului de energie electrică.

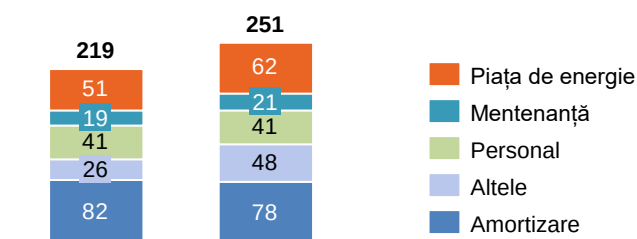
Cheltuieli operaționale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în trimestrul I 2017 au crescut cu 61,84%

comparativ cu perioada similară a anului anterior (1,034 mil lei de la 639 mil lei în trimestrul I 2016).

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (fără amortizare) au înregistrat o creștere de 25,61% (173 mil lei de la 138 mil lei în trimestrul I 2016).

Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)

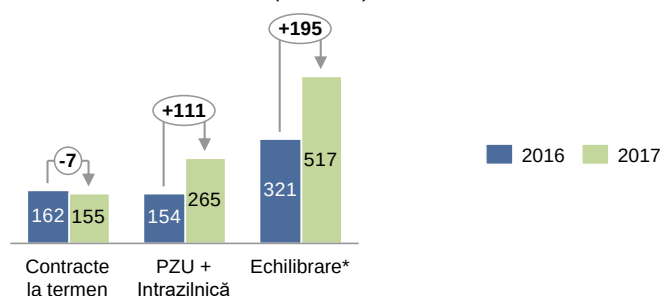


CPT: Costul total cu procurarea energiei electrice necesare acoperirii consumului propriu tehnologic a crescut cu 27,19% în trimestrul I 2017 față de perioada similară a anului 2016.

Necesarul de energie pentru CPT a fost mai mic în trimestrul I 2017 situându-se în jurul valorii de 257 GWh față de 267 GWh în trimestrul I 2016.

Cu privire la prețurile de achiziție din trimestrul I 2017, costul unitar mediu de achiziție a înregistrat o creștere semnificativă de 31,62% (240 lei/MWh în trimestrul I 2017 față de 182,4 lei/MWh în trimestrul I 2016), determinată de temperaturile foarte scăzute, comparativ cu perioada similară a anului 2016, coroborat cu prelungirea indisponibilității centralelor electrice de producere importante.

Prețuri medii de achiziție
(lei/ MWh)



Congestii: Congestiile (restricțiile de rețea) reprezintă solicitări de transport al energiei electrice peste limitele de capacitate tehnică ale rețelei, fiind necesare acțiuni corective din partea operatorului de transport și de sistem și apar în situația în care, la programarea funcționării sau la funcționarea în timp real, circulația de puteri între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționarea unui sistem electroenergetic.

În trimestrul I 2017 valoarea congestiilor înregistrate este nesemnificativă (0,04 mil lei).

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 86,56% (783 mil lei de la 419 mil lei în trimestrul I 2016), determinată de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

În perioada ianuarie-martie 2017, cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere de 15,89% comparativ cu perioada similară a anului 2016, determinată de:

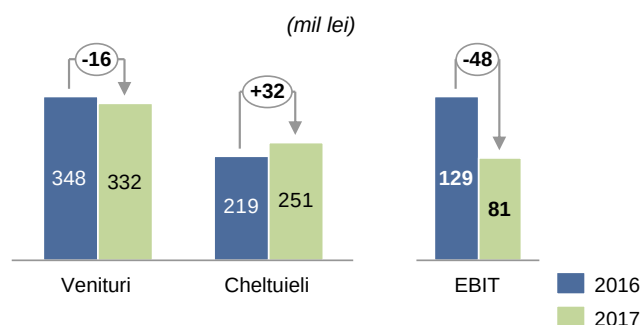
- diminuarea ponderii achizițiilor de servicii de sistem tehnologice în regim reglementat, în total achiziții servicii de sistem tehnologice;
- prețurile de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială au fost mai mici comparativ cu prețurile de achiziție reglementate;
- creșterea competitivității pe piața serviciilor de sistem tehnologice, prețurile medii de achiziție pentru rezerva secundară (RS) și rezerva terțiară lentă (RTL) au fost mai mici.
- CNTEE Transelectrica SA refacturează valoarea serviciilor de sistem tehnologice achiziționate de la producători către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE, care beneficiază în final de aceste servicii.

Profit operațional

EBITDA a înregistrat o scădere de 14,35% față de perioada similară a anului anterior (170 mil lei de la 198 mil lei în trimestrul I 2016), această evoluție fiind cauzată în principal de diminuarea tarifelor medii aprobate de ANRE pentru serviciul de transport.

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv de 81 mil lei, diminuat de la 129 mil lei, pe fondul diminuării tarifelor de transport.

Structura EBIT activități profit permis

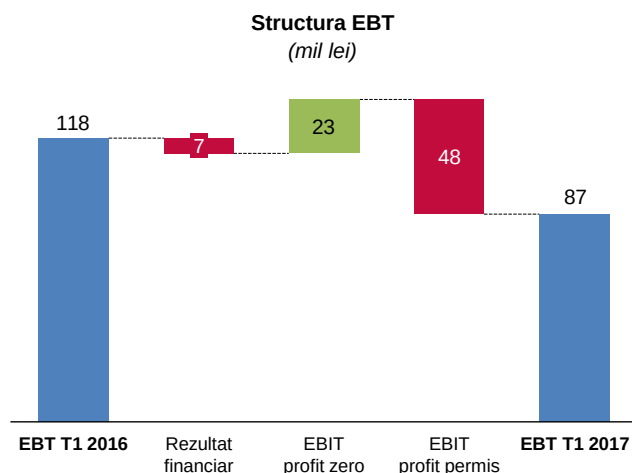


EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat pozitiv, de 11 mil lei.

Pe întreaga activitate, **EBIT** a înregistrat o scădere de aprox. 21,55% (91 mil lei de la 116 mil lei în trimestrul I 2016).

Profit brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o scădere de 26,88%, de la 118 mil lei în trimestrul I 2016 la 87 mil lei în trimestrul I 2017. Diferența între profitul înregistrat în trimestrul I 2017 și trimestrul I 2016, descompusă pe elementele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor.



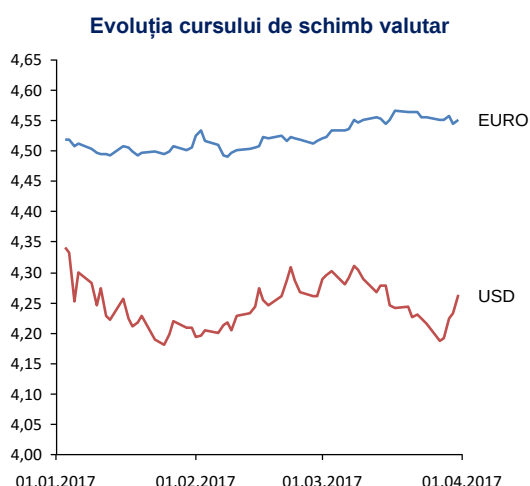
Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în perioada ianuarie-martie 2017 a fost negativ în valoare de 5 mil lei, pe fondul diminuării rezultatului net privind diferențele de curs valutar.

Cheltuielile nete cu dobânzile au fost cu 0,7 mil lei mai mici în trimestrul I 2017 față de anul precedent, înregistrând o sumă totală de 5,5 mil lei.

Evoluția negativă a diferențelor nete de curs valutar a fost determinată în principal de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale față de monedele străine în care Transelectrica a contractat împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții (preponderent în Euro).

Astfel, pierderea netă înregistrată în trimestrul I 2017 a fost de 0,6 mil lei, un rezultat cu 7,1 mil lei mai mic față de trimestrul I 2016.



Profit net

Profitul net a înregistrat o scădere de aprox. 28,28% față de cel înregistrat în trimestrul I 2016 (71 mil lei de la 99 mil lei) evoluție determinată în principal de scăderea veniturilor din serviciul de transport al energiei electrice

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active immobilizate

Activele immobilizate au înregistrat o scădere de 1,48% la 31 martie 2017 față de 31 decembrie 2016, în principal în urma înregistrării amortizării imobilizărilor corporale și necorporale aferente perioadei.

Suma de 31 mil lei a fost acordată furnizorului ELCOMEX - IEA SA pentru execuția proiectelor:

- racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și a LEA Isaccea-Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – avans în sumă de 10 mil lei
- trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – avans în sumă de 21 mil lei.

Avansurile achitate către ELCOMEX - IEA SA sunt garantate cu polițe de asigurare emise de Asito Kapital S.A. La data de 7 aprilie 2017 Tribunalul Constanța, Secția a II-a Civilă a admis cererea de declarare a insolvenței debitorului ELCOMEX – IEA SA.

În cadrul Activelor immobilizate este inclusă și suma de 9,1 mil lei, reprezentând creanțe comerciale aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență corespunzătoare SC Electrocentrale Oradea SA, eșalonate la plată în baza Contractului de preluare a datoriei de către Termoficare Oradea, inclusiv în baza actului adițional la acest contract, astfel:

- supracompensare pentru anul 2016 în sumă de 4,6 mil lei;
- supracompensare pentru anul 2015 în sumă de 4,5 mil lei.

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o scădere cu 2,82% la 31 martie 2017 (1.896 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2016 (1.951 mil lei), influențată de creșterea creanțelor comerciale cu 35 mil lei și de scăderea netă a numerarului și depozitelor financiare constituite pentru o perioadă mai mare de 90 zile cu 92 mil lei, pe fondul creșterii cu 2 mil lei a stocurilor.

La data de 31 martie 2017, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o scădere față de 31 decembrie 2016, determinată în principal de:

- creșterea gradului de colectare a creanțelor;
- scăderea tarifelor pentru serviciul de transport și serviciile de sistem tehnologice aprobate de ANRE pentru serviciile prestate de Companie, începând cu 01 iulie 2016.

Ponderea principalilor clienți pe piața de energie electrică este de circa 54% în total creanțe comerciale.

Creanțele aflate în sold pentru piața de echilibrare, în sumă de 124.847.157, includ și suma de 9.102.627, cu o vechime până în 180 zile, pentru care Compania a acționat în instanță societatea Elsaco Energy în vederea recuperării creanțelor neîncasate. În funcție de decizia instanței de judecată, în perioada următoare se va analiza îndeplinirea condițiilor în vederea înregistrării de ajustări de depreciere pentru această creanță.

La data de 31 martie 2017, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în procent de aproximativ 37% (31 decembrie 2016 - 21%) din totalul creanțelor comerciale.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 martie 2017 o creștere a creanțelor determinată, în principal de creanțele în sumă de 139,9 mil lei înregistrate conform deciziilor ANRE emise în luna martie 2017 pentru supracompensarea activității privind schema de sprijin aferentă anului 2016.

La data de 31 martie 2017, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 133,3 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 77 mil lei, respectiv de la RAAN – 64 mil lei și CET Govora SA – 13 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 4 mil lei, respectiv de la RAAN – 2 mil lei, CET Govora – 2 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,6 mil lei, respectiv de la CET Govora;
- supracompensare pentru 2015 în sumă de 15 mil lei, respectiv de la Electrocentrale Oradea (datorie preluată de Termoficare Oradea);
- supracompensare pentru 2016 în sumă de 135 mil lei, din care: Electrocentrale București – 90 mil lei, Veolia Energie Prahova – 25 mil lei, CET

Govora – 9 mil lei, Veolia Energie Iași – 5 mil lei, Thermoenergy Group – 2 mil lei;

- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 24 mil lei, din care: Transenergo Com – 6 mil lei, PetProd – 4 mil lei, Romenergy Industry – 3 mil lei, RAAN- 2 mil lei, Arelco Power – 2 mil lei.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, Electrocentrale București, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plata a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: "în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective" și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eşalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru perioada 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eşalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

Ca urmare a suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/ 27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET

Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție.

Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. În vederea recuperării creanțelor izvorâte înaintea deschiderii procedurii de insolvență, Compania a urmat procedurile specifice prevăzute de Legea nr. 85/2014 - Legea insolvenței și a solicitat instanței admiterea creanțelor, potrivit legii.

Având în vedere cele prezentate, începând cu data de 9 mai 2016, Compania a sistat aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/ 2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

În luna septembrie 2016, CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu SC Termoficare Oradea un contract de preluare a datoriei SC Electrocentrale Oradea reprezentând supracompensarea pentru anul 2014 și 2015. Datoria preluată, în sumă de 29 mil lei, a fost eşalonată în 24 rate lunare (31.10.2016-30.09.2018), iar suma de 5 mil lei a fost reclasificată la creanțe pe termen lung, având scadența mai mare de 1 an.

De asemenea, supracompensarea activității privind schema de sprijin aferentă anului 2016 pentru Electrocentrale Oradea constituie obiectul unui act adițional la contractul de preluare a datoriei de către Termoficare Oradea și va fi încasată eşalonat începând cu luna octombrie 2018 (după achitarea integrală a sumei de 29 mil lei), iar suma de 5 mil lei a fost reclasificată la creanțe pe termen lung, având scadența mai mare de 1 an.

În data de 08.12.2016, prin Hotărârea Guvernului nr. 925, s-au adoptat modificarea și completarea HG

nr.1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă.

Astfel, la data de 31 martie 2017, Compania nu înregistrează provizioane pentru schema de sprijin, valoarea nerecuperată a acestor creanțe urmând a fi inclusă în contribuția pentru cogenerare.

Datorii

Datoriile pe termen lung au înregistrat o scădere de 5,3% 31 martie 2017, în principal în urma rambursărilor efectuate conform graficelor din acordurile de împrumut existente.

Datoriile pe termen scurt au înregistrat de asemenea o scădere de 10,8% la 31 martie 2017. Factorii principali ai scăderii sunt detaliați mai jos:

- scăderea de la 410 mil lei (31 decembrie 2016) la 303 mil lei (31 martie 2017) a datoriilor aferente pieței de energie electrică către furnizorii din activitatea operațională și din piața de echilibrare a fost determinată de achitarea obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la 31 decembrie 2016, pe fondul unor tranzacții aferente activității operaționale în creștere față de 31 decembrie 2016, ca urmare a creșterii prețului mediu de achiziție a CPT în trimestrul I 2017 comparativ cu prețul mediu de achiziție în trimestrul I 2016.
- criza energetică înregistrată în trimestrul I 2017, determinată de temperaturile foarte scăzute, comparativ cu perioada similară a anului 2016, coroborat cu prelungirea indisponibilității centralelor electrice de producere importante, a determinat creșterea bruscă a prețurilor pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața Intrazilnică (PI) și pe Piața de Echilibrare (PE), privind achiziția energiei electrice pentru consumul propriu tehnologic.
- Astfel, în trimestrul I 2017 energia pentru acoperirea CPT a fost achiziționată de pe piața liberă de energie electrică, respectiv piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB), PZU, PE și PI la prețul mediu de achiziție de 240,04 lei/MWh, comparativ cu prețul mediu de achiziție de 182,37 lei/MWh, în trimestrul I 2016.

Creșterea împrumuturilor pe termen scurt pentru activitatea operațională. Compania a contractat o linie de credit în luna martie 2017 de la BRD GROUP SOCIETE GENERALE SA, Sucursala Mari Clienți Corporativi pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub forma de

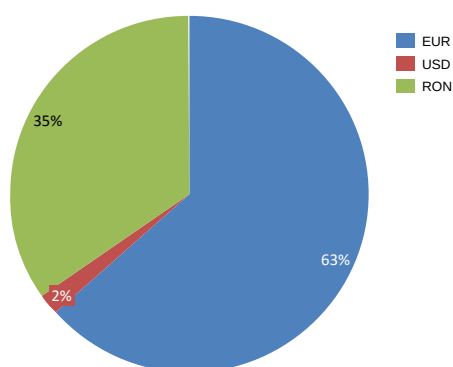
descoperire de cont, în sumă de 150.000.000, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă negativă de 0,10%. În cazul în care valoarea ratei de referință ROBOR 1M este mai mică de 0,10%, rata de dobândă aplicată este 0%.

La data de 31.03.2017 s-au efectuat trageri din linia de credit în sumă de 25,7 mil lei.

Împrumuturile purtătoare de dobândă cu scadența mai mică de 12 luni s-au redus cu 12 mil lei față de 31 decembrie 2016.

Datoriile purtătoare de dobândă (termen lung și termen scurt) sunt prezentate în structură în cele ce urmează.

Structura pe monedă la 31.03.2017



Capitaluri proprii

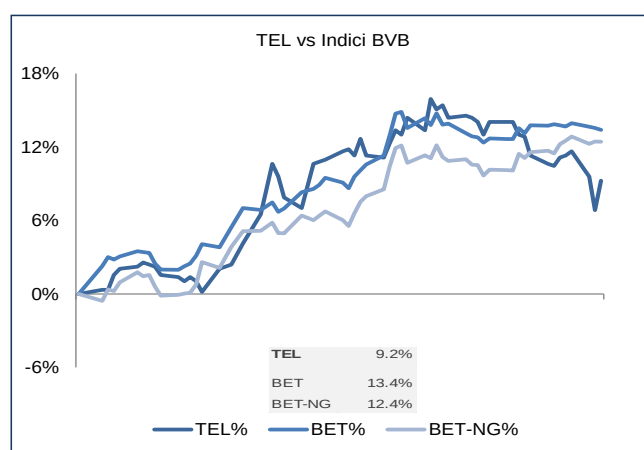
Capitalurile proprii au înregistrat o creștere ușoară de 2,3%, în structură observându-se o diminuare a rezervelor din reevaluare de 13 mil lei și o creștere a rezultatului reportat cu 84 mil lei.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

(31-Dec-2016 la 31-Mar-2017)

În primul trimestru al anului 2017 acțiunea Transelectrica (simbol BVB: TEL) a înregistrat o evoluție mai slabă decât cea a principalului indice al Bursei de Valori București (BET) dar și față de indicele BET-NG.

Anul 2017 a debutat cu un preț de tranzacționare de 29,30 lei/acțiune, capitalizarea bursieră fiind de 2.338 mil lei, finalul perioadei (31 martie 2017) găsim acțiunea la un preț de 31,9 lei. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 20.01.2017, de 26,5 lei/acțiune, maximum de 33,85 lei/acțiune fiind atins în data de 28.02.2017.





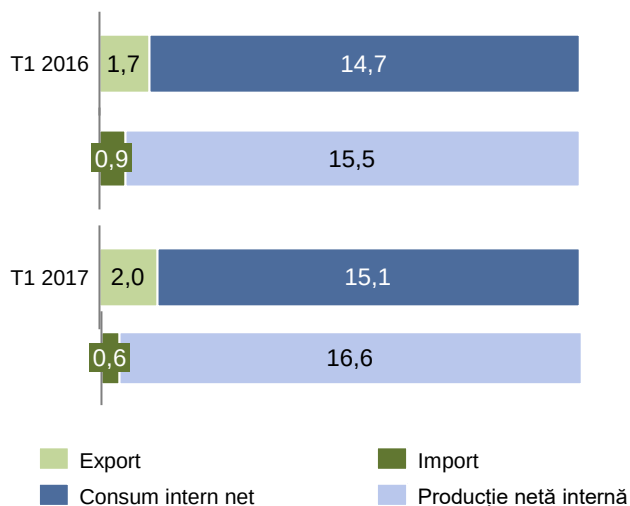
Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în trimestrul I 2017 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net¹ a crescut cu 3,1%, producția netă de energie cu 6,5%.

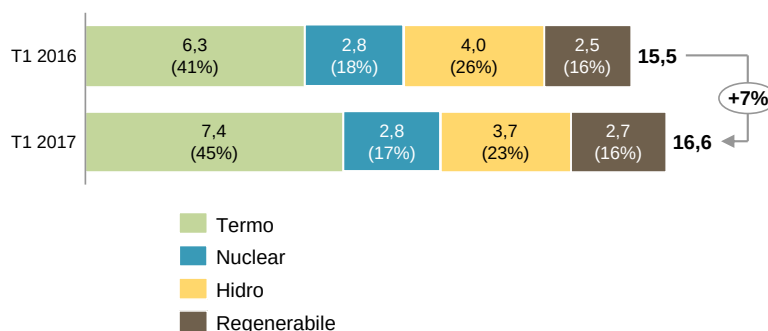
Schimbările fizice transfrontaliere de export au crescut cu 17,8% față de perioada similară din 2016, în timp ce fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat o scădere de 29,5 %.

Balanța energetică T1
(TWh)



produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ de 17% fiecare.

Mix producție energie electrică netă
(TWh)



PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

În trimestrul I 2017, puterea instalată brută în centralele electrice a înregistrat o creștere de 0,4%, comparativ cu trimestrul I 2016.

Puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a crescut cu aproximativ 1,8%, de la 4.452 MW instalați la 31 martie 2016, la 4.533 MW instalați la 31 martie 2017.

Dinamica puterii instalate aferente trimestrului I 2017 respectiv 2016, este redată în cele ce urmează:

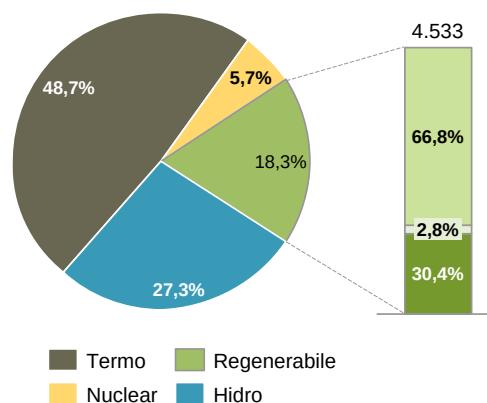
MIX DE PRODUCȚIE

În structura mixului de producție, în trimestrul I 2017 comparativ cu 2016, s-a înregistrat o creștere a ponderii componentei termo de aproximativ 16,9% și a producției din surse regenerabile de 9,1%.

Aportul componentelor hidro și nuclear au cunoscut scăderi de 6% (3,7 TWh față de 4 TWh) respectiv 1,3%.

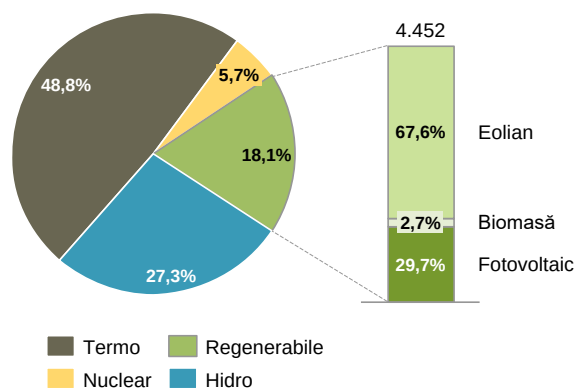
Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru trimestrul I 2017 se observă că cea mai mare pondere (45%) este reprezentată de componenta termo urmată de componenta hidro (23%), iar energia

Putere instalată T1 2017 (24.726 MW, valoare brută)

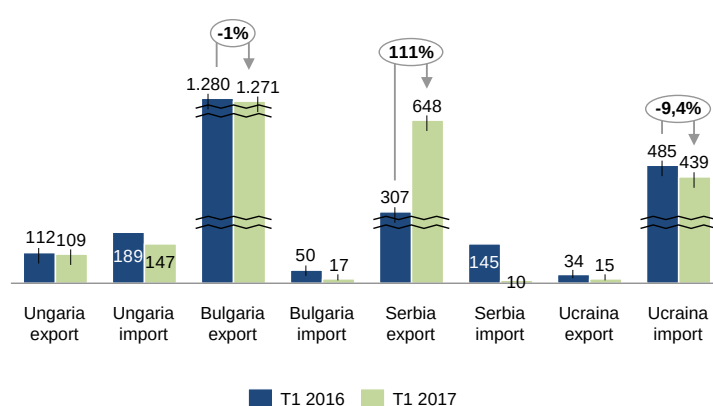


¹ valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție precum și consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj

Putere instalată T1 2016 (24.626 MW, valoare brută)



Fluxuri fizice (GWh)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

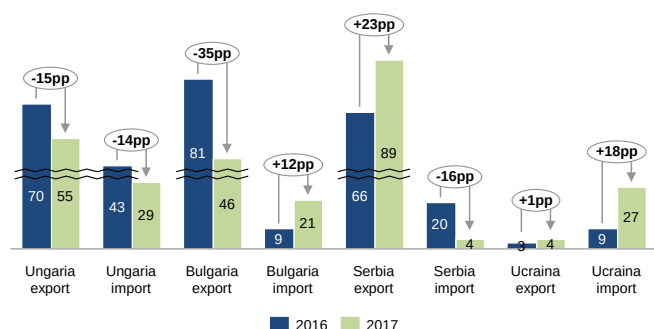
Comparativ cu T1 2016 fluxurile fizice de import au scăzut pe relația Ungaria și Serbia.

În evoluția fluxurilor de export se observă o creștere pe relația cu Serbia de 23 pp, în timp ce pe relația cu Bulgaria s-a înregistrat o scădere cu 35 pp.

Astfel, comparativ cu 2015, fluxurile fizice de export au crescut cu Serbia (111%, +341 GWh), în timp ce pe relația cu Ungaria, Bulgaria și Ucraina au înregistrat scăderi minore.

Analizând fluxurile fizice de import se observă scăderi pe toate relațiile.

Grad de utilizare a capacității total alocate (%)

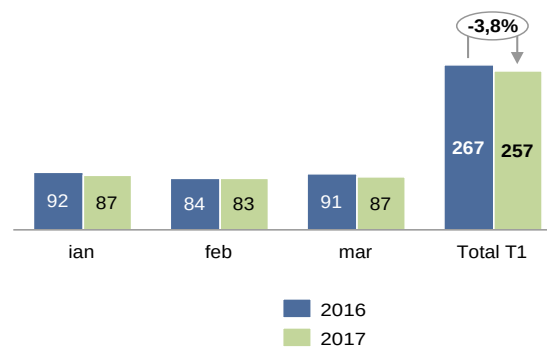


CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

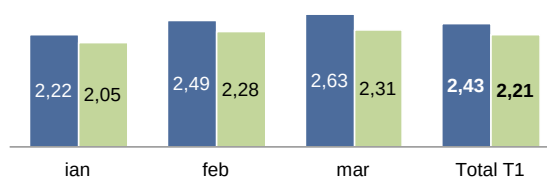
În trimestrul I 2017 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 3,77% comparativ cu perioada similară din anul 2016, în general pe fondul unor condiții meteorologice mai favorabile, a fluxurilor și a structurii de producție mai avantajoase și precipitațiilor mai scăzute cantitativ.

Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,43% la 2,21%.

CPT achiziționat (GWh)



CPT (%)



Fluxurile fizice atât de import cât și de export pe fiecare graniță sunt prezentate în cele ce urmează.

FACTORI REDUCERE CPT FIZIC

În **ianuarie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna ianuarie 2016 cu cca. 5,74%, datorită fluxurilor fizice import/export mai favorabile și repartiției mai avantajoase a producției care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,22% în 2016 la 2,05% în 2017. Consumul intern net de energie a fost mai mare comparativ cu luna ianuarie 2016 cu 4,29%. Energia intrată în contur a crescut și ea cu 1,72% în ianuarie 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, precipitațiile considerabil mai reduse cantitativ determinând scăderea semnificativă a pierderilor corona.

În **februarie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna februarie 2016 cu cca. 1,31%, ca urmare a fluxurilor fizice favorabile, dar și ca urmare a unei zile în minus (anul 2016 a fost bisect). Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,49% în 2016 la 2,28% în 2017, ca urmare a creșterii energiei transportate. Consumul intern net de energie a fost cu cca. 3,7% mai mare în luna februarie 2017, comparativ cu februarie 2016. Energia intrată în contur a crescut cu 7,74% în februarie 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în anul anterior.

În **martie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna martie 2016 cu cca. 2,03%. Condițiile meteo mai favorabile, cantitățile mai mici de precipitații înregistrate anul acesta au determinat reducerea pierderilor corona și structura de producție mai avantajoasă a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,63% în 2016 la 2,31% în 2017, pe fondul creșterii energiei intrate în contur cu 9,14% în martie 2017, față de perioada similară din 2016. Consumul intern net de energie a fost cu cca. 1,1% mai mare în luna martie 2017, comparativ cu martie 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în anul anterior.



Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în trimestrul I 2017 a fost de 15,38 mil lei.

Cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale din perioada ianuarie – martie 2017 sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, astfel:

- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV Stația 400/220 kV Roșiori, Stația 400/110/20 kV Oradea Sud, Stația 220 kV Paroșeni – 8 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice - etapa 2 – 6 mil lei;
- Modernizare clădire corp comandă din Stația Roman Nord 400/110/20 kV – 0,7 mil lei;
- Stâlpi speciali de intervenție, tip Portal Ancorat Universal pentru tensiunea de 220-400 kV, inclusiv fundații prefabricate – 0,6 mil lei;
- Sisteme de stocare a uleiului uzat – 0,06 mil lei;
- Hardware - Echipamente de rețea – 0,04 mil lei;
- DSIC – Consultanță – 0,04 mil lei;
- Coexistența și analiza de risc pentru LEA 220 kV aflată în apropierea terenului proprietate VCST AUTOMOTIVE PRODUCTION SRL, localitatea Alba Iulia – 0,04 mil lei.

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale² în trimestrul I 2017 sunt în suma de 65 mil lei comparativ cu trimestrul I 2016 când achizițiile au fost în sumă de 22,5 mil lei.

Proiectele de investiții aflate în curs de execuție la 31 martie 2017, sunt după cum urmează:

- Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu – 79 mil lei;
- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) – 69 mil lei;

- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Câmpia Turzii – 37 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 18 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 17 mil lei;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor – 14 mil lei;
- Modernizare Stația 110 kV și 20 kV Suceava – 12 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și a LEA Isaccea-Dobruja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 11 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 8 mil lei;
- Remediere avarie în regim de urgență a LEA 400 kV Iernut-Gădălin și a LEA 220 kV Iernut-Baia Mare 3 – 7 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 6 mil lei;
- HVDC Link 400 kV (Cablul submarin România - Turcia) – 6 mil lei;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 6 mil lei;
- Modernizare Stație 220/110 kV Tihău - echipament primar – 5 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 4 mil lei;
- Remediere avarie bornele 110-120 din LEA 220kV București Sud – Ghizdaru – 4 mil lei;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție al Stației 220/110/20 kV Sărdănești – 4 mil lei;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României – 4 mil lei;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidența informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz – Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz (Stația 220/110 kV Timișoara) – 3 mil lei;

² Include variația furnizorilor de imobilizări în sold la data de 31 martie a anului 2017

- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația 400/110 kV Gura Ialomiței – 3 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 3 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 3 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Răureni – 3 mil lei;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 3 mil lei;
- Montare fibră optică și modernizarea sistemului de teleprotecții pe LEA 400 kV d.c. Țânțăreni-Turceni și LEA 400 kV s.c. Urechești-Rovinari – 2 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE Valea Dacilor 147 MW – 2 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 2 mil lei;
- Executiv - DCBPA / CPA: Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica" – 2 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între stațiile 400/220/110 KV Bradu și 220/110 KV Stupărei – 2 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 1 mil lei;
- Înlocuire TRAFO 110/20 kV, 10MVA în Stația 220/110/20 kV Fântânele – 1 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între 110 kV Stația Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al ST Pitești – 1 mil lei;
- Racordarea la RET a Stației 400 kV Stupina și racord LEA 400 kV Isaccea-Varna – 1 mil lei;
- LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 1 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE 33 MW Sarichioi, jud. Tulcea, în celula LEA 110 kV Zebil din Stația 400/110 kV Tulcea Vest – 1 mil lei;
- Mutări și protejări instalații electrice de înaltă tensiune - LEA 220 kV pe traseul autostrăzii Sebeș-Turda - Lot 4, LEA 220 kV Cluj Florești - Alba Iulia (traversarea 178-179) – 1 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Constanța Nord - Medgidia Sud – 0,5 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Tulcea Vest - partea de construcții – 0,5 mil lei;
- Modernizare sistem SCADA Stația 400/110 kV Constanța Nord – 0,5 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Porțile de Fier – 0,4 mil lei.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în T1 anul 2017 sunt:

- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești – 111,8 mil lei
- RK-LEA 400 kV Roman Nord–Suceava – Execuție – 13 mil lei



Evenimente semnificative

Evenimente IANUARIE - MARTIE 2017

- **Aplicarea măsurilor de salvagardare aprobate prin HG nr. 10/2017, publicată în Monitorul Oficial nr. 40/13.01.2017**

Ca urmare a publicării în Monitorul Oficial a Hotărârii de Guvern nr. 10/13.01.2017, C.N.T.E.E Transelectrica S.A., în calitate de Operator de Transport și de Sistem este mandatată să aplice măsurile de salvagardare cu caracter tehnic și comercial conform art. 6, alin. (3) din *Regulamentul privind stabilirea măsurilor de salvagardare în situații de criză apărute în funcționarea Sistemului Energetic Național*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 142/2014.

- **"Propunerea OTS-urilor din regiunea SEE de calcul al capacităților pentru desemnarea drepturilor de transport pe termen lung"**

În data de 24 februarie 2017 CNTEE Transelectrica SA invită stakeholderii și participanții la piața de energie electrică din România să transmită comentariile cu privire la consultarea online referitor la Propunerea OTS-urilor din regiunea SEE de calcul al capacităților pentru desemnarea drepturilor de transport pe termen lung, conform articolului 31 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung.

- **Raport privind impactul asupra mediului, pentru proiectul Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Suceava**

Compania a anunțat publicul interesat asupra depunerii raportului privind impactul asupra mediului, care integrează concluziile studiului de evaluare adecvată, pentru proiectul Linia Electrică Aeriană 400 kV GĂDĂLIN–SUCEAVA inclusiv interconectarea la Sistemul Energetic Național propus a fi amplasat în Județele Cluj, Bistrița-Năsăud și Suceava.

- **Rating de credit Fitch Ratings**

Începând cu luna ianuarie 2017 Compania a încheiat un contract cu Compania internațională de rating de credit Fitch Ratings astfel urmând a fi evaluată din

punct de vedere al capacității prezente și viitoare în a-și îndeplini obligațiile de plată față de creditori.

- **Incident în stația Hășdat**

În data de 05.03.2017, la ora 18:39, ca urmare a defectării unui echipament (întreruptor) din stația 220/110 kV Hășdat, au avut loc mai multe declanșări la echipamente aparținând CNTEE Transelectrica SA din zona Valea Jiului (în stațiile 220/110 kV Hășdat, 220/110 kV Baru Mare și 220 kV Paroșeni), care au condus la rămânerea fără tensiune a unei părți a județului Hunedoara, zona de unde sunt alimentate cu energie electrică minele de carbune (huilă) aparținând Complexului Energetic Hunedoara. Realimentarea tuturor consumatorilor s-a realizat foarte rapid, la ora 18:50.

În urma acestui incident nu s-au înregistrat deteriorări de echipamente sau disfuncționalități la consumatorii a căror alimentare cu energie electrică a fost întreruptă timp de 11 minute, inclusiv la minele de carbune Paroșeni, Uricani, Vulcan, Lupeni, Lonea și Livezeni. Fiind zi de duminică, activitatea minieră era întreruptă. Consumul total întrerupt a fost de 47 MW, energia nelivrată consumatorilor reprezentând 8,6 MWh.

Stația 220/110 kV Hășdat este o stație în proces de re tehnologizare, în prezent sunt pregătite toate documentele necesare demarării procedurii de achiziție pentru execuția lucrărilor de re tehnologizare.

- **Modificare componență Directorat**

În data de 13 martie 2017 Domnul Ion-Toni TEAU renunță la mandatul încredințat de membru și președinte al Directoratului CNTEE "Transelectrica SA începând cu data de 26 aprilie 2017

Domnul Ion-Toni TEAU a preluat funcția de director general executiv (președinte al directoratului) la CNTEE Transelectrica SA în data de 11 mai 2014, iar mandatul său ar fi trebuit să se încheie în data de 16 septembrie 2017.

- **Modificări Consiliu de Supraveghere**

În data de 31 ianuarie, membrii Consiliului de Supraveghere au numit în funcția de membru

provizoriu al Consiliului de Supraveghere pe domnul Ciprian BOLOȘ.

În data de 27 martie 2017 domnul Ciprian BOLOȘ a renunțat la mandatul încredințat de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

În data de 31 martie 2017 domnul Ștefan-Valeriu IVAN a fost numit în funcția de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere, mandat care va expira la data de 30.05.2017, dată la care expiră mandatele membrilor Consiliului de Supraveghere în funcție.

EVENIMENTE ULTERIOARE

• Încetare contract de mandat

În data de 19 aprilie 2017, având în vedere renunțarea domnului Ion-Toni TEAU la mandatul încredințat de membru și președinte al Directoratului CNTEE “Transelectrica” S.A. începând cu data de 26 aprilie 2017, i-a solicitat acestuia încetarea Contractului de mandat nr. C419/13.11.2014, cu acordul părților, la data de 31 mai 2017. Domnul Ion-Toni TEAU, membru și președinte al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” –SA, a acceptat în data de 21 aprilie 2017 solicitarea Consiliului de Supraveghere, Contractul de mandat al acestuia, de membru și președinte al Directoratului CNTEE “Transelectrica” S.A., urmând să înceteze la data de 31 mai 2017.

• Acceptare mandat - membru Directorat

În data de 05 aprilie 2017 Doamna Georgeta-Corina POPESCU a semnat declarația de acceptare a mandatului de membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA, numirea acesteia devenind efectivă începând cu data de 01 mai 2017, conform declarației de acceptare a mandatului.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

La data de 31.03.2017, structura acționariatului a fost următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni
Statul român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Relației cu Mediul de Afaceri	43.020.309
Alți acționari - persoane juridice	25.755.807
Alți acționari - persoane fizice	4.527.026
Total	73.303.142

TARIFE

În cursul lunii iunie a fost publicat în Monitorul Oficial 477/27.06.2016 Ordinul ANRE nr. 27/2016 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Companie. Prin urmare, tarifele reglementate aferente serviciului de transport al energiei electrice și a serviciilor de sistem, aplicabile începând cu 1 iulie 2016 sunt:

Serviciu	Tarif aplicabil în intervalul 1 iulie 2015 - 30 iunie 2016 lei/MWh	Tarif aplicabil în intervalul 1 iulie 2016 - 30 iunie 2017 lei/MWh	Diferență %
Transportul energiei electrice	20,97	18,70	-10,8%
Servicii de sistem funcționale	1,17	1,30	+11,1%
Servicii de sistem tehnologice	12,58	11,58	-7,9%

Noile tarife aprobate au fost calculate în conformitate cu metodologiile aplicabile.

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data de 31.03.2017, componența Directoratului era după cum urmează:

Ion - Toni TEAU	Președinte Directorat
Octavian LOHAN	Membru Directorat
Constantin VĂDUVA	Membru Directorat
Mircea-Toma MODRAN	Membru Directorat

Tariful de transport

Scăderea tarifului cu 10,8% reflectă, în principal, corecțiile negative aplicate de reglementator pentru compensarea diferențelor între valorile prognozate utilizate la calculul tarifului în anii precedenți și valorile efective înregistrate (corecții finale pentru anul 1 iulie 2014 - 30 iunie 2015, corecții preliminare pentru anul 1 iulie 2015 - 30 iunie 2016) conform metodologiei în vigoare.

Corecțiile "ex-post" au contribuit la scăderea tarifului cu 7,2%. Dintre elementele de calcul care au făcut obiectul corecțiilor "ex-post" aplicate în calculul noului tarif aprobat, cele mai importante sunt: (i) prețul achiziționării energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic; (ii) indicele inflației; (iii) utilizarea unei părți din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune ca sursă complementară tarifului reglementat în scopul acoperirii costurilor reglementate; (iv) creșterea consumului și a exportului de energie electrică peste nivelul prognozat inițial de ANRE la proiectarea tarifului.

De asemenea, pe lângă corecțiile negative au existat și alți factori care au contribuit la scăderea tarifului, cum ar fi:

- indicele inflației indexate în calculul noului tarif aprobat (inferior indicelui inflației utilizat în calculul tarifului pentru anul precedent) a contribuit cu - 2,8% la scăderea tarifului;
- venitul de bază calculat ca sumă a costurilor reglementate (inferior celui calculat pentru anul precedent, date fiind cerințele de eficiență impuse la nivelul costurilor operaționale recunoscute) și

liniarizarea veniturilor în cadrul perioadei de reglementare, aceste două elemente având o contribuție cumulată de -0,8% la scăderea tarifului.

Tariful de servicii de sistem funcționale

Creșterea tarifului cu 11,1% a fost determinată în principal de nivelul mai mare al corecției negative aplicate în tariful anului precedent față de corecția negativă minoră aplicată în tariful nou aprobat, corecțiile având o contribuție de +16,2% la creșterea tarifului. Baza de costuri recunoscute în tariful nou aprobat este ușor inferioară bazei de costuri recunoscute în tariful anului precedent, costurile recunoscute având o contribuție de -5,1% în evoluția tarifului.

Tariful de servicii de sistem tehnologice

Scăderea tarifului cu 7,9% a fost determinată de:

- corecția negativă aplicată în noul tarif aprobat pentru compensarea profitului estimat a fi înregistrat în anul tarifar 1 iulie 2015 - 30 iunie 2016 determinat de reducerea semnificativă a prețurilor de achiziție a rezervelor de putere prin licitație, în comparație cu corecția pozitivă inclusă în tariful anului corespunzător perioadei 1 iulie 2015 - 30 iunie 2016, necesară pentru recuperarea unei pierderi istorice. Contribuția corecțiilor la scăderea tarifului este de -4,8%;
- baza de costuri recunoscute în noul tarif aprobat pentru achiziționarea rezervelor de putere în anul tarifar 1 iulie 2016 - 30 iunie 2017 este mai mică decât baza de costuri recunoscută în anul tarifar precedent 1 iulie 2015 - 30 iunie 2016, diminuare produsă pe fondul reducerii prețurilor de achiziție a rezervelor de putere la licitații în ultimul an. Contribuția reducerii costurilor recunoscute la scăderea tarifului este de -3,2%.

LITIGII

Cele mai importante litigii în care este implicată Compania sunt prezentate în cele ce urmează:

▪ RAAN

Pe rolul Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/A152 contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoarei RAAN.

Valoarea în litigiu a dosarului este de 78.096 mii lei. Împotriva acestei sentințe, Transelectrica a formulat apel.

Ca urmare a înscrierii în parte a sumei totale solicitate de Transelectrica în cuantum de 89.361 mii lei și a adresei nr.4162/03.10.2016 prin care lichidatorul judiciar ne comunica faptul că doar suma de 11.265 mii lei a fost înscrisă în tabelul suplimentar în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului iar suma de 78.096 mii lei a fost respinsă, s-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe.

Termenul limită pentru depunerea contestațiilor la creanțele născute în cursul procedurii a fost fixat la data de 9 octombrie 2016, iar cel pentru soluționarea contestațiilor la creanțele născute în cursul procedurii, 20 octombrie 2016. De asemenea, este fixat termenul limită pentru întocmirea și afișarea tabelului definitiv consolidat, și anume data de 10.11.2016

Compania a depus contestație la Tabel. Tribunalul Mehedinți a încuviințat proba cu expertiza contabilă. Următorul termen de judecată a fost stabilit pentru data de 25.05.2017.

▪ ANRE

CNTEE Transelectrica SA a formulat o plângere împotriva Ordinului președintelui ANRE nr. 51 / 26.06.2014 înregistrată la ANRE sub nr.47714 / 04.08.2014 și o contestație la Curtea de Apel București, care face obiectul dosarului nr. 4921/2/2014, prin care solicită fie modificarea Ordinului mai sus indicat, fie emiterea unui nou ordin, în care să se efectueze recalcularea valorii RRR la nivelul de 9,87% (recalculat cu un coeficient (β) de 1,0359, conform analizelor interne Transelectrica) sau, în măsura în care va fi respinsă această cerere, folosind același procent de 8,52% stabilit de ANRE pentru anul 2013 și semestrul I 2014.

În data de 26.06.2014, a fost emis Ordinul ANRE nr. 51, publicat în Monitorul Oficial nr. 474/27.06.2014, privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" – SA și de abrogare a anexei nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr. 96 /

2013 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a tarifelor pentru energia electrică reactivă, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice.

Valorile luate în calculul ratei reglementate a rentabilității (RRR¹) de către ANRE conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobata prin Ordinul ANRE nr. 53/ 2013 ("Metodologie"), au determinat o valoare a RRR de 7,7%.

CNTEE Transelectrica SA consideră că aplicarea prevederilor art. 51 din Metodologie prin stabilirea parametrului Beta (β) la valoarea de 0,432 va determina prejudicierea financiară a societății prin scăderea rentabilității cu o valoare estimată de 138,4 mil lei³, având un impact semnificativ asupra intereselor financiare ale societății.

La termenul din 09.02.2016, instanța de judecată a admis proba cu expertiza contabilă - specialitatea investiții financiare și alte entități de valori mobiliare, a prorogat discutarea probei cu expertiza tehnică – specialitatea electro-energetică, după administrarea probei cu expertiza contabilă - specialitatea investiții financiare și alte entități de valori mobiliare.

La termenele din datele de 25.03.2016, 22.04.2016 și 10.06.2016 și 03.03.2017 instanța a amânat judecarea cauzei în lipsa raportului de expertiză tehnică. Următorul termen a fost fixat pentru data de 02.06.2017.

▪ CURTEA DE CONTURI

Urmare a unui control desfășurat în anul 2013, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. Decizia și încheierea emise de către Curtea de Conturi au fost atacate la Curtea de Apel București, fiind format dosarul nr.1658/2/2014.

În ședința din data de 20.01.2016, instanța de judecată a amânat cauza pentru ca expertul contabil desemnat să-și exprime punctul de vedere cu privire la obiecțiunile părții la raportul de expertiză efectuat în

cauză și pentru ca expertul tehnic să efectueze lucrarea de expertiză. În data de 29.06.2016 instanța de judecată a amânat cauza pentru a se finaliza raportul de expertiză tehnică. La termenul din 08.02.2017 s-au comunicat obiecțiunile la raportul expertului. La termenul de judecată din data de 22.03.2017 s-a amânat cauza pentru ca expertul tehnic să răspundă la obiecțiunile formulate la raportul de expertiză tehnică (partea a II-a) întocmit în cauză. Termen de judecată: 24.05.2017

OPCOM

La data de 24.11.2014, Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM SA, a chemat în judecată Compania, în vederea obligării acesteia la plata sumei de 582.086,31 euro (2.585.161,72 lei la cursul BNR din data de 24.11.2014), reprezentând sumă achitată de aceasta cu titlu de amendă, din totalul amenzii de 1.031.000 euro, cererea făcând obiectul dosarului nr. 40814/3/2014.

Anterior, Adunarea Generală a Acționarilor a Filialei OPCOM SA a hotărât, în ședința din data 10.06.2014, plata integrală a amenzii în sumă de 1.031.000 euro aplicată de către Direcția Generală Concurență – Comisia Europeană pentru încălcarea art.102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, conform Deciziei în cazul antitrust AT 39984.

De asemenea, OPCOM SA a mai solicitat instanței de judecată obligarea Companiei la plata sumei de 84.867,67 lei cu titlu de dobândă legală aferentă perioadei 11.06.2014 – 24.11.2014.

Acțiunea depusă de OPCOM SA, face obiectul dosarului nr. 40814/3/2014, aflat pe rolul Tribunalului București, Secția a VI-a Civilă, având ca obiect pretenții, materia litigiu cu profesioniști, iar termenul de judecată fixat - 29.06.2015. Compania a depus întâmpinare la cererea de chemare în judecată în aceasta cauză, invocând excepții și apărări de fond cu privire la netemeinicia și nelegalitatea acțiunii.

În ședința de judecată din data de 24.07.2015, instanța a admis cererea de chemare în judecată formulată de reclamanta Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. și a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 582.086,31 de euro, reprezentând suma achitată de reclamantă în locul pârâtei din valoarea amenzii de 1.031.000 de euro aplicată prin Decizia Comisiei Europene la data de 05.03.2014 în cazul AT.39984, și a dobânzii legale, aferente sumei de 582.086,31 de euro, calculată de la data de 11.06.2014 și până la data plății efective. De

¹ RRR- Rata Reglementată de Rentabilitate este întâlnită în literatura de specialitate sub denumirea prescurtată de WACC – Weighted Average Cost of Capital – în traducere Costul Mediu Ponderat al Capitalului, formula celor doi indicatori fiind asemănătoare: $RRR = WACC = CCP + Kp/(1 - T) + CCI \times Ki$

² Valoare ce a determinat scăderea RRR la 7,7 %

³ Valoare calculată comparativ cu o RRR de 8,52%

asemenea, instanța obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 37.828,08 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Împotriva sentinței nr. 4275/2015, pronunțată în dosarul sus-menționat, Transelectrica SA a formulat apel, care a fost înregistrat pe rolul Curții de Apel București.

Soluția Curții de Apel: admite apelul, schimbă în tot sentința civilă apelată în sensul că respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata cheltuielilor de judecată către apelanta-pârâtă în sumă de 0,016 mil lei, reprezentând taxa judiciară de timbru. Recursul este în 30 de zile de la comunicare și a fost pronunțat în ședința publică din data de 10.10.2016.

OPCOM S.A a declarat recurs. Cauza se află în procedură de filtru. Termenul de judecată urmează să fie alocat.

▪ SMART

Transelectrica a formulat o acțiune în justiție împotriva rezoluției directorului ORC București și împotriva actelor emise de Filiala SC Smart SA pentru majorarea capitalului social, care fac obiectul dosarului nr. 14001/3/2015, aflat pe rolul Tribunalului București - Secția a-VI-a Civilă, cu termen de judecată la 07.09.2015.

În data de 07.09.2015, instanța a dispus disjungerea capetelor 2 și 3 ale cererii de chemare în judecată formulată de reclamanta CNTEE Transelectrica în contradictoriu cu pârâtele Filiala Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport Smart SA, Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului și ONRC formându-se un nou dosar cu termen la 02.11.2015. În dosarul nr.14001/3/2015, pentru continuarea judecării s-a acordat termen la 19.10.2015.

În data de 19.10.2015, instanța a hotărât în temeiul art. 413 alin. 1 pct. 2 C. proc. civ., suspendarea judecării cererii de chemare în judecată formulate de reclamanta Transelectrica în contradictoriu cu pârâtii Filiala Societatea pentru servicii de mentenanță a rețelei electrice de transport SMART SA, Statul Român și ONRC, până la soluționarea definitivă a cauzei ce formează obiectul dosarului nr. 32675/3/2015 aflat pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a Civilă.

În dosarul 32675/3/2015, la termenul din data de 16.11.2015 instanța a admis excepția inadmisibilității, respingând cererea de chemare în judecată formulată

de reclamanta Transelectrica în contradictoriu cu pârâtii Filiala Societatea pentru servicii de mentenanță a rețelei electrice de transport SMART SA, Statul Român și ONRC, ca inadmisibilă, cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare.

În urma apelului Companiei, în data de 23.05.2016 instanța de judecată a respins apelul ca nefondat. A admis cererea de sesizare a Curții Constituționale. În temeiul art.29 alin.4 din Legea nr.47/1992, a sesizat Curtea Constituțională pentru soluționarea excepției de neconstituționalitate a dispozițiilor art.114 alin.3 din Legea nr.31/1990 raportat la dispozițiile art.16, art.21 și art.44 din Constituție, excepție invocată de către Companie, decizia fiind definitivă.

▪ DAGESH ROM

Dosarul nr. 17284/3/2015 are ca obiect pretenții reprezentând indexare chirie și penalități de întârziere la indexare chirie.

În data de 16.09.2016 instanța respinge obiecțiunile formulate de pârâtă ca neîntemeiate. Admite cererea de majorare a onorariului. Dispune majorarea onorariului cu suma de 1.500 lei, câte 750 lei în sarcina fiecărei părți. Pune în vedere părților să facă dovada achitării diferenței de onorariu.

În ședința publică din 15.11.2016 a fost pronunțată Hotărârea 7230/2016

Respinge cererea – soluția pe scurt:

- admite excepția prescripției și respinge ca prescrise pretențiile reprezentate de:
 - diferența de chirie solicitată pentru perioada 04.03.2012 - 12.05.2012;
 - penalitățile aferente sumelor solicitate cu titlu de diferență de chirie calculată pentru perioada 04.03-12.05.2012;
 - diferența de taxa de servicii solicitată pentru perioada 04.03-12.05.2012;
 - penalitățile aferente sumelor solicitate cu titlu de diferență de taxa de servicii calculată pentru perioada 04.03-12.05.2012.
- respinge celelalte pretenții ca neîntemeiate;
- obligă reclamanta la plata către pârâtă a sumei de 2250 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată;

apelul: în 30 zile de la comunicare. Acesta se depune la Tribunalul București - Secția a VI-a Civilă.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	31 martie 2017	31 decembrie 2016	Δ	Δ (%)
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.142	3.190	(48)	(2)%
Imobilizări necorporale	14	14	0	(2)%
Imobilizări financiare	78	78	0	0%
Alte active imobilizate	9	10	(1)	(7)%
Total active imobilizate	3.243	3.292	(49)	(1)%
Active circulante				
Stocuri	32	30	2	6%
Creanțe	887	852	35	4%
Alte active financiare		135	(135)	n/a
Numerar și echivalente	977	934	43	5%
Total active imobilizate	1.896	1.951	(55)	(3)%
TOTAL ACTIVE	5.139	5.243	(104)	(2)%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	0	0%
<i>Capital social subscris</i>	733	733	0	0%
Prima de emisiune	50	50	0	0%
Rezerve legale	116	116	0	0%
Rezerve din reevaluare	536	549	(13)	(2)%
Alte rezerve	57	57	0	0%
Rezultat reportat	1.686	1.602	84	5%
Total capitaluri proprii	3.179	3.108	71	2%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	426	430	(4)	(1)%
Împrumuturi	454	502	(48)	(10)%
Datorii privind impozitele amânate	29	30	(1)	(5)%
Obligații privind beneficiile angajaților	43	43	0	0%
Total datorii pe termen lung	952	1.005	(53)	(5)%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	721	874	(153)	(18)%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	8	9	(1)	(11)%
Împrumuturi	154	138	16	12%
Provizioane	54	54	0	0%
Venituri în avans pe termen scurt	38	38	0	(1)%
Impozit pe profit de plată	34	17	17	98%
Total datorii curente	1.008	1.130	(122)	(11)%
Total datorii	1.960	2.135	(175)	(8)%
Total capitaluri proprii și datorii	5.139	5.243	(104)	(2)%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]							
TRIMESTRUL I							
Indicator	Realizat 2017	Realizat 2016	Bugetat 2017	Realizat 2017 vs 2016	Realizat 2017 vs 2016 (%)	Realizat vs Bugetat 2017	Realizat vs Bugetat 2017 (%)
Venituri din exploatare							
Venituri din serviciile de transport	299	317	295	(19)	(6)%	3	1%
Venituri din serviciile de sistem	189	194	188	(5)	(3)%	1	1%
Venituri din piața de echilibrare	623	230	643	393	171%	(20)	(3)%
Alte venituri	14	14	14	1	5%	1	4%
Total venituri din exploatare	1,125	755	1,140	370	49%	(15)	(1)%
Cheltuieli din exploatare							
Cheltuieli privind operarea sistemului	77	63	77	14	22%	0	(1)%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	623	230	643	393	171%	(20)	(3)%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	160	190	162	(30)	(16)%	(2)	(1)%
Amortizare	78	82	81	(3)	(4)%	(3)	(4)%
Salarii și alte retribuiții	41	41	44	0	0%	(3)	(7)%
Reparații și mentenanță	14	15	14	0	(3)%	0	0%
Materiale și consumabile	2	2	3	0	(8)%	(1)	(42)%
Alte cheltuieli din exploatare	39	17	32	22	126%	7	22%
Total cheltuieli din exploatare	1,034	639	1,057	395	62%	(23)	(2)%
Profit din exploatare	91	116	84	(25)	(22)%	8	9%
Venituri financiare	7	13	9	(6)	(49)%	(2)	(25)%
Cheltuieli financiare	11	11	6	1	5%	5	81%
Rezultat financiar net	-5	2	3	(7)	n/a	(7)	n/a
Profit înainte de impozitul pe profit	87	118	86	(32)	(27)%	0	0%
Impozit pe profit	16	19	0	(4)	(19)%	16	n/a
Profitul exercițiului	71	99	86	(28)	(28)%	(15)	(18)%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	T1 2017	T1 2016	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul perioadei	71	99	(28)
Ajustari pentru:			
Cheltuiala cu impozitul pe profit	16	19	(3)
Cheltuieli cu amortizarea	78	82	(4)
Cheltuieli cu provizioanele din deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe	22	1	21
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe	(6)	(2)	(4)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	5	(2)	7
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	186	197	(11)
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate	(50)	34	(84)
Stocuri	(2)	0	(2)
Datorii comerciale și alte datorii	(119)	(304)	185
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(1)	1	(2)
Venituri în avans	(4)	(8)	4
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	10	(81)	91
Dobânzi plătite	(3)	(5)	2
Impozit pe profit plătit	0	(17)	17
Numerar net din activitatea de exploatare	7	(103)	110
Fluxuri de trezorerie utilizate din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(65)	(22)	(43)
Încasări avansuri neutilizate	0	30	(30)
Dobânzi încasate	1	2	(1)
Alte active financiare	135	70	65
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	71	79	(7)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de finanțare			
Utilizare linie de credit cogenerare	26	33	(7)
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(60)	(72)	12
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(35)	(40)	5
Creșterea/diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	43	(64)	107
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	934	974	(40)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	977	911	66

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	T1 2017	T1 2016
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,88	2,12
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	14	18
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	12	15
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times 365}{\text{Cifra de afaceri}}$	18	21
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,34	0,22

*S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu, clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților incerti, schema de cogenerare și supracompensarea nu au fost incluse în soldul mediu.

Anexa 6 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate in trimestrul I/ 2017 pentru achizitia de bunuri, servicii si lucrari, a caror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achizitie (pentru achizitiile de bunuri si lucrari) si respectiv de 100.000 Euro/achizitie (pentru servicii)

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durata	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achizitie
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	TM 17/2017	Înlocuire AT2-200 MVA, 231/121/10,5 KV din stația 220/110 KV Reșița	12 luni	4.550	0,00	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă
2	BA 628/2017	RK-LEA 400 KV Roman Nord - Suceava - Execuție	36 luni	13.037,3	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă
3	C 18/2017	Retehnologizarea Stației 400/110/20 KV Domnești	36 luni	0,00	24,897	Lucrări	OUG 34/2006 + HG 925/2006	Licitație Deschisă
4	C 46/2017	Servicii de suport tehnic asociate licențelor Oracle	36 luni	3.615	0,00	Servicii	Legea 99/2016HG 394/2016	Licitație Deschisă
5	C 39/2017	Linie de credit bancar revolving necesar asigurării funcționalității schemei de sprijin în condiții optime	12 luni	1,855,4	0,00	Servici	Legea 99/2016HG 394/2016	Procedură simplificată
6	C 32/2017	Servicii de curățenie la sediile CNTEE "TRANSELECTRICA" SA	36 luni	971,4	0,00	Servici	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă
7	BC 515/2017	Servicii de reparare și întreținere a autovehiculelor	24 luni	599,9	0,00	Servici	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă

Anexa 7 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„Companie”, „CNTEE”, „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„ENTSO-E”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„JPY”	Yenul japonez, moneda oficială a Japoniei
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MFP”	Ministerul Finanțelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport, rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„SMART”	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SSF”	Serviciul de sistem funcțional
„SST”	Serviciul de sistem tehnologic
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau “dolari US”	Dolarul american, moneda oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului