



Transelectrica SA

Operatorul de Transport și Sistem
al Sistemului Electroenergetic Național al României

We lead the power

PREZENTAREA REZULTATELOR FINANCIARE

T1 2017

SITUAȚII FINANCIARE INDIVIDUALE, IFRS

Mențiuni cu privire la document

SCOPUL DOCUMENTULUI:

Prezentul material a fost întocmit pentru prezentarea rezultatelor operaționale și financiare ale Transelectrica către publicul investitor (acționari, creditori, analiști, presa financiară), având astfel un caracter pur informativ. **Prezentul material nu reprezintă o ofertă, o invitație sau o recomandare în legătură cu tranzacționarea instrumentelor financiare emise de Transelectrica.** Situațiile financiare detaliate și raportul întocmit conform cerințelor regulamentelor ASF sunt disponibile pe pagina de internet www.transelectrica.ro

CIFRE FINANCIARE:

<i>perioada de raportare:</i>	1 ianuarie 2017 – 31 martie 2017
<i>standard de raportare:</i>	Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS)
<i>perimetru:</i>	cifrele sunt prezentate exclusiv pentru CNTEE Transelectrica SA (cifre separate/neconsolidate)
<i>audit extern:</i>	cifrele nu au fost auditate de un auditor financiar extern
<i>cifre rotunjite:</i>	pentru ușurința citirii și înțelegerii rezultatelor prezentate, anumite cifre prezentate în grafice și/sau tabele utilizează milionul ca unitate de măsură și sunt rotunjite la această unitate, la o zecimală sau la două zecimale. Această convenție de prezentare poate determina în anumite cazuri diferențe minore între cifrele totalizatoare și totalurile obținute prin însumarea cifrelor aferente elementelor componente

TARIFE REGLEMENTATE, PERIOADA III DE REGLEMENTARE (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019):

Cifrele prezentate (componentele de calcul ale tarifelor reglementate) au fost primite de Transelectrica de la Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (organismul public ce aprobă tarifele reglementate practicate de Transelectrica pentru serviciile prestate pe piața internă a energiei electrice în baza licenței acordate). Parametrii tarifari ai perioadei de reglementare au fost revizuiți de ANRE la 1 iulie 2015 și la 1 iulie 2016

Agenda:

Rezultate T1 2017

- Cifre cheie
- Rezultate operaționale
- Rezultate financiare

Investiții

- Investiții realizate în T1 2017
- Proiecte de investiții - stadiul curent

Q&A



Financiar

T1 y/y

• Venituri	1.125 / 755 mil Lei	▲ 49,0%
• EBITDA	170 / 198 mil Lei	▼ 14,1%
• Profit net	71 / 99 mil Lei	▼ 28,3%

Venituri marite din echilibrare, fara impact pozitiv asupra profitului (segment zero-profit)
Profit in scadere determinat de tarifele mai mici aprobate la 01.07.2016 si cresterea costurilor operationale ca rezultat al conditiilor de piata

Operațional

T1 y/y

• Consum*	15,1 / 14,7 TWh	▲ 3,0%
• Productie*	16,6 / 15,6 TWh	▲ 6,5%
• Export net	1,4 / 0,9 TWh	▲ 65,6%

Crestere usoara a consumului de electricitate
Crestere accentuata a exporturilor de electricitate ce a determinat cresterea productiei

*consumul/producția de electricitate sunt prezentate pe bază netă (nu includ consumul propriu tehnologic al centralelor, consumul net include consumul propriu tehnologic al rețelilor de transport și distribuție și consumul pompelor din unitățile hidro); exportul net este calculat ca sold al fluxurilor fizice transfrontaliere (export - import) cumulat pe toate granițele

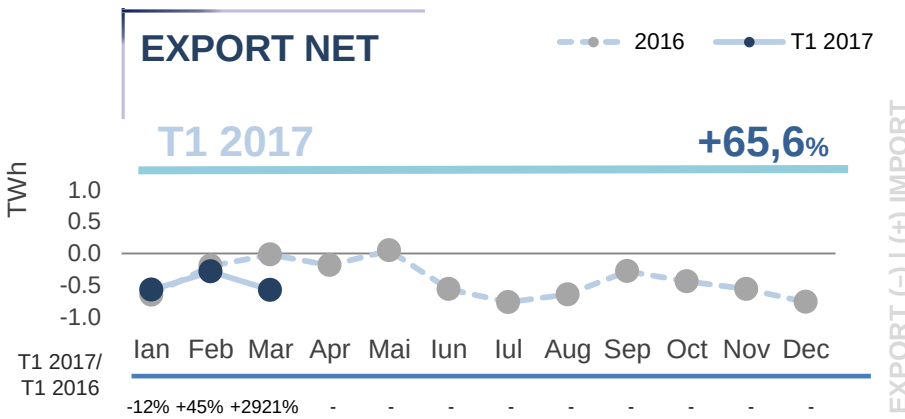
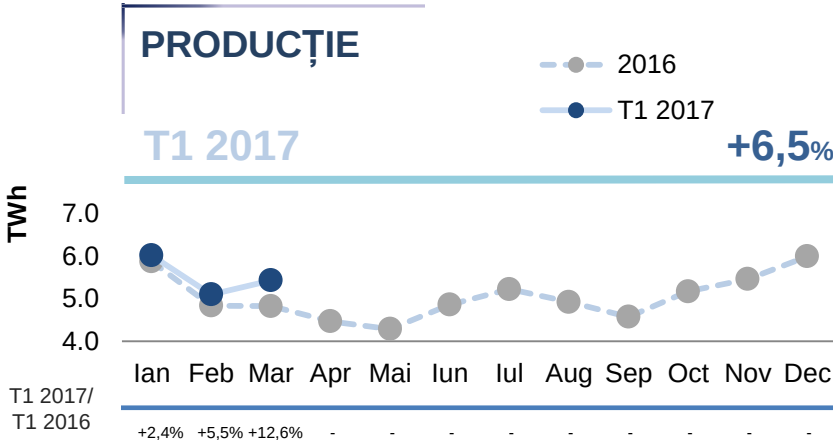
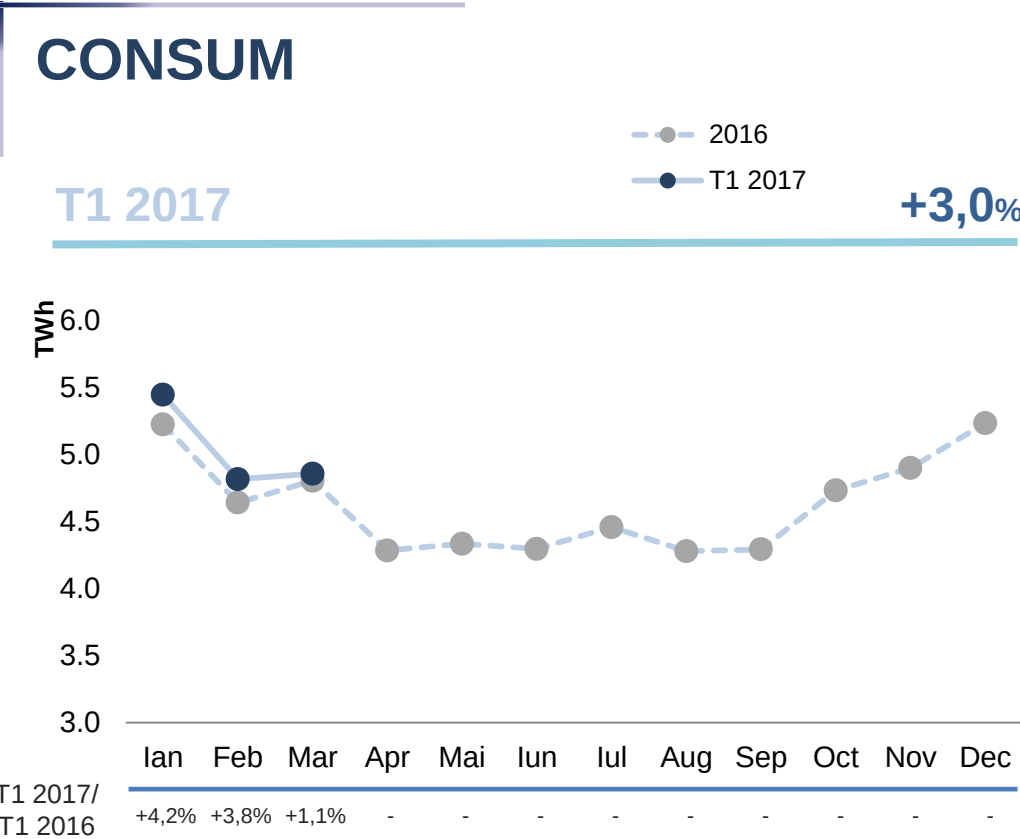
Cadrul de reglementare

- Activități cu profit permis: tarifele aplicate în T1 2017 au fost mai mici comparativ cu T1 2016, conform reducerilor implementate de ANRE la revizuirea tarifară de la 1 iulie 2016 (Transport ▼10,8 %, SSF ▲11,1%); impactul asupra veniturilor a fost atenuat de cresterea volumului tarifat +4,1% pe fondul creșterii consumului de electricitate
- Activități zero profit:
Servicii de sistem tehnologice: rezultatul pozitiv din T1 2017 (fata de rezultatul negativ inregistrat in T1 2016) a fost determinat de preturile mai mici obtinute la achizitia de servicii de sistem tehnologice derulata in regim concurential ce a condus la costuri semnificativ mai mici comparativ cu anul precedent (reducerea costurilor a avut impactul determinant in dinamica rezultatului in conditiile scaderii usoare a veniturilor determinata de tariful SST mai mic cu 7,9% ce a fost compensat partial de cresterea volumelor tarificate cu 4,1%)

SSF - Servicii de Sistem Funcționale, SST - Servicii de Sistem Tehnologice

Consum intern - creștere la nivelul T1 (pronunțată în ianuarie și februarie)

Producție internă – creșterea exportului a condus la creșterea producției interne, mai ales în martie



Consumul și producția sunt prezentate pe bază netă, respectiv nu includ consumurile interne de energie electrică ale centralelor electrice. Consumul include pierderile din rețelele de transport și distribuție și consumul pompelor din centralele hidro de acumulare prin pompaj. Exportul este prezentat pe baza netă (export-import)

PARAMETRI OPERAȚIONALI



T1 2017 / T1 2016

CONSUM

15,1_{TWh} / 14,7_{TWh} ▲ 3,0%
CONSUM INTERN NET (include pierderile în rețele)
7.001_{MW} / 6.720_{MW} ▲ 4,1%
CONSUM NET MEDIU ORAR

PRODUCȚIE

16,6_{TWh} / 15,5_{TWh} ▲ 6,5%
PRODUCȚIE INTERNĂ NETĂ
7.664_{MW} / 7.116_{MW} ▲ 7,7%
PRODUCȚIE NETĂ MEDIE ORARĂ

EXPORT
FLUXURI FIZICE

1,43_{TWh} ▲ 65,6% ➤ **0,86_{TWh}**
EXPORT NET
2,04_{TWh} / **0,61_{TWh}** ➤ **1,73_{TWh}** / **0,87_{TWh}**
EXPORT / IMPORT

UTILIZARE CAPACITATE
INTERCONEXIUNE

89% RS, **55%** HU ➤ **66%** RS, **70%** HU
GRAD DE UTILIZARE A CAPACITĂȚII ALOCATE EXPORT

REPERE OPERAȚIONALE T1 2017 / T1 2016

16,6 TWh / 15,5 TWh

PRODUȚIE NETĂ INTERNĂ ▲ 6,5%

15,1 TWh / 14,7 TWh

CONSUM NET INTERN ▲ 3,0%

1,43 TWh / 0,86 TWh EXPORT NET ▲ 65,6%

FLUX FIZIC TRANSFRONTALIER NET

7.001|8.940 MW / 6.720|8.531 MW

CONSUM NET ORAR (MEDIU / MAXIM)

19.928 MW / 20.201 MW

PUTERE NETĂ TOTALĂ ÎN SEN

4.371 MW / 4.337 MW

PUTERE NETĂ SRE* ÎN SEN

11,64 TWh / 10,99TWh ▲ 5,9%

ENERGIE INTRATĂ ÎN RET

2,21 % / 2,43% ▼ 0,22 pp

CONSUM PROPRIU TEHNOLOGIC ÎN RET

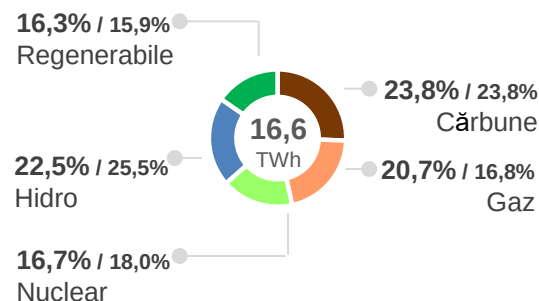
*SURSE REGENERABILE: EOLIAN, FOTOVOLTAIC, BIOMASĂ, GEOTERMAL
(NU SUNT INCLUSE MICROHIDROCENTRALELE)

SEN: Sistemul Electroenergetic din România

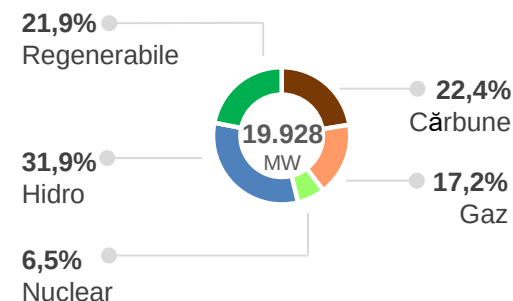
RET: Rețeaua Electrică de Transport

T1 2017 / T1 2016

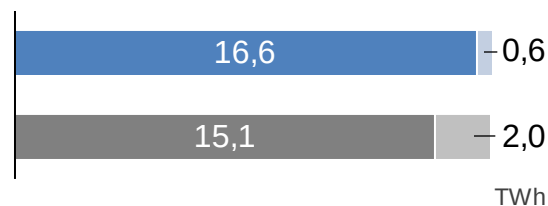
Mixul producției



Structura parcului de producție

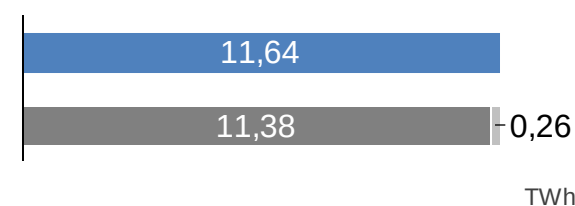


Balanța SEN



■ Producție netă internă
■ Import
■ Consum intern net
■ Export

CPT în RET



■ Energie intrată în RET
■ Energie extrasă din RET
■ CPT în RET

T1 2017 / T1 2016

14,6 / 14,0 TWh ▲ **4,1%**
CANTITATE DE ENERGIE TARIFATĂ (T_L)

15,8 / 14,6 TWh ▲ **8,2%**
CANTITATE DE ENERGIE TARIFATĂ (T_G)

1.125 / 755 mil Lei ▲ **49,0%**
VENITURI OPERAȚIONALE TOTALE

332 / 348 mil Lei ▼ **4,6%**
VENITURI OPERAȚIONALE PROFIT PERMIS

170 / 198 mil Lei ▼ **14,3%**
EBITDA

91 / 116 mil Lei ▼ **21,6%**
EBIT

71 / 99 mil Lei ▼ **28,3%**
PROFIT NET

Total operațiuni

T1 2017 / T1 2016 Operațiuni cu profit permis

▼ Tarife reduse (1 iulie 2016)

▲ Cheltuieli CPT

- Preturi mai mari platite pe pietele spot (PZU, PI) si echilibrare
- Expunere mai mare pe piata spot rezultata in urma denuntarii de catre un partener contractual a unui angajament de furnizare incheiat pe piata pe termen lung

▲ Ajustari nete depreciere

PROFITABILITATE OPERAȚIONALĂ

Venituri

-16 mil Lei

Venituri tarif transport -21 mil Lei
Venituri tarif SSF +3 mil Lei
Venituri interconexiune +2 mil Lei

SSF = servicii de sistem funcționale

Costuri*

+35 mil Lei

Cheltuieli cu CPT +13 mil Lei
Alte cheltuieli +22 mil Lei (din care 18 mil Lei ajustari de deprecierea creantelor incerte)

**înainte de amortizare*

EBITDA

-51 mil Lei

159 mil Lei

(▼ 24% față de 210 mil Lei în T1 2016)

Operațiuni cu profit permis

Contul de profit și pierdere

[milioane Lei]	T1 2017	T1 2016	Δ%
Volum de energie tarifat [TWh]	14,60	14,02	+4,1%
Operațiuni cu profit permis			
Venituri	332	348	-4,6%
Cheltuieli	173	138	+25,6%
EBITDA	159	210	-24,3%
<i>EBITDA marjă</i>	<i>48%</i>	<i>60%</i>	
Amortizare	78	82	-4,1%
EBIT	81	129	-37,2%
Operațiuni zero-profit			
Venituri	793	407	+94,7%
EBIT	11	-12	-186,1%
Total operațiuni			
Venituri	1.125	755	+49,0%
Cheltuieli	956	557	+71,5%
EBITDA	170	198	-14,3%
EBIT	91	116	-21,6%
Profit net	71	99	-28,3%

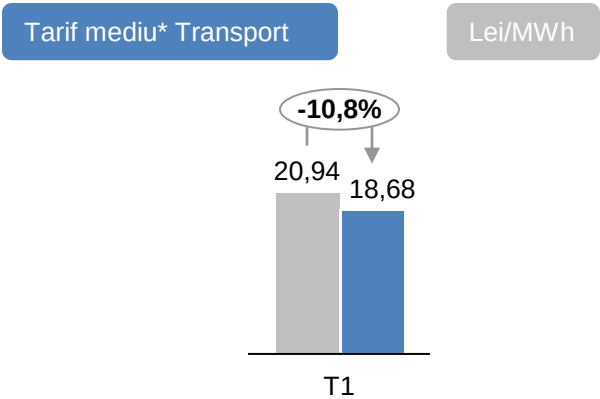
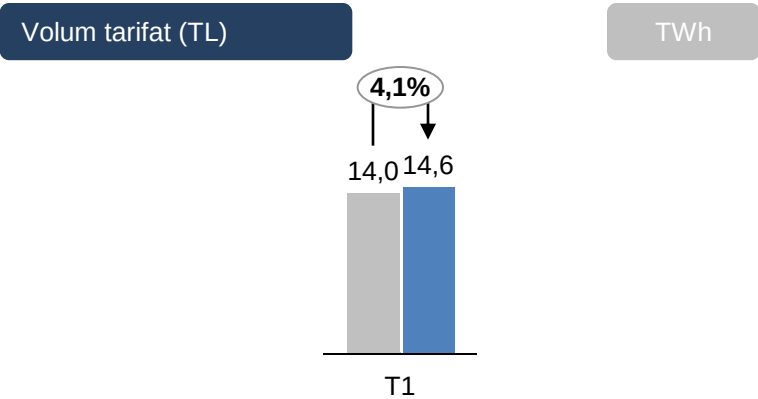
Cantități tarificate în creștere ușoară, pe fondul temperaturilor scăzute

Tarife diminuate la 1 iulie 2016 + Costuri crescute cu CPT și ajustări de depreciere

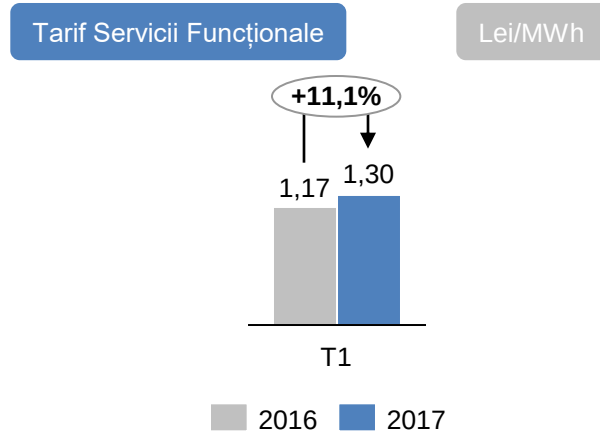
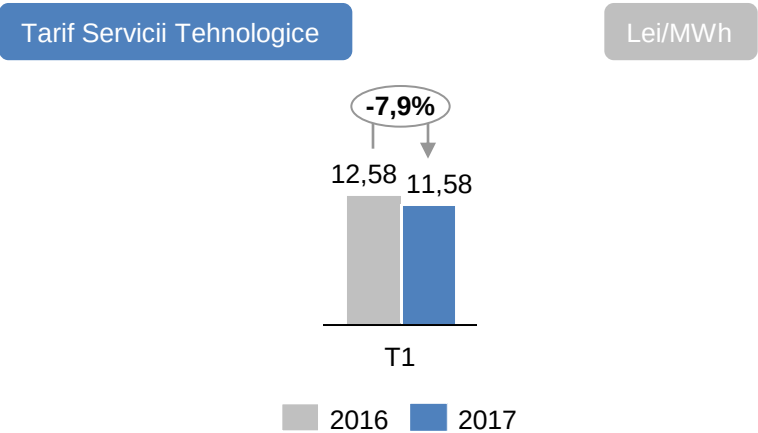
Venituri: rulaj mărit (venituri și cheltuieli) pe piața de echilibrare (x 2,7 ori mai mare) determinat de dezechilibre fizice mari și preturi de echilibrare ridicate

Profit: castig din servicii de sistem tehnologice determinat de preturi de achiziție mici la licitațiile de rezervare a capacităților de reglaj

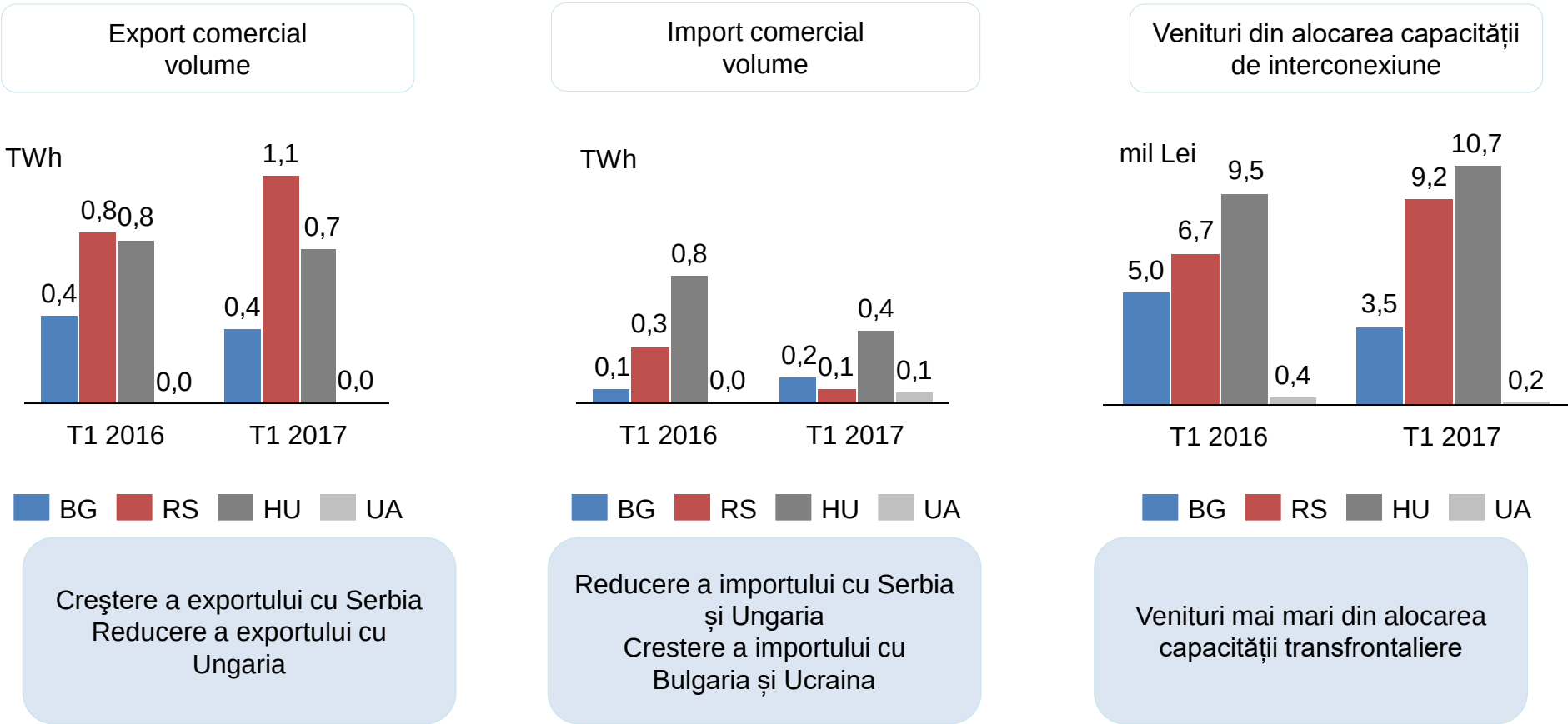
Evoluția volumelor și tarifelor medii realizate



*tarif mediu realizat (venituri totale din TL si TG / volum tarifat TL)



Export și import comercial. Venituri din alocarea capacității de interconexiune



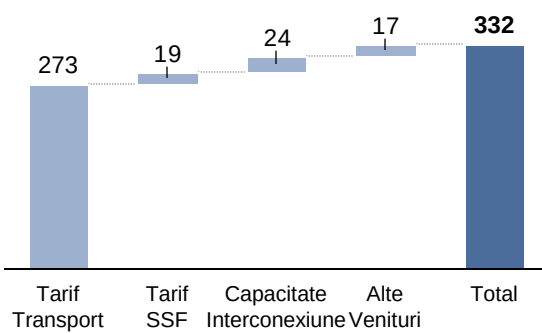
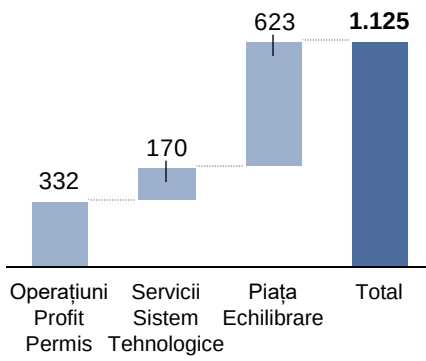
Cantitățile (TWh) prezentate în grafice reprezintă volume comerciale tranzacționate transfrontalier, cumulat pe toate orizonturile de tranzacționare (piața la termen și piața spot). Veniturile din alocarea capacității de interconexiune reprezintă sumele totale obținute de Transelectrica din mecanismele de alocare explicită pe termen lung și pe termen scurt (licitații anuale, lunare, zilnice și intra-zilnice) și implicită (în cazul graniței RO-HU pe orizontul de timp pentru ziua următoare), cumulat pentru export și import.

Operațional | Venituri

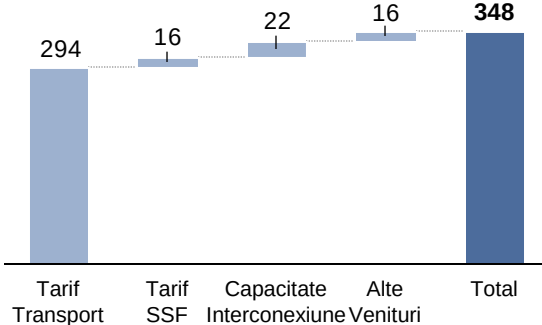
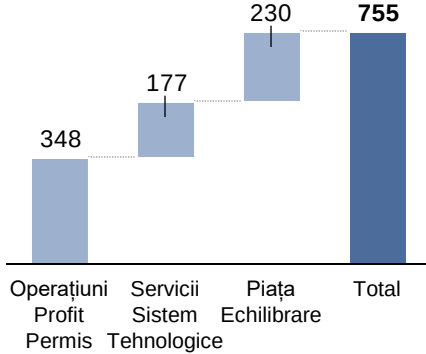
VENITURI OPERAȚIONALE

TOATE OPERAȚIUNILE OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS

T1 2017

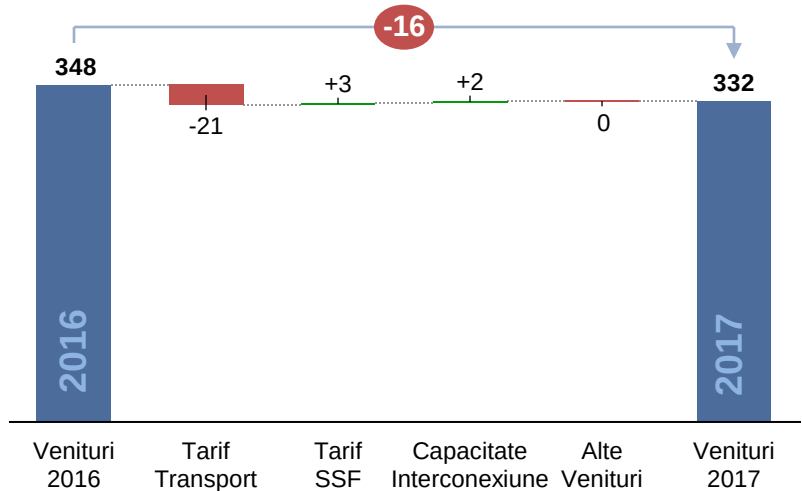


T1 2016



VENITURI OPERAȚIONALE

OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS: DINAMICA PE COMPONENTE



DETERMINANȚII REDUCERII VENITURILOR

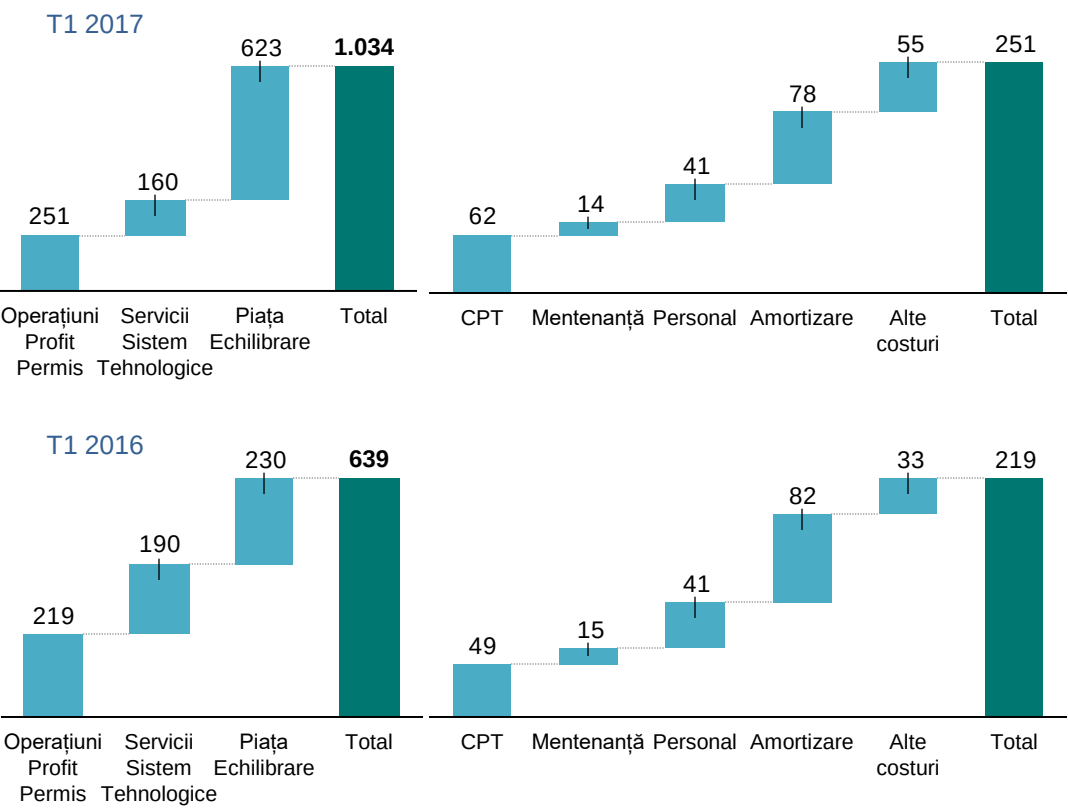
▼ Factorul principal al reducerii veniturilor a fost diminuarea tarifului reglementat de transport (la 1.07.2016), diminuare cauzata în principal de ajustarea costurilor cu acoperirea CPT și a ratei inflației

Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei SSF: Servicii de sistem funcționale

Operațional | Cheltuieli

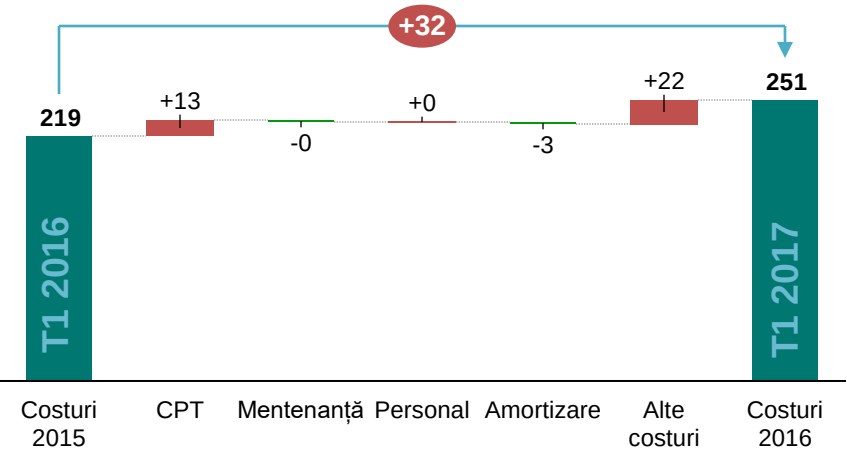
CHELTUIELI OPERAȚIONALE

TOATE OPERAȚIUNILE OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS



CHELTUIELI OPERAȚIONALE

OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS: DINAMICA PE COMPONENTE

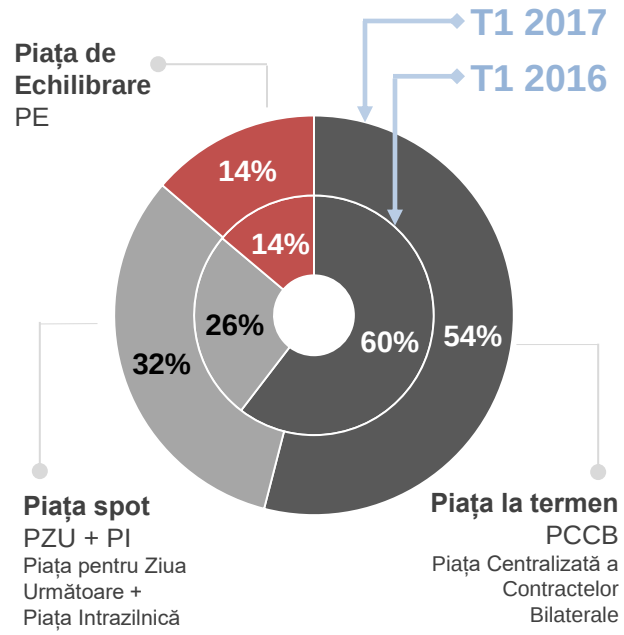
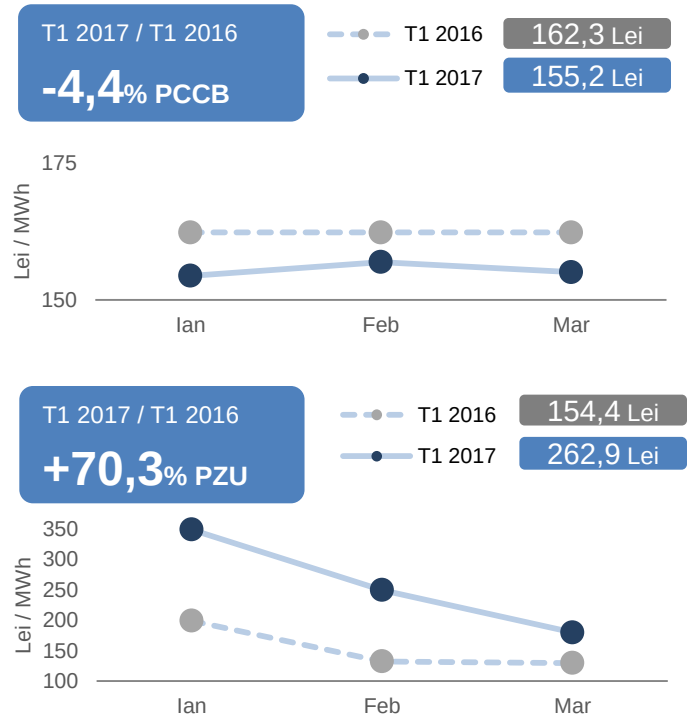
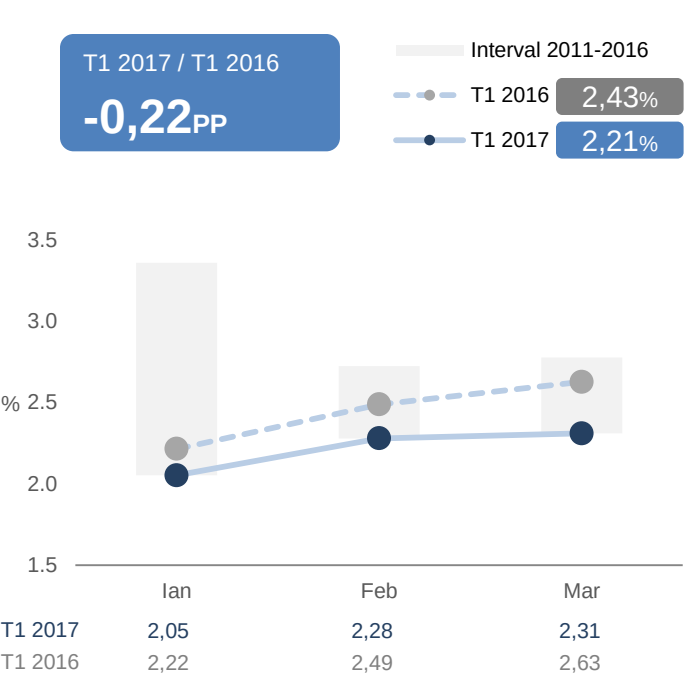


DETERMINANȚII CREȘTERII CHELTUIELILOR

- ▲ Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic (+13 mil lei)
- ▲ Alte costuri: cheltuieli de exploatare privind ajustările nete pentru deprecierea activelor circulante (+18 mil lei), cheltuieli cu serviciile executate de terți (+3 mil lei)

Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Operațional | consumul propriu tehnologic



CONSUM PROPRIU TEHNOLOGIC

11,64 TWh
ENERGIE INTRODUSĂ ÎN T1 2017
11,38 TWh
ENERGIE EXTRASĂ DIN RET T1 2017
2,21% (0,26 TWh)
CPT ÎN RET T1 2017

PREȚURI CPT PE PIEȚE

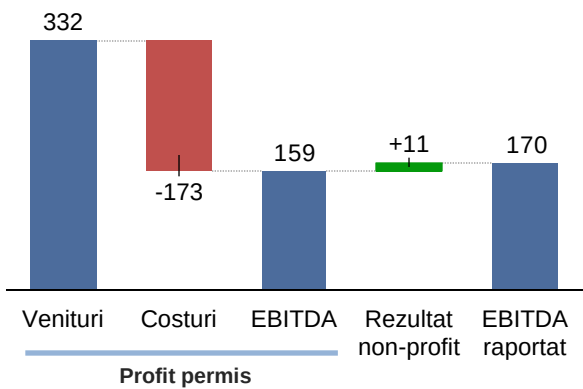
155,2 Lei/MWh (▼4,4%)
PREȚ MEDIU PCCB
262,9 Lei/MWh (▲70,3%)
PREȚ MEDIU PZU
516,5 Lei/MWh (▲60,5%)
PREȚ MEDIU PE

PREȚ MEDIU / MIX ACHIZIȚIE

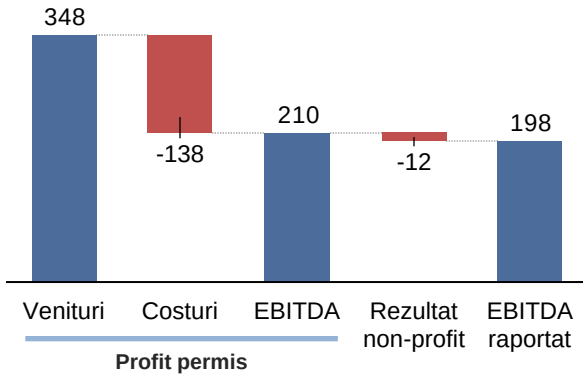
240,2 Lei/MWh (182,4 Lei/MWh în T1 2016)
PREȚ MEDIU TOTAL
54%PCCB / 32%SPOT / 14%PE (T1 2017)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)
60%PCCB / 26%SPOT / 14%PE (T1 2016)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

DE LA VENITURI LA EBITDA

T1 2017

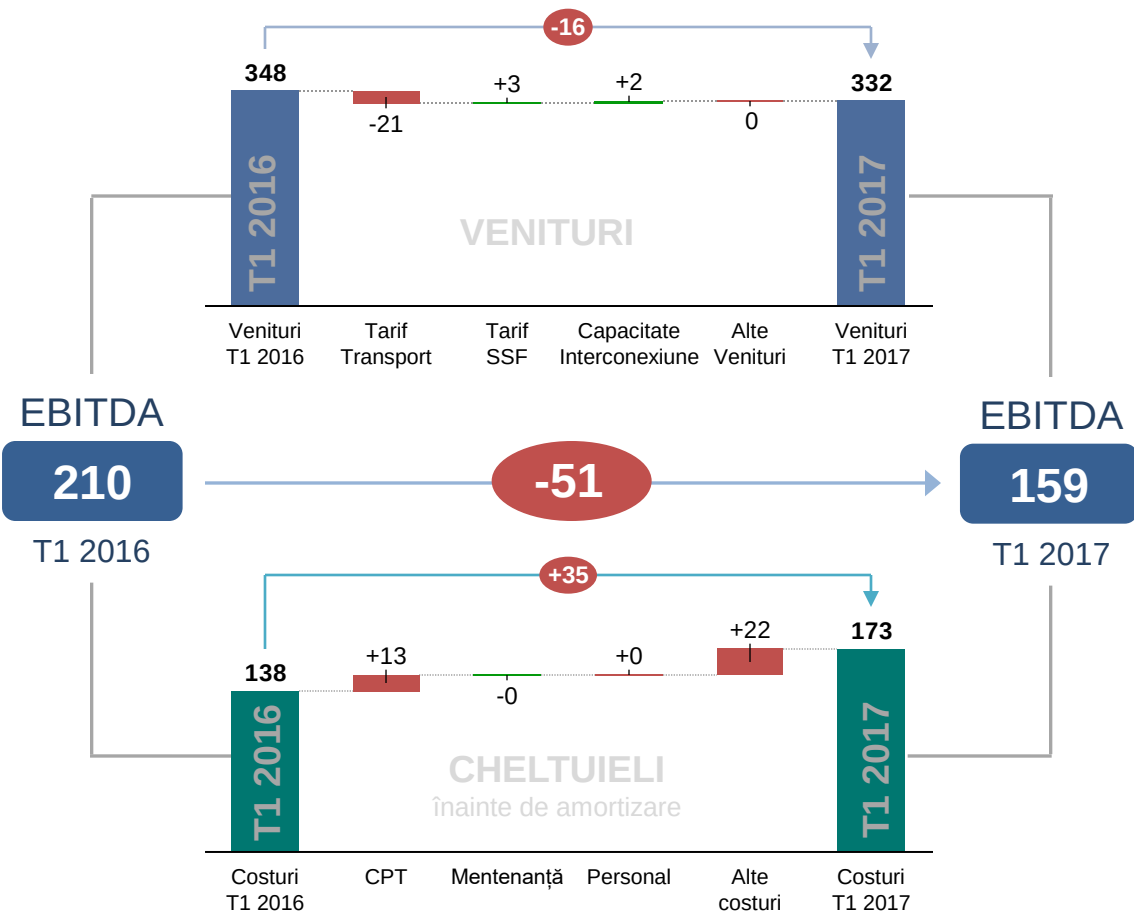


T1 2016



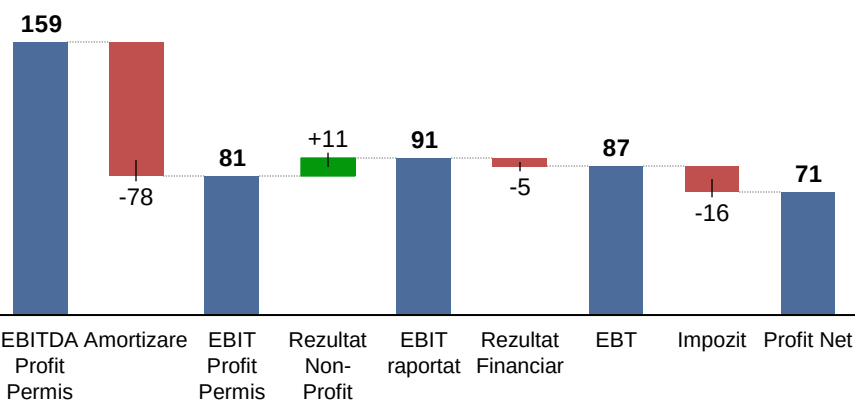
Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

DETERMINAREA EBITDA (PROFIT PERMIS)

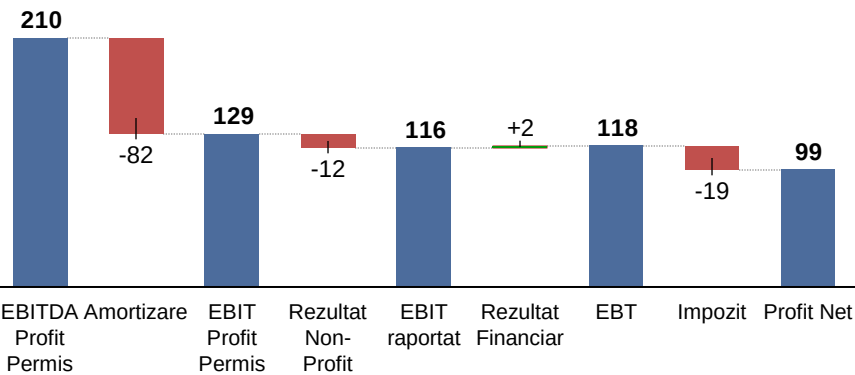


DE LA EBITDA LA PROFITUL NET

T1 2017



T1 2016

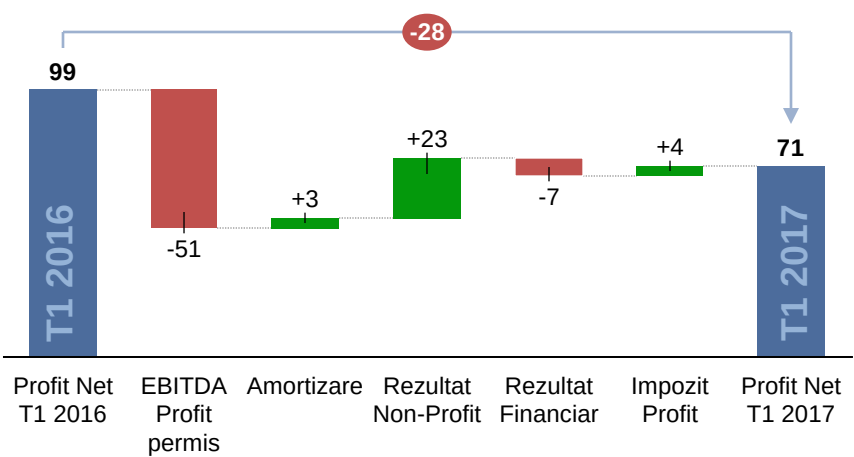


Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Evoluția profitului: EBITDA → Profit net

PROFITUL NET

DINAMICA PE COMPONENTE



DETERMINANȚII SCĂDERII PROFITULUI NET

- ▼ EBITDA din activități cu profit permis a scăzut pe fondul reducerii tarifelor (1 iulie 2016) și creșterii costurilor cu CPT și provizioane
- ▲ Profit înregistrat în zona non-profit în activitatea de servicii de sistem tehnologice (față de pierderea înregistrată în T1 2016)

31 Mar 2017 Ba1 stabil | rating Moody's

608 mil Lei
Datoria financiară brută
(porțiunea curentă inclusă)

-260 mil Lei
Datoria financiară netă (de numerar*)

647 mil Lei
EBITDA (cele mai recente 4 trimestre)

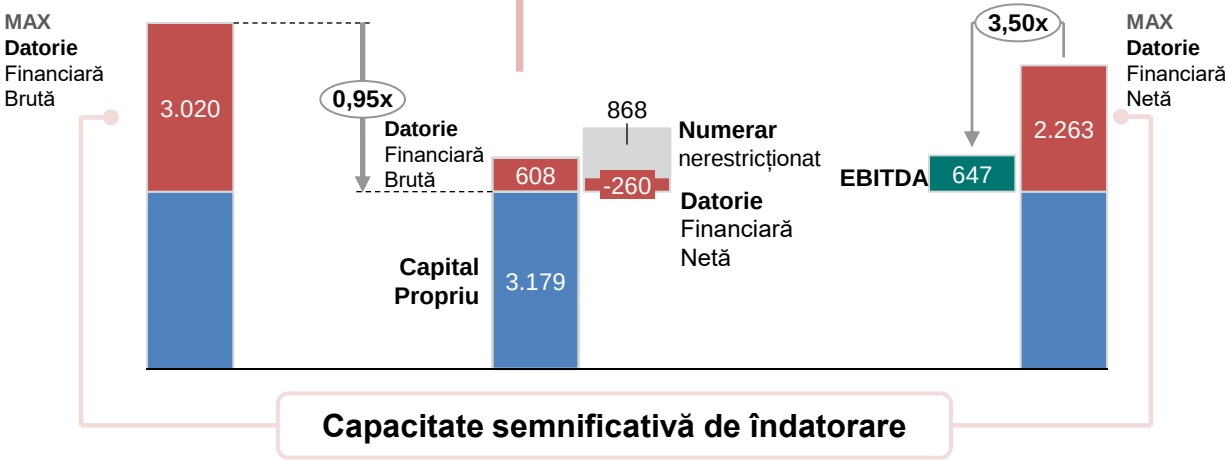
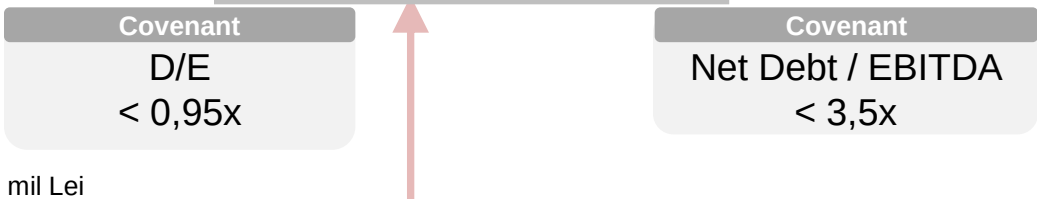
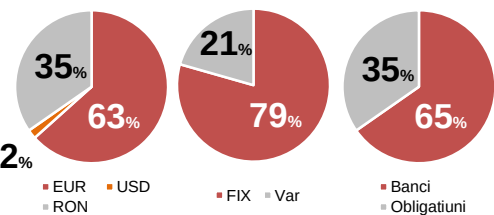
0,19x (limitat la maxim 0,95x prin covenanți)
Datoria financiară / Capitalurile proprii
(porțiunea curentă inclusă)

26,95x (limitat la minim 4,2x prin covenanți)
EBITDA / cheltuiala cu dobânda

3.020 mil Lei / 2.263 mil Lei
Niveluri maxime ale datoriei financiare conform covenanților
D/E (stânga în grafic) și Net Debt/EBITDA (dreapta în grafic)

*la calculul indicatorului, numerarul nu include disponibilul provenit din încasările din tarif de racordare (26,5 mil Lei) și disponibilul aferent veniturilor din alocarea capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea (82,6 mil Lei).

Structura împrumuturilor pe termen lung
(monedă, tip dobândă, instrument)



119
mil Lei

Contracte noi semnate

valoarea totală cumulată a contractelor de investiții semnate în T1 2017

Cele mai importante poziții:

111,8 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/110/20kV Domnesti
4,6 mil Lei – Inlocuire AT2-200MVA in statia 220/110kV Resita
0,5 mil Lei – Alimentare servicii interne CA din terțiar AT2-200MVA statia 220/110kV Pestis



31
mil Lei

Cheltuieli de investiții

Sume intrate în conturile de imobilizări în curs în T1 2017

Cele mai importante poziții:

5,1 mil Lei - Modernizare statia 110/20kV Suceava
4,5 mil Lei - LEA Portile de Fier – Anina - Resita
3,8 mil Lei - LEA Resita – Pancevo



15
mil Lei

Active imobilizate noi

transferuri din imobilizări în curs în categorii de imobilizări finalizate în T1 2017

Cele mai importante poziții:

7,9 mil Lei - Sistem integrat de securitate la statii electrice (Rosiori, Oradea, Paroseni)
5,8 mil Lei - Inlocuire AT si Trafo in statii electrice, etapa 2
0,7 mil Lei - Modernizare cladire corp comanda statia Roman Nord 400/110/20kV



Principalele proiecte în execuție

Investiție	PIF final estimat	Valoare estimată [mil Lei]	Valoare adjudecată [mil Lei]
LEA Reșița-Pancevo	2017	136	81
LEA Porțile de fier - Anina - Reșița*	2018	124	123
Stația Bradu 400/220/110 kV	2018	177	129
Stația Câmpia Turzii 220/110 kV	2017	86	42
Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2017	75	45
Stația Reșița 400/220/110 kV	2018	130	81
Stația Cluj Est 400/110 kV	2017	24	15
Stația Tihău 220/110 kV	2017	11	7
Modernizare s.c.c.p. Stația Sârdănești	2018	21	11
Înlocuire AT și trafo în stații electrice – etapa 2, lot I, II	2018-2019	46	40
Modernizarea stației 110 și 20 kV Suceava	2017	31	25
Modernizarea stației 220/110K Dumbrava	2019	30	20
Stația Domnesti 400/110/20 kV	2020	144	112
Stația Turnu Severin Est 220/110/20 kV	2019	63	43
Stația Arefu 220/110/20 kV	2019	38	24

Contracte

Achiziție în derulare în prezent

La acest moment sunt inițiate achiziții care însumează o valoare estimată de 44 mil Lei și se află în diverse stadii de derulare a procedurilor de achiziție / contractare

- Stația Otetarie Hunedoara 220 kV (valoare estimată 13,4 mil lei)

În curs de inițiere achiziție în prezent

La acest moment sunt în curs de inițiere achiziții care însumează o valoare estimată de 357,2 mil. lei

- Stația Smardan 400/110/20 kV (valoare estimată 116,8 mil lei)
- Stațiile de 110 kV Bacau Sud si Roman Nord (valoare estimată 46,9 mil lei)
- Stația Ungheni 220/110/20 kV (valoare estimată 46,5 mil lei)
- Stația Focsani Vest – instalații 110 si 400 (220) kV (valoare estimată 32,3 mil lei)
- Stația Hasdat 220/110 kV (valoare estimată 50 mil lei)
- Racorduri la stația Medgidia Sud 400 kV (valoare estimată 54 mil lei)

În curs de obținere aprobări și avize

În curs de obținere avize/acorduri/ autorizații/ exproprieri care condiționează începerea contractării unui număr de proiecte privind liniile electrice aeriene

- LEA Porțile de Fier-Anina-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad
 - **Etapă I: Porțile de Fier-Anina-Reșița 118 km**
 - Etapa II: Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad 173 km
- LEA Gădălin-Suceava 260 km
- LEA Smârdan-Gutinaș 140 km
- **LEA Cernavodă-Stâlpu 160 km**
- LEA Ostrovu Mare-RET 32 km
- LEA Suceava-Bălți (MD) 90 km (condiționat de încheiere memorandum RO-MD)
- **Racorduri LEA Isaccea-Varna și LEA Isaccea Dobrudja în stația Medgidia Sud 27 km**





Vă mulțumim pentru atenția acordată



Transelectrica - Reteaua Electrica de Transport din Romania

Societate Administrată în Sistem Dualist

WE LEAD THE POWER

Legenda

- Statie transformare 400/20kV
- Statie transformare 220/110kV
- Statie transformare 400/110kV
- Statie transformare 400/220/110kV
- Statie transformare 400/220kV
- Statie transformare 750/400kV
- Statie conexiune 400kV
- Statie ce nu este în administrarea Transelectrica

- ▬ Inel de 400 kV
- ▬ Inel Bucuresti 400 kV

- ▬ LEA 220 kV
- ▬ LEA 400 kV
- ▬ LEA 750 kV
- ▬ LEA 400 kV propusa
- ▬ LEA 110 kV
- ▬ LEA 750 kV

- Statie de interconexiune cu statele vecine de 110kV
- Statie transformare 400/110kV propusa
- Statie transformare 220/110kV propusa
- ▬ Cablu submarin



Situația separată a contului de profit și pierdere

[milioane Lei]	T1 2017 IFRS	T1 2016 IFRS	
Volum de energie tarifat [TWh]	14,60	14,02 ▲	4,1%
A. Operațional - segment profit			
Venituri	332	348 ▼	4,6%
Venituri Transport	299	317 ▼	5,9%
Venituri Transport Tarif reglementat	273	294 ▼	7,1%
Venituri Transport Alocare capacitate de interconexiune	24	22 ▲	9,0%
Venituri Transport Alte venituri	2	2 ▲	10,8%
Venituri Serviciu de sistem funcțional (dispecerizare SEN)	19	17 ▲	12,4%
Venituri Serviciu de sistem funcțional Tarif reglementat	19	16 ▲	15,7%
Venituri Serviciu de sistem funcțional Schimburi externe de energie neplanificate	0	1 ▼	68,9%
Venituri Alte venituri	14	14 ▲	4,8%
Cheltuieli	173	138 ▲	25,6%
Cheltuieli Operarea sistemului	77	63 ▲	22,2%
Cheltuieli Operarea sistemului Consum propriu tehnologic	62	49 ▲	27,2%
Cheltuieli Operarea sistemului Congestii de rețea	0	3 ▼	98,5%
Cheltuieli Operarea sistemului Consum de electricitate în stațiile de transformare	4	0 ▲	2039,5%
Cheltuieli Operarea sistemului Compensare tranzite (Inter-TSO-Compensation)	5	7 ▼	20,4%
Cheltuieli Operarea sistemului Alte cheltuieli	5	5 ▲	10,7%
Cheltuieli Mentenanță	14	15 ▼	3,2%
Cheltuieli Personal	41	41 ▲	0,3%
Cheltuieli Alte cheltuieli	41	19 ▲	113,9%
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	159	210 ▼	24,3%
Cheltuieli Amortizare active	78	82 ▼	4,1%
EBIT (profit operațional după amortizare)	81	129 ▼	37,2%
A. Operațional - segment pass-through			
Venituri	793	407 ▲	94,7%
Venituri Servicii de sistem tehnologice	170	177 ▼	4,2%
Venituri Piața de echilibrare	623	230 ▲	171,1%
Cheltuieli	783	420 ▲	86,6%
Cheltuieli Servicii de sistem tehnologice	160	190 ▼	15,9%
Cheltuieli Piața de echilibrare	623	230 ▲	171,1%
EBIT (profit operațional după amortizare)	11	-12 ▲	186,1%
A+B. Operațional total (segment profit + segment pass-through)			
Venituri	1.125	755 ▲	49,0%
Cheltuieli	956	557 ▲	71,5%
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	170	198 ▼	14,3%
Cheltuieli Amortizare active	78	82 ▼	4,1%
EBIT (profit operațional după amortizare)	91	116 ▼	21,6%
Rezultat financiar	-5	2 ▼	322,6%
EBT (profit înainte de impozitul pe profit)	87	118 ▼	26,9%
Impozit pe profit	-16	-19 ▲	19,4%
Profit net	71	99 ▼	28,3%

Situația separată a poziției financiare

[milioane Lei]	31 Mar 2017 IFRS	31 Mar 2016 IFRS
Active		
Imobilizări corporale	3.142	3.267
Imobilizări necorporale	14	34
Imobilizări financiare	78	56
Active imobilizate	3.243	3.357
Stocuri	32	35
Clienți și conturi asimilate	887	692
Numerar și echivalente de numerar	977	911
Active circulante	1.896	1.637
Active total	5.139	4.995
Capital social		
Capital social subscris	733	733
Prime de emisiune	50	50
Rezerva legală	116	99
Rezerve din reevaluare	536	589
Alte rezerve	57	56
Rezultat reportat	1.686	1.601
Capitaluri proprii total	3.179	3.128
Venituri în avans pe termen lung	426	455
Împrumuturi	454	569
Alte datorii	72	68
Datorii pe termen lung	952	1.092
Datorii comerciale și alte datorii	721	486
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	8	8
Împrumuturi	154	188
Provizioane	54	38
Venituri în avans pe termen scurt	38	33
Impozit pe profit de plată	34	20
Datorii pe termen scurt	1.008	774
Datorii total	1.960	1.866
Capitaluri proprii și datorii total	5.139	4.995

Situția separată a contului de profit și pierdere

Indicator	TRIMESTRUL I						
	Realizat 2017	Realizat 2016	Bugetat 2017	Realizat	Realizat	Realizat vs	Realizat vs
				2017 vs 2016	2017 vs 2016	Bugetat 2017	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 piata 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 piata 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 si alte retributii	41	41	44	0	0%	-3	-7%
Reparatii si mentenanta	14	15	14	0	-3%	0	0%
Materiale si 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 inainte de impozitul pe profit	87	118	86	-32	-27%	0	0%
Impozit pe profit	16	19	0	-4	-19%	16	n/a
Profitul exercitiului	71	99	86	-28	-28%	-15	-18%

TRANSELECTRICA S.A.



Web: www.transelectrica.ro

Acțiuni: ISIN **ROTSELACNOR9**, Bloomberg **TEL RO**, Reuters **ROTEL.BX**

Obligațiuni: ISIN **ROTSELDBC013**



Correspondență: Olteni 2-4, sector 3, București România



E-mail: toni.teau@transelectrica.ro
relatii.investitori@transelectrica.ro



Tel: +40 213035611



Fax: +40 213035610

**Directorat**

Ion-Toni Teau

Președinte

Octavian Lohan

Membru

Constantin Văduva

Membru

Mircea-Toma Modran

Membru

Corina-Georgeta Popescu

Membru



WE LEAD THE POWER

WWW.TRANSELECTRICA.RO