



**CNTEE TRANSELECTRICA SA**

**RAPORTUL TRIMESTRIAL**

**ianuarie – martie**

**2019**

	<b>Cifre cheie</b>	<b>3</b>
	<b>Date financiare</b>	<b>4</b>
	<b>Date operaționale</b>	<b>13</b>
	<b>Investiții</b>	<b>16</b>
	<b>Evenimente semnificative</b>	<b>18</b>
	<b>Alte aspecte</b>	<b>21</b>
	<b>Anexe</b>	<b>28</b>

**RAPORT TRIMESTRIAL PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ**

**A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA**

**conform prevederilor art. 67 din legea nr.24/ 2017 privind piața de capital și Regulamentul nr.5/ 2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF)**

**pentru perioada încheiată la data de 31 martie 2019**

Data raportului:	15 mai 2019
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
Cod LEI (Legal Entity Identifier)	254900OLXOUQC90M036
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; data maturității 19.12.2018, obligațiunile fiind răscumparate la scadență
Valoarea de piață:	1.521.040.196 lei (20,75 lei/acțiune la 31.03.2019)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare trimestriale întocmite la data de 31.03.2019 nu sunt auditate

## **DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE**

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de 3 luni încheiată la 31 martie 2019 au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 – “Raportarea Financiară Interimară” și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea 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, 9 mai 2019**

**Marius-Dănuț  
CARAȘOL**

**Președinte  
Directorat**

**Claudia-Gina  
ANASTASE**

**Membru  
Directorat**

**Adrian  
SAVU**

**Membru  
Directorat**

**Andreea Georgiana  
FLOREA**

**Membru  
Directorat**

**Constantin  
SARAGEA**

**Membru  
Directorat**



## Cifre cheie T1 2019 vs T1 2018

### CIFRE CHEIE – 2019

#### FINANCIAR

<b>649</b>	mil lei	▼	<b>-5%</b> y/y	<b>Venituri</b>
<b>116</b>	mil lei	▼	<b>-26%</b> y/y	<b>EBITDA</b>
<b>38</b>	mil lei	▼	<b>-44%</b> y/y	<b>Profit net</b>
<b>14,68</b>	TWh	▼	<b>-2%</b> y/y	<b>Energie tarifată**</b>

#### OPERAȚIONAL

<b>2,35%</b>	*	▼	<b>-0,48</b> y/y	pp	<b>CPT</b>
<b>11,20</b>	TWh	▼	<b>-7%</b> y/y		<b>Energie transportată***</b>

#### INVESTIȚII

<b>49</b>	mil lei	▲	<b>16%</b> y/y	<b>Achiziții de imobilizări corporale și necorporale</b>
<b>1,47</b>	mil lei	▼	<b>-99%</b> y/y	<b>Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)</b>

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

Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegerii rezultatelor, anumite cifre prezentate în grafice și/ sau tabele utilizează mil. lei ca unitate de măsură și sunt rotunjite la această unitate. Această convenție de prezentare poate determina, în anumite cazuri, diferențe minore între cifrele totalizatoare și totalurile obținute prin însumarea elementelor componente.



## Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 31 martie 2019 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 2019	T1 2018	Δ	Δ (%)	2018
	1	2	3=1-2	4=1/2	5
Volum tarifat de energie [TWh]	14,68	15,00	(0,32)	(2%)	55,78
<b>ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS</b>					
<b>Venituri operaționale</b>	<b>317</b>	<b>300</b>	<b>17</b>	<b>6%</b>	<b>1.180</b>
Transport și alte venituri din piața de energie	290	272	18	7%	1070
Servicii de sistem funcționale	17	17	(1)	(4%)	64
Alte venituri	10	11	(0)	(2%)	46
<b>Costuri operaționale</b>	<b>173</b>	<b>170</b>	<b>4</b>	<b>2%</b>	<b>740</b>
Cheltuieli privind operarea sistemului	101	87	14	16%	309
Reparații și mentenanță	20	13	7	54%	91
Cheltuieli cu personalul	48	43	5	12%	189
Alte costuri	4	27	(22)	(84%)	152
<b>EBITDA</b>	<b>144</b>	<b>130</b>	<b>14</b>	<b>10%</b>	<b>440</b>
Amortizare	72	76	(3)	(4%)	298
EBIT	72	55	17	31%	142
<b>ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT</b>					
<b>Venituri operaționale</b>	<b>332</b>	<b>385</b>	<b>(53)</b>	<b>(14%)</b>	<b>1.541</b>
Servicii de sistem tehnologic	157	184	(28)	(15%)	637
Piața de echilibrare	175	200	(25)	(13%)	904
<b>Costuri operaționale</b>	<b>360</b>	<b>358</b>	<b>2</b>	<b>0,5%</b>	<b>1.582</b>
Servicii de sistem tehnologice	185	158	27	17%	678
Piața de echilibrare	175	200	(25)	(13%)	904
EBIT	(28)	27	(55)	(205%)	(40)
<b>TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)</b>					
Venituri operaționale	649	685	(36)	(5%)	2.722
Costuri operaționale	533	528	5	1%	2.322
<b>EBITDA</b>	<b>116</b>	<b>157</b>	<b>(41)</b>	<b>(26%)</b>	<b>400</b>
Amortizare	72	76	(3)	(4%)	298
<b>EBIT</b>	<b>44</b>	<b>82</b>	<b>(38)</b>	<b>(47%)</b>	<b>101</b>
Rezultat financiar	(4)	(4)	(0)	(11%)	(8)
<b>EBT</b>	<b>39</b>	<b>78</b>	<b>(39)</b>	<b>(49%)</b>	<b>93</b>
Impozit pe profit	1	10	(8)	(85%)	12
<b>Profit net</b>	<b>38</b>	<b>68</b>	<b>(30)</b>	<b>(44)%</b>	<b>81</b>

Situția separată a poziției financiare				
[mil RON]	T1 2019	2018	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
<b>Active imobilizate</b>				
Imobilizări corporale	2.952	2.988	(36)	(1%)
Imobilizări necorporale	35	23	12	53%
Imobilizări financiare	80	80	(0)	(0%)
<b>Total active imobilizate</b>	<b>3.067</b>	<b>3.091</b>	<b>(24)</b>	<b>(1%)</b>
<b>Active circulante</b>				
Stocuri	35	35	0	0%
Creanțe	876	1.064	(187)	(18%)
Numerar și echivalente	178	482	(305)	(63%)
<b>Total active circulante</b>	<b>1.089</b>	<b>1.581</b>	<b>(492)</b>	<b>(31%)</b>
<b>Total active</b>	<b>4.156</b>	<b>4.672</b>	<b>(516)</b>	<b>(11%)</b>
<b>Capitaluri proprii</b>	<b>2.847</b>	<b>2.809</b>	<b>38</b>	<b>1%</b>
<b>Datorii pe termen lung</b>				
Împrumuturi pe termen lung	140	144	(4)	(3%)
Alte datorii pe termen lung	489	520	(31)	(6,0%)
<b>Total datorii pe termen lung</b>	<b>628</b>	<b>664</b>	<b>(35)</b>	<b>(5%)</b>
<b>Datorii curente</b>				
Împrumuturi pe termen scurt	28	53	(26)	(48%)
Alte datorii pe termen scurt	653	1.146	(493)	(43%)
<b>Total datorii curente</b>	<b>681</b>	<b>1.199</b>	<b>(519)</b>	<b>(43%)</b>
<b>Total datorii</b>	<b>1.309</b>	<b>1.863</b>	<b>(554)</b>	<b>(30%)</b>
<b>Capitaluri proprii și datorii</b>	<b>4.156</b>	<b>4.672</b>	<b>(516)</b>	<b>(11%)</b>

Situția separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	T1 2019	T1 2018	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	84	158	(74)	(47%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	(153)	(5)	(147)	n/a
Numerar net generat din activitatea de exploatare	(157)	(8)	(149)	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(48)	(41)	(7)	(16%)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(100)	27	(127)	n/a
<b>Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar</b>	<b>(305)</b>	<b>(22)</b>	<b>(283)</b>	<b>n/a</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie</b>	<b>482</b>	<b>521</b>	<b>(39)</b>	<b>(7%)</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei</b>	<b>178</b>	<b>499</b>	<b>(321)</b>	<b>(64%)</b>

## REZULTATE OPERAȚIONALE

### Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie – martie 2019, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (15 TWh) a înregistrat o scădere de 2% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018 (diferența între cele două perioade fiind de -0,32 TWh).

### Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în trimestrul I 2019 au înregistrat o scădere de 5% comparativ cu perioada similară a anului anterior (649 mil lei în T1 2019 față de 685 mil lei în T1 2018), determinată în principal de veniturile operaționale aferente activității zero profit (servicii tehnologice și piața de echilibrare).

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o ușoară creștere a veniturilor în procent de 6% (317 mil lei în T1 2019 față de 300 mil lei în T1 2018), determinată de creșterea tarifului valabil de la data de 01 iulie 2018.

În trimestrul I 2019 veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere față de trimestrul I 2018, în sumă de 6,07 mil lei, corespunzător nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Cele anuale, lunare și intrazilnice sunt explicite - se licitează doar capacitatea de transport, iar cele zilnice cu Ungaria sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

Înființarea, începând cu data de 19 noiembrie 2014, a bursei regionale de energie de către România, Ungaria, Cehia și Slovacia presupune ca aceste patru țări să ajungă să aibă un preț unic al electricității tranzacționate pe piețele spot. Alocarea de capacitate între România și Ungaria, singura țară din cele 3 cu care România are frontieră, se face de transportatori: Transelectrica și MAVIR, prin mecanism comun, în baza unui acord bilateral.

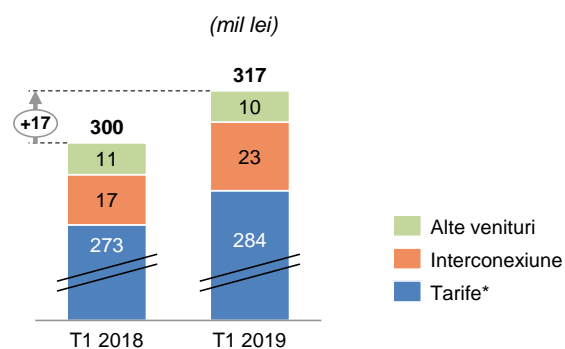
Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI pe granița cu Bulgaria, iar începând cu anul 2017 și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitățile câștigate la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către Transelectrica) pentru capacitatea respectivă. Capacitatea neutilizată se vinde ulterior în cadrul licitațiilor zilnice. Pe granița cu Ungaria sensul este invers, în sensul că MAVIR remunerează participanții pentru capacitățile neutilizate.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând funcție de cererea și necesitatea participanților pe 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.

Veniturile din tranzacții CPT au fost mai mari în trimestrul I 2019 comparativ cu trimestrul I 2018 cu suma de 1,44 mil lei, datorită înregistrării de venituri mai mari din tranzacții CPT pe piața de echilibrare. Această creștere se datorează dezechilibrelor pozitive ale Transelectrica SA care au contribuit la reducerea dezechilibrului total al PRE-ului.

**Venituri operaționale activități cu profit permis**



\* Tarif transport, servicii de sistem funcționale și schimburi neplanificate, energie reactivă, ITC, tranzacții CPT

**Veniturile din activitățile zero-profit** au înregistrat o scădere de 14% (332 mil lei în T1 2019 față de 385 mil lei în T1 2018) determinată în principal de scăderea veniturilor din serviciile de sistem tehnologice cu 15%.

În trimestrul I 2019, veniturile din serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere comparativ cu trimestrul I 2018 cu suma de 27,93 mil lei, determinată de diminuarea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2% și de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE).

Veniturile pe piața de echilibrare s-au diminuat cu 13% în perioadele analizate, urmare a:

- scăderii dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare, respectiv scăderea dezechilibrului dintre poziția netă contractuală notificată și energia efectiv livrată;
- modului de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.



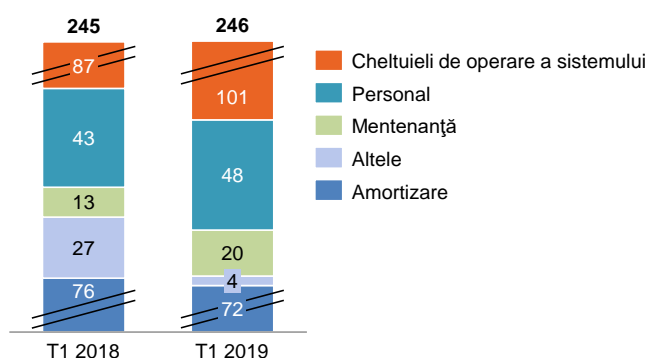
## Cheltuieli operaționale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în trimestrul I 2019 au înregistrat o ușoară creștere cu 0,3% comparativ cu perioada similară a anului anterior (605 mil lei față de 603 mil lei în trimestrul I 2018), în principal în urma evoluțiilor din segmentul activităților non-profit.

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere ușoară de 0,1% (246 mil lei în T1 2019 față de 245 mil lei în T1 2018).

### Costuri operaționale activității cu profit permis

(mil lei)



**CPT:** În trimestrul I 2019 cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 13,87 mil lei comparativ cu trimestrul I 2018, datorită majorării prețului mediu de achiziție al energiei electrice necesare acoperirii CPT în RET.

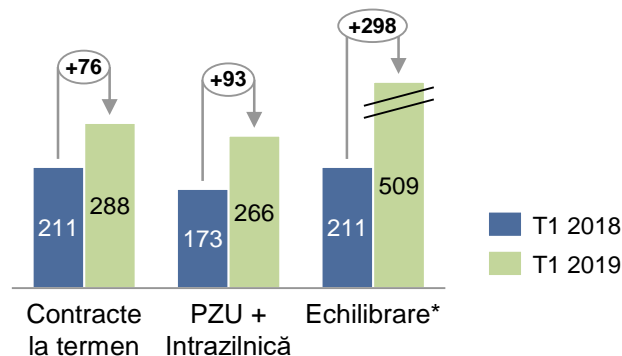
Aceste cheltuieli reprezintă cheltuieli cu achiziția de energie electrică de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în RET.

Diferențele dintre cantitățile orare realizate efectiv și cele achiziționate după tranzacționarea pe PCCB, PZU și PI se compensează pe Piața de Echilibrare (PE) în ziua de funcționare.

Începând cu data de 18.01.2018 a intrat în vigoare Contractul de "Achiziție de energie electrică pentru acoperirea dezechilibrelor de la cantitățile notificate aferente pierderilor tehnologice de energie electrică în rețelele electrice de transport prin transferul responsabilității echilibrării", nr. C380/06.10.2014, încheiat între CNTEE Transelectrica SA și CIGA ENERGY SA, prin care s-au redus prețurile de achiziție a energiei de pe piața de echilibrare.

## Prețuri medii de achiziție

(lei/ MWh)



\*Valori preliminare

Din analiza evoluției prețului mediu aferente contractelor la termen în perioada 2018 – 2019 se observă o tendință clar crescătoare, cu pantă pozitivă, fără oscilații, a prețului înregistrat din 2018. În plus, ofertele de vânzare energie pe PCCB au fost mult mai reduse cantitativ față de ofertele de cumpărare existente, ceea ce face ca cererea să depășească net oferta și prețul de închidere al licitațiilor să fie mai ridicat.

Această tendință de creștere a prețului este justificată prin creșterea prețului certificatelor pentru emisiile de gaze cu efect de seră (ETS), cu 120% de la începutul anului 2018. De la data de 1 ianuarie 2019 a intrat în vigoare „Rezerva pentru stabilitatea pieței” (MSR), care impune un număr limită de certificate pentru emisiile de gaze cu efect de seră. Această măsură a afectat în principal centralele producătoare de energie pe bază de cărbune, care în multe cazuri stabilesc prețul marginal al pieței.

Acest lucru s-a reflectat în prețul mediu al contractelor încheiate pe această piață cu livrare în trimestrul I 2019, care a fost de 288 lei, cu 36% mai mare decât prețul din trimestrul I al anului 2018.

La nivel european, prețurile sunt afectate de separarea zonei de licitație Germania – Austria în două zone distincte, începând cu 1 octombrie 2018. Din analiza prețurilor pe PZU – piața care transmite semnalele de preț – la nivel european, s-a observat o creștere a prețurilor pe trimestrul III față de trimestrul II al anului 2018, iar tendința este în continuare crescătoare. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice de pe PZU este mai mare în primul trimestru al anului 2019 decât în perioada similară a anului trecut, pe fondul unei cereri care depășește oferta de energie la nivel european.

În luna ianuarie 2019, România a fost predominant importatoare de energie electrică, în condițiile indisponibilității unor centrale electrice de producere, ceea ce a condus la o creștere semnificativă a prețurilor

pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU). Astfel, în luna ianuarie 2019 s-a înregistrat un preț mediu pe PZU de peste două ori mai mare decât prețul înregistrat în luna ianuarie 2018 iar la nivelul trimestrului I 2019, prețul mediu a fost de 265 lei/MWh, cu 54% mai mare decât prețul înregistrat în perioada similară a anului 2018.

Diferența dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT și energia achiziționată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de Piața de Echilibrare.

În anul 2018 s-au eliminat plafoanele care limitau prețul minim și prețul maxim al energiei de deficit, ceea ce a condus la o creștere semnificativă a prețului mediu pentru achiziția energiei de deficit.

Astfel luând în considerare prețul mediu total de achiziție pe toate piețele reiese un preț mediu de 299 lei/MWh în T1 2019, comparativ cu prețul mediu de achiziție de 194 lei/MWh, în T1 2018.

**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 primul trimestru al anului curent s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în sumă de 1,64 mil lei, determinate de asigurarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile indisponibilității LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni, ca urmare a condițiilor meteorologice defavorabile.

**Serviciile de sistem funcționale:** Cheltuielile aferente au înregistrat o creștere cu 7,09 mil lei în T1 2019 comparativ cu T1 2018 determinată, în principal, de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare și pe piața zilei următoare privind schimburile neplanificate de energie electrică cu țările vecine interconectate la SEN

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 0,5% (360 mil lei față de 358 mil lei în T1 2018), determinată în principal de creșterea cheltuielilor cu serviciile de sistem tehnologice.

Serviciile de sistem tehnologice sunt achiziționate de Companie de la producători în scopul asigurării menținerii nivelului de siguranță în funcționare a SEN și a calității energiei electrice transportată la parametrii ceruți de normele tehnice în vigoare.

Contractarea acestor servicii se realizează:

- în regim reglementat, în baza Hotărârilor de Guvern și a Deciziilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE);
- prin mecanisme concurențiale.

În trimestrul I 2019 s-au achiziționat servicii de sistem tehnologice în regim reglementat potrivit Deciziei ANRE nr. 1440/2018 (de la Societatea Hidroelectrică SA), Deciziei ANRE nr. 2047/2018 (de la Societatea Complexul Energetic Hunedoara SA), Deciziei ANRE nr. 1911/2018 (de la Societatea Electrocentrale Galați SA), precum și potrivit HG nr. 773/27.09.2018 prin care s-au aprobat „Măsurile privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național, pentru perioada 1 noiembrie 2018 – 31 martie 2019”.

Cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o creștere în trimestrul I 2019 comparativ cu trimestrul I 2018, în sumă de 27,14 mil lei, determinată, în principal, de creșterea prețurilor de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice de pe piața concurențială, generată de prețurile mai mari înregistrate pe piața de energie electrică în perioada analizată.

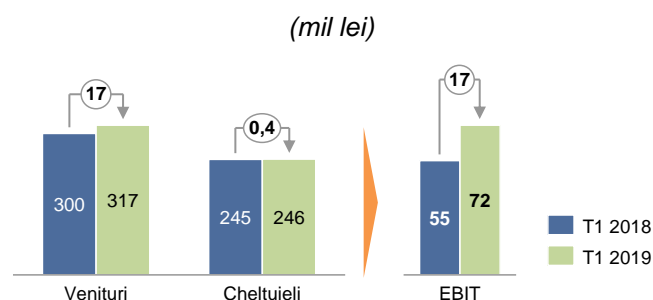
O influență importantă în creșterea costului de achiziție a STS pe piața concurențială a fost generată și de nivelul ridicat de concentrare a pieței serviciilor de sistem tehnologice pe fiecare tip de serviciu (rezervă secundară, rezervă terțiară rapidă, rezervă terțiară lentă).

Compania 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.

## Rezultat operațional

**Activitățile cu profit permis** au înregistrat un rezultat pozitiv de 72 mil lei în T1 2019 față de 55 mil lei în T1 2018, pe fondul creșterii tarifului mediu de transport în cursul anului 2018 și a evoluției liniare a cheltuielilor totale (inclusiv amortizarea) în perioadele analizate.

**Structura EBIT activități profit permis**



**EBIT generat de activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat negativ de 28 mil lei față de profitul de 27 mil lei înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Astfel în trimestrul I 2019, veniturile din serviciile de sistem tehnologice au fost mai mici cu suma de 28 mil lei comparativ cu cheltuielile privind achiziția serviciilor de sistem tehnologice realizate. Pierderea a fost cauzată de majorarea cheltuielilor privind serviciile de sistem tehnologice, în condițiile creșterii prețului de achiziție a RS (rezervă secundară) și RTL (rezervă terțiară lentă) de pe piața concurențială.

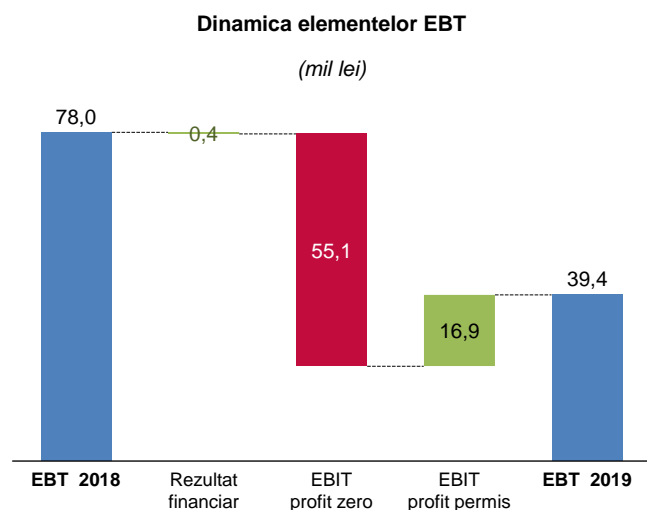
Această sumă diminuează profitul brut al Companiei înregistrat la data de 31 martie 2019.

Pentru perioada următoare estimăm o menținere a tendinței de evoluție a costurilor cu achiziția serviciilor de sistem în concordanță cu realizările din T1 2019.

## Rezultat brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o scădere de 49%, de la 78 mil lei în T1 2018 la 39 mil lei în T1 2019.

Dinamica între profitul înregistrat în T1 2018 comparativ cu T1 2019, descompusă pe componentele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor:

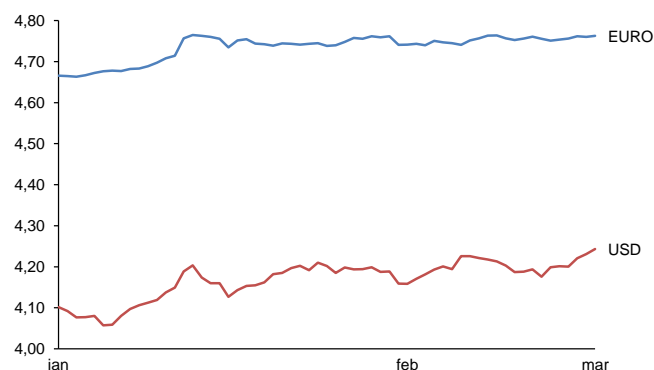


## Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în trimestrul I 2019 a fost negativ în valoare de 4 mil lei. Acesta este similar trimestrului I 2018, influențat în principal, de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale în raport cu monedele straine în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții.

Evoluția cursului de schimb leu/euro și leu/usd în trimestrul I 2019 este redată în graficul următor.

**Evoluția cursului de schimb valutar**



## Rezultat net

Profitul net a înregistrat o scădere, ajungând la 38 mil lei în T1 2019, față de 68 mil lei la în T1 2018.

## POZIȚIA FINANCIARĂ

### Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat o scădere de aproximativ 1% în trimestrul I 2019 pe fondul descreșterii imobilizărilor corporale.

La sfârșitul anului 2018 s-a desfășurat acțiunea de reevaluare a imobilizărilor corporale clasificate în Grupa 1 – “Construcții” și înregistrate în evidența contabilă la data de 31.12.2018 precum și a bunurilor aparținând domeniului public a statului concesionate CNTEE Transelectrica SA la data de 31.12.2018.

Imobilizările necorporale au crescut în T1 2019 în principal datorită recunoașterii dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum.

### Active circulante

Activele circulante au înregistrat o diminuare de 31% la 31 martie 2019 (1.089 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 martie 2018 (1.581 mil lei), determinată în principal de scăderea numerarului și echivalentelor de numerar.

**Creașțele comerciale** înregistrează o diminuare în procent de 18% (876 mil lei în trimestrul I 2019 de la 1.064 mil lei în trimestrul I 2018), în principal datorită:

- clienților în sold din activitatea operațională care la data de 31 martie 2019, înregistrează o scădere față de 31 decembrie 2018 determinată în principal de scăderea cantității de energie electrică livrată consumatorilor în lunile februarie și martie 2019 față de lunile noiembrie și decembrie 2018.

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: RAAN, Electrocentrale București SA, Electrica Furnizare SA, Enel Energie Muntenia SA,

E.ON Energie România SA, Enel Energie SA, MET România Energy SA, Petprod SRL, OPCOM SA, CET Govora SA.

Ponderea principalilor clienți pe piața de energie electrică este de circa 52% în total creanțe comerciale.

- Creanțelor aflate în sold la data de 31 martie 2019, în sumă de 111,22 mil lei, aferente pieței de echilibrare, au înregistrat o scădere valorică față de 31 decembrie 2018, urmare a diminuării tranzacțiilor pe această piață.
- Creanțelor de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 30% (31 decembrie 2018 - 19%) din total creanțe comerciale.

Transelectrica SA desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009, „principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 martie 2019 o creștere determinată, în principal de creanțele corespunzătoare deciziilor ANRE emise în luna martie 2019 privind supracompensarea activității de cogenerare pentru anul 2018, în sumă de 8,79 mil lei și a bonusului necuvenit acordat în anul 2018, în sumă de 6,54 mil lei.

La data de 31 martie 2019, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 222,52 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 76,7 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;

- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;

- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;

- supracompensare pentru 2016 în suma de 56,68 mil lei, respectiv de la Electrocentrale București;

- bonus necuvenit pentru 2018 în sumă de 4,98 mil lei, respectiv de la Complexul energetic Oltenia – 3,02 mil lei, Electrocentrale București – 1,03 mil lei, Complexul energetic Hunedoara – 0,93 mil lei,

- supracompensare pentru 2018 în sumă de 8,79 mil lei, respectiv de la Electrocentrale București;

- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 21,20 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,88 mil lei, PetProd – 4,39 mil lei, Romenergy Industry – 2,68 mil lei. RAAN – 2,38 mil lei, UGM Energy – 1,81 mil lei, CET Govora – 0,90 mil lei, KDF Energy – 0,88 mil lei și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat integral creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2018 (în sumă de 8,79 mil lei - prin tranzacții bancare) și bonusului necuvenit pentru anul 2018 (în sumă de 6,54 mil lei, din care 3,95 mil lei prin compensare și 2,60 mil lei prin tranzacții bancare).

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 datorii 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 plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență.

**Alte creanțe** la data de 31 martie 2019, în sumă de 247,32 mil lei includ în principal debitori diverși (198,90 mil lei), cheltuieli înregistrate în avans (41,75 mil lei), alte creanțe imobilizate (4,55 mil lei) după cum urmează:

- debitori diverși (198,90 mil lei), din care:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență care, la data de 31 martie 2019, înregistrează poziție de creanță în sumă de 128,28 mil lei (31 decembrie 2018 poziție de datorie în sumă de 23,80 mil lei);

- penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 61,91 mil lei (din care suma de 26,01 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16,90 mil lei), CET Govora (9,61 mil lei), Eco Energy SRL (8,91 mil lei), Petprod SRL (8,89 mil lei), Total Electric Oltenia (3,29 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei), Also Energ (2,12 mil lei). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice (Arelco Power 0,99 mil lei și Enol

Grup 2,54 mil lei). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;

- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul filialei în sumă de 4.52 mil lei;

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 41,75 mil lei reprezentate în principal de contribuția datorată către ANRE pentru perioada aprilie-decembrie 2019 (26,59 mil lei) și care urmează a se suporta eșalonat pe cheltuielile de exploatare, de avansurile la contractele încheiate cu furnizorii de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic pentru perioadele viitoare (8,64 mil lei), de cotizațiile la organismele naționale și internaționale (3,46 mil lei) care urmează a se suporta eșalonat pe cheltuielile de exploatare ale anului 2019, de comisionul de garantare pentru creditul BEI;
- alte creanțe immobilizate în sumă de 4,6 mil lei, din care 4,2 mil lei reprezintă garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1). alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivului de investiții LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia).

## Datorii

**Datoriile pe termen lung** în sumă de de 628 mil lei la data de 31 martie 2019 au înregistrat o scădere de 5% în urma rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente și diminuării veniturilor în avans.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat o de asemenea o scădere de 43% (de la 1.199 mil lei la 31 decembrie 2018 la 681 mil lei la 31 martie 2019), în principal pe fondul diminuării datoriilor comerciale și alte datorii după cum urmează:

- La data de 31 martie 2019 comparativ cu 31 decembrie 2018, *datoriile aflate în sold pe piața de energie* sunt în sumă de 383,69 mil lei respectiv 780,29 mil lei fiind influențate în principal de:
  - scăderea soldului *datoriilor aferente activității operaționale* a fost determinată în principal de achitarea obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la 31 decembrie 2018;
  - scăderea soldului *datoriilor aferente pieței de echilibrare* a fost determinată de achitarea obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la 31 decembrie 2018 și de scăderea volumului tranzacțiilor pe piața de echilibrare din trimestrul I 2019 față de trimestrul IV 2018.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: Hidroelectrica, MAVIR, Electrocentrale

București, Complexul energetic Oltenia, OPCOM, Romgaz, Electrocentrale Galați, Complexul energetic Hunedoara, Veolia Energie Prahova, Ciga Energy. La 31 martie 2019, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 85%.

- creșterea *datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori* (producători) a fost determinată de emiterea deciziilor ANRE pentru achitarea bonusului neacordat (22,25 mil lei) și antesupracompensării (8,06 mil lei) pentru anul 2018.

La data de 31 martie 2019 se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 127,92 mil lei (Electrocentrale București – 65,77 mil lei, RAAN – 51,18 mil lei, CET Govora SA – 5,45 mil lei, Complexul energetic Oltenia – 3,02 mil lei, Complexul energetic Hunedoara – 0,93 mil lei și alții) reprezentând bonusul lunar de cogenerare, ante-supracompensarea pentru anii 2014, 2015 și 2018, bonusul neacordat pentru anii 2015, 2016 și 2018. Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de Electrocentrale București, RAAN, CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorii (producătorii) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

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.

- *Datoriile către furnizori de alte activități* sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, având sold la 31 martie 2018 în valoare de 53,40 mil lei față de 6,73 mil lei la 31 decembrie 2018.
- *Alte datorii* au scăzut semnificativ de la 159,95 mil lei la decembrie 2018 la 53,46 mil lei la 31 martie 2019, pe fondul plății dividendelor în prima parte a anului 2019 și scăderii clienților creditori (la 31 martie 2019 sunt în sumă de 24,61 mil față de 55,73 mil lei la decembrie 2018 și reprezintă în principal sume încasate în avans de la MAVIR și OPCOM în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismului de cuplare prin preț).

**Provizioanele** au înregistrat o descreștere de la 95,6 mil lei la 31 decembrie 2018 la 64,4 mil lei la 31 martie 2019, determinată în principal de de anularea provizionului în sumă de 31,18 mil lei constituit pentru litigiul cu ASITO KAPITAL SA referitor la dosarul nr. 35865/3/2018 (dosar vechi nr. 24552/3/2017), aflat pe rolul Tribunalului București, Secția a VI –a Civilă.

La termenul din 19.02.2019 după încheierea cercetării judecătorești și acordarea cuvântului părților pe excepții, probe și fondul cauzei, instanța a rămas în pronunțare, amânând pronunțarea de două ori până la termenul din 20.03.2019. După deliberare, Tribunalul București a pronunțat următoarea soluție pe scurt:

- Respinge capătul de cerere având ca obiect întoarcerea executării silite, ca inadmisibil.
- Respinge cererea de restituire a taxei de timbru aferentă capătului de cerere având ca obiect întoarcerea executării silite, ca neîntemeiată.
- Respinge cererea în anulare formulată de contestatoarea-debitoare ASITO KAPITAL S.A. împotriva Sentinței Civile nr. 4067/07.11.2017 pronunțate de Tribunalul București – Secția a VI-a civilă în dosarul nr. 24552/3/2017, în contradictoriu cu intimata - creditoare Compania Națională de Transport al Energiei Electrice TRANSELECTRICA S.A, ca nefondată. Definitivă. Pronunțată în ședință publică în data de 20.03.2019. Document: Hotărârea nr. 743/2019 /20.03.2019.

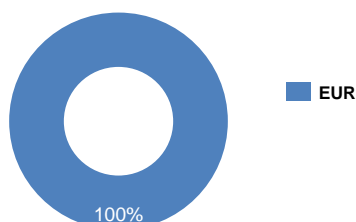
Prin Certificatul de grefă, emis la data de 18.04.2019 de Tribunalul București – Secția a VI-a civilă, se certifică Hotărârea nr. 743/2019 /20.03.2019.

#### Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 martie 2019 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2018 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

Toate împrumuturile pe termen lung, cu excepția contractelor BEI 25709 și BEI 25710, sunt purtătoare de dobândă variabilă și sunt constituite doar în monedă euro, atât la 31 decembrie 2018 cât și la 31 martie 2019.

#### Structura pe monedă



#### Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere de 1% determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 38 mil lei, realizat la data de 31 martie 2019 și de capitalizarea surplusului realizat din rezerve din reevaluare, în sumă de 11 mil lei.

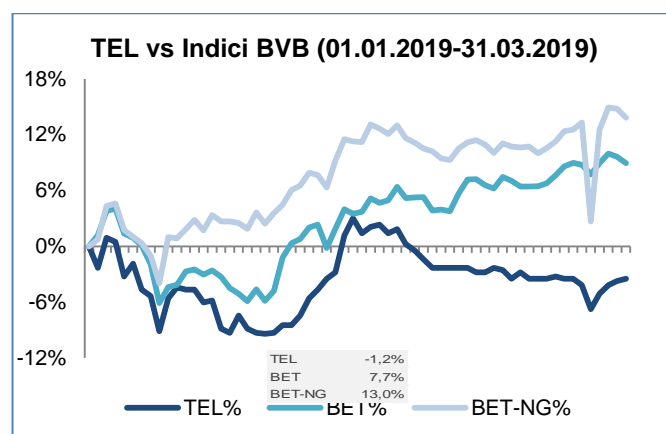
La 31 martie 2019, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de 1,36 mil lei, din care suma de 0,30 mil lei este aferentă dividendelor distribuite din soldul contului „Alte rezerve - Surse proprii de finanțare constituite din profit”, în baza Hotărârii AGA nr. 11/16.10.2017 și suma de 0,45 mil lei aferentă dividendelor distribuite din rezultatul reportat, în baza Hotărârii AGA nr. 15/14.12.2018.

Aceste sume se afla la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.

#### EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

(01-Ian-2019 la 31-Martie-2019)

Anul 2019 a debutat cu un preț de tranzacționare de 21 lei/acțiune. La finalul perioadei (31 martie 2018) capitalizarea bursieră a fost 1.521 mil lei, găsind acțiunea la un preț de 20,75 lei. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 31.01.2019, de 19,48 lei/acțiune, maximul de 22,15 lei/acțiune fiind atins în data de 14.02.2018.



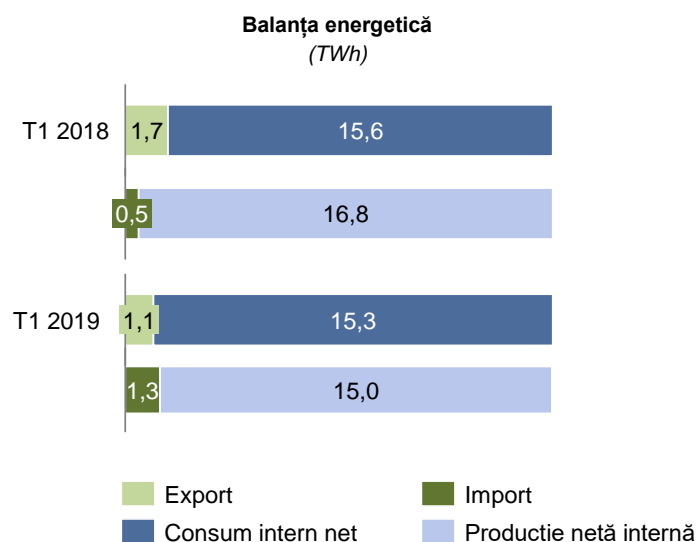


## Date operaționale

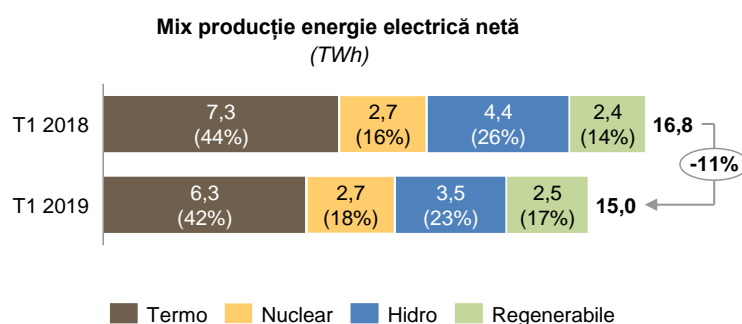
### BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – martie 2019 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net<sup>1</sup> a scăzut cu 2,1% iar producția netă de energie cu 10,5%.

Schimburile fizice transfrontaliere de export au scăzut cu 37,8% față de perioada similară din 2018, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat o creștere de 147,6%.



iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 17% și respectiv 18%.



### PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

În trimestrul I 2019, puterea instalată brută în centralele electrice a înregistrat o scădere de 1%, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018.

Puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a crescut cu aproximativ 0,2%, de la 4.535 MW instalați la 31 martie 2019, la 4.546 MW instalați la 31 martie 2018.

Dinamica puterii instalate aferente perioadei ianuarie – martie 2019 versus 2018, este redată în cele ce urmează:

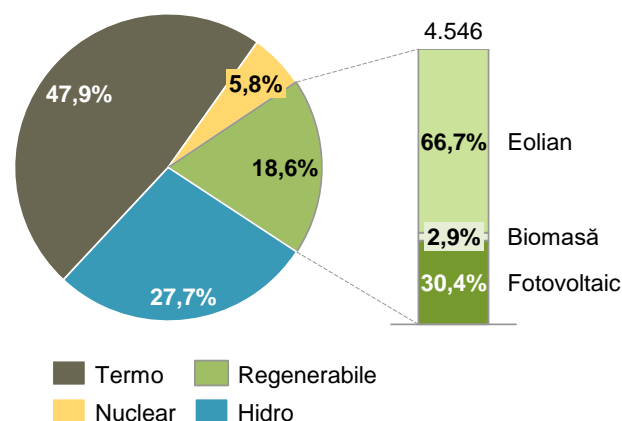
### MIX DE PRODUCȚIE

În structura mixului de producție, în perioada ianuarie – martie 2019 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018, s-a înregistrat o scădere a componentei termo de aproximativ 13,9%, și a componentei hidro cu 21,8%.

Aportul componentelor nuclear și regenerabile au cunoscut o creștere de 1% respectiv 7,6%.

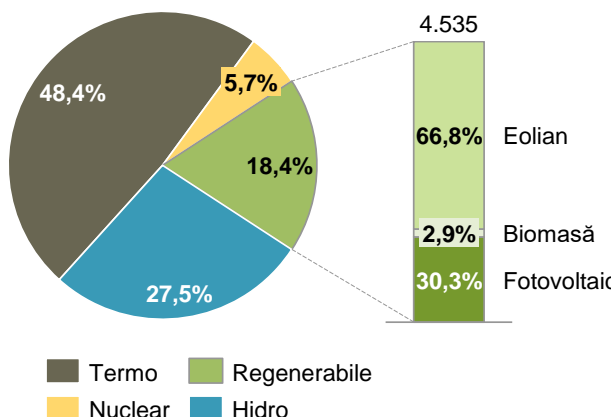
Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – martie 2019 se observă că cea mai mare pondere (42%) este reprezentată de componenta termo urmată de componenta hidro (23%),

Putere instalată 2019 (24.406 MW. valoare brută)

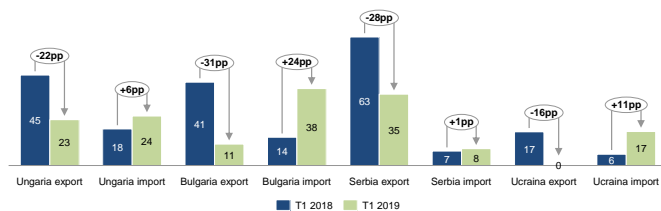


<sup>1</sup> valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție precum și consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj

Putere instalată 2018 (24.628 MW. valoare brută)

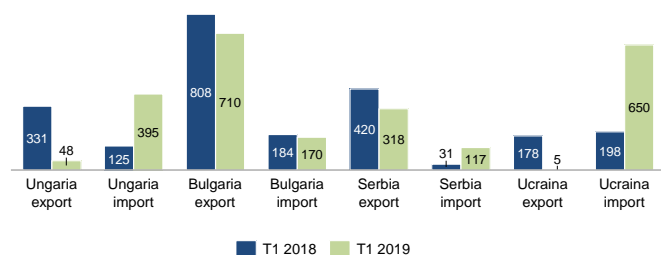


Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



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

Fluxuri fizice (GWh)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în trimestrul I 2019 față de aceeași perioadă din 2018 se prezintă astfel:

- a scăzut exportul pe toate granițele și a crescut semnificativ importul atât pe liniile de interconexiune situate în zonele deficitare în producție de energie electrică (pe granițele cu Ungaria și cu Ucraina), cât și pe linia de interconexiune situată în zona excedentare în producție de energie electrică, respectiv granița cu Serbia.

Concret, comparativ cu trimestrul I 2018, fluxurile fizice de export au scăzut cu Bulgaria (12,2% -98 GWh) Serbia (24,3% -102 GWh), Ungaria (85,4% -283 GWh), Ucraina (97,3% -173 GWh) concomitent cu creșterea semnificativă a fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Serbia (278% +86 GWh), Ungaria (216% +270 GWh), Ucraina (227% +451 GWh) în timp ce pe relația cu Bulgaria acestea au înregistrat scăderi (7,4% -14 GWh)

În intervalul ianuarie - martie 2019 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de interconexiune pentru export a scăzut față de aceeași perioadă a anului 2018 pe toate destinațiile.

*Gradul de utilizare a drepturilor totale de capacitate pe o graniță și direcție, reprezintă raportul exprimat procentual dintre energia aferentă schimburilor comerciale realizate (notificate) la nivelul unei luni și energia corespunzătoare drepturilor totale de capacitate.*

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu trimestrul I 2018, în trimestrul I 2019 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 23%, în timp ce CPT procentual a scăzut de la 2,83% la 2,35%.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în anul trimestrul I 2019, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

Factori scădere CPT fizic

**În luna ianuarie 2019** CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna ianuarie 2018 cu 6,75%, datorită fluxurilor fizice import/export favorabile care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,44% în 2018 la 2,31% în 2019. Energia intrată în contur a scăzut cu 1,64% în ianuarie 2019 (69,43 GWh) față de perioada similară din 2018, pe fondul reducerii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 13,74% (511,7 GWh), în condițiile creșterii importului cu 173,27% (433,94 GWh) și a energiei primite din RED cu 3,35% (8,34 GWh). Condițiile meteo au fost mai defavorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mare decât în anul anterior și contribuind la creșterea pierderilor prin efect corona.

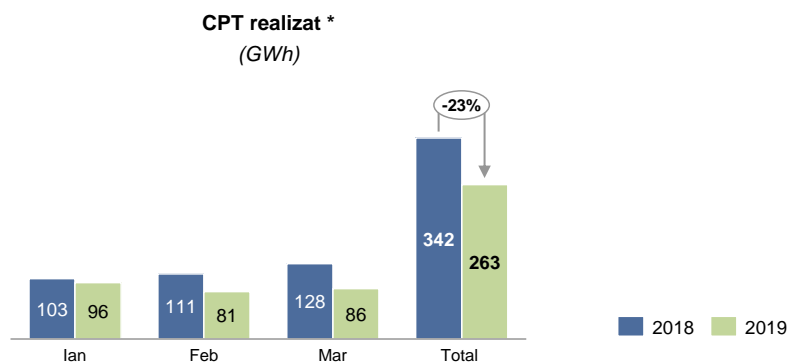
**În luna februarie 2019** CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna februarie 2018 cu 27,13%, ca urmare a fluxurilor fizice import/export avantajoase care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și datorită condițiilor meteo favorabile care au determinat reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,81% în 2018 la 2,34% în 2019. Energia intrată în



contur a scăzut cu 12,18% (480,4 GWh) în luna februarie 2019, față de perioada similară din anul 2018, pe fondul reducerii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 19,27% (687,93 GWh) și a energiei primite din RED cu 1,73% (4,8 GWh), în condițiile creșterii importului cu 220,92% (212,32 GWh).

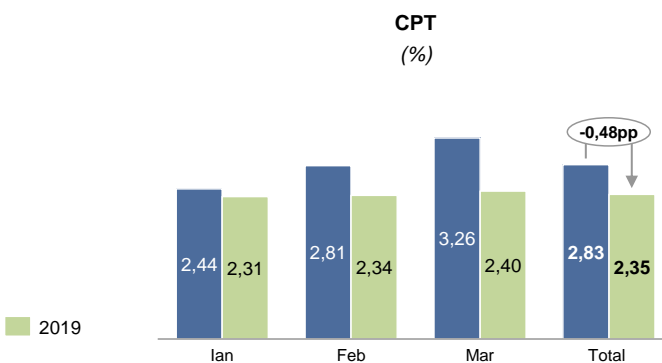
**În luna martie 2019** CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna martie 2018 cu cca. 32,9%, datorită fluxurilor fizice import/export avantajoase care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și datorită condițiilor meteo favorabile care au

determinat pierderi corona mici. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 3,26% în 2018 la 2,40% în 2019. Energia intrată în contur a scăzut cu 8,84% (347,42 GWh) în martie 2019, față de perioada similară din 2018, pe fondul reducerii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 12,76% (431 GWh) și a energiei primite din RED cu 15,23% (54,85 GWh), în condițiile creșterii importului cu 76,8% (146,8 GWh).



\* CPT realizat= CPT achiziționat - CPT vândut

**În concluzie**, în trimestrul I 2019 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 23,16 % comparativ cu perioada similară din anul 2018, în special datorită fluxurilor fizice import/export avantajoase care au condus la reducerea



transportului de energie la distanță față de surse și datorită condițiilor meteo favorabile care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,83% la 2,35%.



## Investiții

### MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în trimestrul I 2019 a fost de 1,47 mil lei (131,03 mil lei la T1 2018) în scădere cu 99%, respectiv 129,56 mil lei.

În trimestrul I 2019, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale sunt reprezentate în principal de constituirea activelor aferente obiectivelor de investiții, astfel:

- Înlocuire grup diesel nr. 1 și nr. 2 în Stația 400/110 kV Dârste – 0,47 mil lei;
- Realizarea condițiilor de coexistență între LEA 220kV Alba Iulia -Sugag și Alba-Iulia-Gâlceag cu drum interior – 0,26 mil lei;
- Lucrări de instalații apa în Stația 110/220 kV Suceava – 0,26 mil lei;
- Teleprotecție LEA 400 kV Arad (România) – Sandorfalva (Ungaria) – 0,20 mil lei;
- Înlocuire baterie acumulatori nr. 2 în Stația 220/110 kV Pitești Sud – 0,16 mil lei;
- Baterie de acumulatori OPzV2420 105 elemente Vetis – 0,07 mil lei.

### ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în trimestrul I 2019 sunt în sumă de 48,79 mil lei comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018 când achizițiile au fost în sumă de 42,07 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale și necorporale în curs de execuție la 31 martie 2019 este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,88 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești (H.CA nr. 5 / 19.05.2010) – 31,18 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina – 28,75 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 – 27,48 mil lei;

- Retehnologizare Stația 220/110 kV Turnu Severin Est – 23,77 mil lei;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor la Executiv -14,41 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu și racord în Gura Ialomiței – 12,83 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu – etapa 4 – 12,29 mil lei;
- Înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA - componenta software, componenta Hardware – 11,44 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 10,92 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 8,02 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 7,49 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 – 6,63 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 6,05 mil lei;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 6,02 mil lei;
- HVDC Link 400 kV (Cablu submarin România - Turcia) – 5,85 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220 kV Oțelărie Hunedoara – 5,18 mil lei;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României – 4,40 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 3,76 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Răureni – 3,29 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) – 3,22 mil lei;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidență informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3,20 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400kV Moldova – 3,05 mil lei;
- Modernizare Stația electrică 220/110/20 kV Arefu – 3 mil lei;

- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația 400/110 kV Gura Ialomiței – 2,89 mil lei;
- Modernizarea instalațiilor de 110kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 2.85 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2,80 mil lei;
- Modernizarea instalațiilor de 110kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 2,60 mil lei;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2,58 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE Dumești 99 MW și CEE Românești 30 MW, județul Iași, prin realizarea unei celule de linie 110 kV în Stația 220/110 kV FAI – 2,55 mil lei;
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEN - Clădire centru – 2,45 mil lei;
- Soluție de securitate pentru implementarea măsurilor de securitate a informațiilor clasificate – 2,02 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 1,92 mil lei;
- Modernizare sistem teleprotecții, telecomunicații în Stația Cernavodă – 1,72 mil lei;
- Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica" la Executiv – 1,63 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație de 400/220/110 kV Banca – 1,13 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între Stația 220/110/20 kV Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al ST Pitești (SF) – 1,11 mil lei;
- Despăgubiri pentru terenuri aferente LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 1,01 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 1,10 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 1,10 mil lei;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune Autostrada Brașov - Târgu Mureș - Cluj – Oradea, secțiunea 2A Ogra- Câmpia Turzii, lot 2 Iernut - Chetani, km 3 + 600 km 21 + 500 - LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud – 1,06 mil lei;
- Retehnologizare Stație 220/110 kV Craiova Nord – 0,92 mil lei.

## **ASPECTE CONTRACTUALE**

Cele mai importante contracte de investiții semnate în perioada ianuarie- martie 2019 sunt:

- Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecere la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Anina-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, etapa II: Stația 400 kvTimișoara – 87,73 mil lei,
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz – 54,79 mil lei,
- Achiziția a trei bobine de compensare de 100 MVAR, 400 kV pentru Stațiile 400 kV Arad, București Sud și Bradu – 13,49 mil lei.
- Montare TRAFU T3 - 400/110 kV, 250 MVA în stația 400/110 kV Sibiu Sud - echipament primar (TRAFU + celule 400/110 kV aferente) – 13,14 mil lei.



## Evenimente semnificative

### **EVENIMENTE IANUARIE - MARTIE 2019**

- **Acceptare mandat membru provizoriu directorat**

Domnul Adrian Savu, membru provizoriu al Directoratului, desemnat în data de 21 Decembrie 2018 de către Consiliul de Supraveghere, a semnat declarația de acceptare a mandatului în data de 03 Ianuarie 2019, numirea acestuia devenind efectivă la data semnării, conform declarației de acceptare a mandatului.

- **Hotărârea nr.1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 21 ianuarie 2019**

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor în ședința din data de 21 ianuarie 2019 aprobă numirea BDO AUDIT S.R.L. în calitate de auditor financiar al Companiei pentru o perioadă de trei ani.

- **Rezultate financiare preliminare pentru anul 2018**

În data de 15 februarie 2019 Compania a publicat rezultatele financiare anuale preliminare aferente anului 2018, raportare care a cuprins raportul preliminar cu privire la activitatea Companiei în perioada ianuarie-decembrie 2018 și situațiile financiare interimare separate preliminare neauditate la data de 31 decembrie 2018.

- **Comandament de iarnă al SEN**

Președintele Directoratului, domnul Marius Dănuț Carașol împreună cu membrii Directoratului, domnii Constantin Saragea și Adrian Savu au participat în data de 15 februarie 2018 la Comandamentul de iarnă al Sistemului Energetic Național la care au participat reprezentanți ai tuturor operatorilor din sectorul energetic.

- **Retehnologizare completă a Stației Electrice de Transformare 220/110 kV Craiova Nord**

Compania a demarat lucrările de retnologizare completă a Stației Electrice de Transformare 220/110 kV Craiova Nord, o investiție cu o valoare de 9,89 mil euro. Contractul a fost semnat în anul 2018 cu termen de finalizare anul 2020. Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Craiova Nord asigură alimentarea cu energie electrică a consumatorilor din Craiova, dar și a consumatorilor industriali din zonă.

Stația a fost pusă în funcțiune în anul 1974, aceasta fiind prima retnologizare completă.

- **Transelectrica continuă procesul de retnologizare a Stației electrice de transformare 400/220/110/20 kV Domnești**

Procesul este parte din amplul proces de întărire a rețelei de transport a energiei electrice din zona Bucureștiului. Valoarea totală a proiectului de retnologizare a Stației 400/110/20 kV Domnești, demarat în anul 2018, este 144.447.000 lei. Investiția urmează să fie finalizată în anul 2020.

Lucrările în Stația Domnești au început în luna iunie 2018, în prezent efectuându-se lucrări pentru realizarea Stației 400 KV GIS și pentru construirea clădirii de Comandă. Această etapă presupune trecerea de la echipamentul primar de exterior cu izolație în aer, la echipament primar de interior, amplasat în clădirea stației GIS 400 kV.

Stația Electrică 400/110/20kV Domnești este ultima care trece prin procesul de modernizare, fiind precedată de retnologizarea Stației electrice 400/220/110/10 kV București Sud (2006-2009; 2014-2015) și de modernizarea Stației Electrice 220/110/10 kV Fundeni (2006-2007). Stația de 110 kV Domnești a fost pusă în funcțiune în anul 1980, iar Stația de 400 kV a fost pusă în funcțiune în 1982.

- **Finalizare lucrări de reparații**

Sucursala de Transport Bacău a finalizat lucrările de reparație capitală pe porțiunea dintre stâlpii 192 și 253 ai Liniei Electrice Aeriene 220 kV Gutinaș-Munteni, un proiect în valoare de peste un milion de lei.

- **Hotărârile nr.4,5,6,7,8,9,10 și 11 ale Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 29 martie 2019**

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor în ședința din data de 29 martie 2019 numește pe

- Domnul Adrian MITROI
- Domnul Alin Sorin MITRICĂ
- Domnul Constantin DUMITRU
- Doamna Virginia Mihaela TOADER
- Doamna Mihaela CONSTANTINOVICI
- Domnul Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA
- Doamna Carmen Nina CRIȘU

în calitate de membri provizorii al Consiliului de Supraveghere ai Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA începând cu data de 30 martie 2019, cu o durată a mandatului de două luni. Aprobă stabilirea remunerației, stabilește forma contractului de mandat și se împuternicește reprezentantul Ministerului Economiei în vederea semnării contractelor de mandat ale membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere ai Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A.

## EVENIMENTE ULTERIOARE

### • **Desemnare membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere**

Potrivit Hotărârilor Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr. 4, 6, 7, 8, și 9 din data de 29 martie 2019, au fost desemnați cu o durată a mandatului de până la 30.05.2019, următorii membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere care au semnat declarația de acceptare a mandatelor în data de 01 aprilie 2019, respectiv: domnul Adrian MITROI, domnul Constantin DUMITRU, doamna Virginia Mihaela TOADER, doamna Mihaela CONSTANTINOVICI, domnul Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA. Numirea acestora devenind efectivă începând cu data de 1 aprilie 2019.

Numirea doamnei Carmen Nina CRIȘU și a domnului Alin Sorin MITRICĂ, potrivit HAGOA nr. 5 și 10 din data de 29 martie 2019 desemnați cu o durată de până la 30.05.2019, va deveni efectivă la data semnării în fața notarului public a declarației de acceptare a mandatelor de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA.

### • **Refuz acceptare mandat membru provizoriu Consiliul de Supraveghere**

Doamna Carmen Nina CRIȘU numită în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere, potrivit Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr. 10 din data de 29 martie 2019, a refuzat acceptarea mandatului din motive de incompatibilitate.

### • **Acceptare mandat membru provizoriu Consiliul de Supraveghere**

Domnul Alin Sorin MITRICĂ, numit în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere potrivit Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr. 5 din data de 29 martie 2019, a semnat declarația de acceptare a mandatului în data de 02 aprilie 2019, dată la care numirea acestuia devine efectivă.

### • **Numire Președinte Consiliu de Supraveghere și membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere**

Consiliul de Supraveghere în ședința din data de 08 aprilie 2019, prin Deciziile nr. 13/2019 și nr. 14/2019 a hotărât alegerea în funcția de Președinte al Consiliului de Supraveghere a domnului Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA și numirea în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere a domnului Florin – Radu CIOCĂNELEA cu un mandat care va expira la data de 29 mai 2019, dată la care expiră mandatele membrilor Consiliului de Supraveghere în funcție.

### • **Finantare europeana nerambursabila a proiectului de investiții - LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan**

Ministerul Fondurilor Europene a aprobat o finanțare europeană nerambursabilă de 31,019 milioane de euro pentru Proiectul „Linia Electrică Aeriană 400 kV Gutinaș-Smârdan”, în cadrul Programului Operațional Infrastructură Mare (POIM) 2014-2020. Valoarea totală a investiției este de 56,8 milioane de euro. Linia Electrică Aeriană 400 kV Gutinaș-Smârdan va avea o lungime de 140 de kilometri și va străbate 25 de localități din 3 județe (Bacău, Vrancea și Galați). Conform graficului de implementare a proiectului, investiția va fi demarată în acest an, cu termen de punere în funcțiune decembrie 2022.

### • **Aprobare componență Comitete consultative**

Consiliul de Supraveghere a desemnat prin Decizia nr. 15/2019 membrii comitetelor consultative din cadrul consiliului, astfel:

Comitetul de nominalizare și remunerare:

- Constantin DUMITRU - președinte
- Mihaela CONSTANTINOVICI - membru
- Adrian MITROI – membru
- Alin - Sorin MITRICĂ – membru
- Florin - Radu CIOCĂNELEA - membru

Comitetul de audit:

- Adrian MITROI - președinte
- Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA – membru
- Virginia Mihaela TOADER - membru
- Alin - Sorin MITRICĂ – membru

Comitetul de securitate energetică:

- Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA- președinte
- Virginia Mihaela TOADER - membru
- Constantin DUMITRU - membru
- Florin - Radu CIOCĂNELEA - membru.

### • **Prelungire mandate membri (provizorii) ai Directoratului**

În contextul ajungerii la termen în data de 20 aprilie 2019 a mandatelor actualilor membri ai Directoratului, Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 11 aprilie 2019 prelungirea mandatelor membrilor provizorii ai Directoratului:

- Marius - Dănuț CARAȘOL
- Claudia - Gina ANASTASE
- Andreea - Georgiana FLOREA
- Constantin SARAGEA
- Adrian SAVU

cu o durată de 2 luni, începând cu data de 21.04.2019 și până la data de 20.06.2019.

- **Contractare linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență**

La data de 04 aprilie 2019, Compania a încheiat contractul de credit nr. C733 cu Banca Transilvania 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 lei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0,50%. În data de 24.04.2019 a fost încheiat Actul Adițional nr.1 la contract prin care s-a suplimentat linia de credit cu 25 mil lei respectiv de la 150 mil lei la 175 mil lei.

- **Dețineri majore indirecte ale NN Group N.V**

NN Group N.V. a informat emitentul prin notificarea înregistrată în Companie sub nr. 17857/11.04.2019 că, urmare a tranzacției efectuate, procentul deținut în mod concertat, este de 5,12% din capitalul social al CNTEE Transelectrica SA.

- **Hotărârea nr.12 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 24 aprilie 2019**

În data de 24 aprilie 2019 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor aprobă rezultatele financiare anuale aferente anului 2018, auditate de către auditorul BDO Audit SRL.

- **Hotărârea nr.13 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor Companiei din 8 mai 2019**

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor în ședința din data de 8 mai 2019 aprobă participarea Companiei la majorarea capitalului social al Societății pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „Smart” - SA, filială a Companiei, cu un aport în numerar în valoare maximă de 24 mil lei, conform Notei nr. 16866/04.04.2019.



## Alte aspecte

### STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.03.2019 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni
Statul român	43.020.309
Dedeman SRL	4.503.567
Alți acționari - persoane juridice	20.240.667
Alți acționari - persoane fizice	5.538.599
<b>Total</b>	<b>73.303.142</b>

### COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Marius-Dănuț CARAȘOL	Președinte Directorat
Claudia-Gina ANASTASE	Membru Directorat
Andreea Georgiana FLOREA	Membru Directorat
Constantin SARAGEA	Membru Directorat
Adrian SAVU	Membru Directorat

### TARIFE

Tarifele aprobate de ANRE (Ordinul nr. 108/2018) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Index	Tarif	u.m	Valoare aprobată		Diferență %	Valoare aprobată		Diferență %
			Perioada de raportare			Perioada de raportare		
			1 ianuarie-31 decembrie 2017			1 ianuarie-31 decembrie 2018		
			1 ian-30 iunie	1 iulie-31 dec		1 ian-30 iunie	1 iulie-31 dec	
<b>A</b>	Transportul energiei electrice	lei/MWh	18,70	16,86	-9,8%	<b>16,86</b>	<b>18,13</b>	<b>+7,5%</b>
<b>B</b>	Serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	1,30	1,11	-14,6%	<b>1,11</b>	<b>1,11</b>	-
<b>C</b>	Serviciul tehnologic de sistem	lei/MWh	11,58	9,39	-18,9%	<b>12,06</b>	<b>10,44</b>	<b>-13,4%</b>
	Cantitate tarifată	TWh	52,0	54,0	-	<b>54,0/55,0<sup>2</sup></b>	<b>55,4</b>	-

În continuare sunt prezentați factorii care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor în cadrul ultimei revizuirii operate de către ANRE (tarife cu intrare în vigoare la 01.07.2018).

<sup>2</sup> Cantitatea de energie electrică utilizată la aprobarea tarifului de transport și a tarifului pentru serviciul funcțional de sistem a fost de 54,0 TWh (1 iulie 2017), iar cantitatea de energie electrică utilizată la aprobarea tarifului pentru serviciul tehnologic de sistem (1 ianuarie 2018) a fost de 27,5 TWh pentru semestrul I 2018 (55,0 TWh anualizat)

### Serviciul de transport al energiei electrice

Creșterea tarifului (+7,5%) este explicată, în principal, de doi factori:

1. Corecțiile ex-post - corecțiile aplicate pentru compensarea diferențelor între valorile prognozate utilizate în calculul tarifului în anii tarifari precedenți și valorile efective înregistrate (corecții finale pentru anul 1 iulie 2016 - 30 iunie 2017, corecții preliminare pentru anul 1 iulie 2017 - 30 iunie 2018) au fost negative însă mai mici în valoare absolută față de cele aplicate în tariful în vigoare. Contribuția corecțiilor ex-post la creșterea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de +6,5%;

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 de energie electrică peste nivelul prognozat de ANRE la proiectarea tarifului, (v) corecția parțială de investiții;

2. Inflația prognozată utilizată în calculul noului tarif aprobat a fost mai mare față de inflația prognozată utilizată în calculul tarifului aprobat pentru anul în curs (indicele inflației utilizat la calcularea noului tarif este superior indicelui inflației utilizat în calculul tarifului pentru anul tarifar în curs). Contribuția diferenței indicelui de inflație la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de +4,6%.

Pe lângă corecțiile pozitive au existat alți factori care au contribuit la stabilirea valorii tarifului aprobat cu intrare în vigoare la 01.07.2018 față de valoarea tarifului în vigoare până la 30.06.2018:

➤ Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 54,0 TWh la 55,4 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful în vigoare este în procent de -2,5%.

➤ Venitul anual de bază calculat ca sumă a costurilor reglementate anuale stabilite pe baza prognozei de costuri pe 5 ani aprobată de ANRE pentru perioada de reglementare 01.07.2014-30.06.2019, este ușor mai mare decât venitul anual de bază corespunzător anului tarifar în curs. Liniarizarea seriei de venituri anuale în cadrul perioadei de reglementare a condus la o redistribuire a veniturilor anuale în cadrul perioadei în condițiile menținerii valorii totale a venitului cumulată pe 5 ani, evoluția veniturilor de la un an la următorul aflându-se sub incidența unei pante negative de descreștere. Contribuția cumulată a celor două elemente prezentate în cadrul prezentului

paragraf la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de -1,0%.

### Serviciul funcțional de sistem

Menținerea tarifului a fost determinată de următoarele elemente de calcul individuale al cărora efect net cumulată a fost zero:

➤ Corecția ex-post negativă inclusă în noul tarif a fost mai mică în marime absolută față de corecția negativă aplicată în tariful anului precedent. Contribuția corecției ex-post la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de +6,0%;

➤ Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif aprobat este mai mică decât prognoza anuală de costuri inclusă în tariful anului în curs. Contribuția reducerii prognozei anuale de costuri la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de -3,4%;

➤ Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 54,0 TWh la 55,4 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de -2,5%.

### Serviciul tehnologic de sistem

Scăderea tarifului (-13,4%) a fost determinată de:

➤ Corecția ex-post negativă inclusă în noul tarif aprobat, stabilită conform metodologiei aplicabile pentru compensarea parțială (în proporție de 80%) a profitului acumulat până la 30.06.2017. Profitul obținut în perioada menționată a fost realizat în principal pe fondul reducerii semnificative a prețurilor unitare de achiziție prin licitație a serviciilor tehnologice de sistem față de prețurile unitare prognozate de ANRE și incluse anticipativ în calculul tarifelor aprobate. În scopul atenuării impactului asupra tarifului reglementat, la solicitarea Transelectrica, ANRE a stabilit un program de eşalonare a aplicării corecției pe doi ani tarifari, în 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 și 1 iulie 2018 – 30 iunie 2019, pe baza căruia în tariful nou aprobat a fost aplicată a doua tranșă a corecției aferente anului tarifar 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017 și partea rămasă nerealizată din prima tranșă. Contribuția corecției ex-post la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de -18,0%;

➤ Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif pentru achiziționarea serviciilor tehnologice de sistem în anul tarifar 1 iulie 2018 - 30 iunie 2019 este mai mare decât prognoza de costuri recunoscută în semestrul I 2018 (semestrul II al anului tarifar 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018). Creșterea prognozei de costuri a fost determinată de creșterea prețurilor de achiziție prin licitație a serviciilor tehnologice de sistem în



perioada tarifară în curs față de prețurile prognozate de ANRE. Contribuția creșterii prognozei anuale de costuri la creșterea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+5,4%**;

➤ Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 55,0 TWh la 55,4 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este în procent de **-0,7%**.

## LITIGII

Cele mai importante litigii cu impact asupra Compania sunt prezentate în cele ce urmează:

*Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegerii, toate sumele de la acest capitol sunt exprimate în lei/eur*

### ▪ RAAN

Pe rolul Tribunalului Mehedintzi – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. **3616/101/2014**, având ca obiect “pretenții în sumă de 1.090.831,70 lei, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013”, dosar în care Compania are calitatea de pârâtă, reclamantă fiind Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN.

Prin sentința civilă nr. 127 pronunțată la data de 10.10.2014, Tribunalul Mehedintzi a dispus admiterea cererii formulate de Reclamanta RAAN și obligarea Companiei la plata sumei de 109.0831.70 lei, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013.

Compania a formulat recurs prin care a solicitat Instanței ca, prin hotărârea ce o va pronunța, să dispună admiterea recursului așa cum a fost formulat, casarea deciziei și sentințelor atacate și trimiterea cauzei instanței competente teritorial în vederea judecării ei, constatarea întrunirii cerințelor art. 1616-1617 Cod Civil, motiv pentru care se solicită să se constate intervenirea compensației de drept a datoriilor reciproce și stingerea acestora până la concurența sumei celei mai mici dintre ele, în speță suma totală solicitată de reclamantă prin cererea de chemare în judecată, obligarea intimetei - reclamante la plata cheltuielilor făcute cu acest recurs.

Recursul a fost înregistrat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție care a decis casarea deciziei nr. 843/2015 și a trimis cauza spre rejudecare în recurs aceleiași instanțe, Curtea de Apel Craiova.

Prin decizia nr. 124/2017, Curtea de Apel Craiova a admis recursul declarat de către Transelectrica și a casat sentința nr. 127/2014 pronunțată de Tribunalul Mehedintzi, iar cauza a fost trimisă spre rejudecare la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă. Pe rolul Tribunalului București, cauza a fost înregistrată sub nr. 40444/3/2017, care prin sentința civilă nr.

4406/04.12.2017 a dispus admiterea cererii formulate de RAAN și a obligat Transelectrica la plata sumei de 1.090.831.70 lei. Sentința a fost atacată cu recurs. Termenul de judecată a fost stabilit pentru data de 13.12.2018.

În perioada 2014-2015. Compania a reținut la plată bonusul convenit RAAN pe schema de sprijin, în baza prevederilor din reglementările ANRE, respectiv art.17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr.116/2013.

În aceste condiții, RAAN a calculat penalități pentru neîncasarea la termen a bonusului de cogenerare convenit, în sumă de 3.496.914 lei, reținut de la plata de către Companie în contul creanțelor neîncasate. Suma de 3.496.914 lei a fost refuzată la plată de Companie și nu a fost înregistrată ca datorie în cadrul schemei de sprijin.

Obiectul dosarului cu numărul **9089/101/2013/a152** este o contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoarei RAAN, valoarea în litigiu fiind de 89.360.986 lei.

Transelectrica SA a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.264.777 lei, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, suma solicitată de Companie fiind însă în valoare de 89.360.986 lei. Nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096.209 lei, pe motiv că “aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN.” Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, tribunalul Mehedintzi încuviințând proba cu expertiza contabilă.

La termenul din 14.06.2018 se suspendă judecarea cauzei până la soluționarea dosarului nr. 3014/2/2014 aflat pe rolul ÎCCJ.

S-a stabilit termen judecată data de **06.06.2019**.

#### ▪ CURTEA DE CONTURI

Ca 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 respectivului 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**, care are drept obiect "anulare acte de control" – Încheiere nr.7/20.02.2014 emisă de Curtea de Conturi.

La data de 13.06.2018 se admite în parte acțiunea reclamantei. Anulează în parte încheierea nr. 7/20.02.2014, decizia nr. 37/9.12.2013 și raportul de control nr. 35521/6.11.2012 emise de părâtă în ceea ce privește măsurile dispuse prin decizia mai sus indicată la pct. I.1, I.3, I.6, I.8, I.11, II.14, II.15, II.17, II.18, II.20, II.21, II.22 și parțial măsura de la pct. II.13 în sensul înlăturării sintagmei „inclusiv pentru cele constatate în cazul facturilor emise de FLOREA ADMINISTRARE IMOBILIARĂ SRL”. Respinge în rest, acțiunea reclamantei ca neîntemeiată. Omologhează raportul de expertiză tehnică electroenergetică întocmit în cauză de expert Toaxen Vasile. Obligă părâta să plătească reclamantei suma de 121.375 lei cheltuieli de judecată (parțial onorarii de expert și taxă judiciară de timbru). Document hotărâre 2771/2018 13.06.2018.

Document: Hotărâre 2771/2018. La 13.06.2018 Transelectrica a declarat recurs, care a fost respins de ICCJ ca nefondat.

Urmare a unui control desfășurat în anul 2017, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. CNTEE Transelectrica SA a formulat un numar de 8 contestații împotriva măsurilor dispuse de către Curtea de Conturi a României (CCR) prin Decizia nr. 8/27.06.2017, solicitând anularea acestora, precum și a Încheierii nr. 77/03.08.2017, înregistrată la registratura Societății sub nr. 29117/08.08.2017, respectiv a Raportului de control nr.19211/26.05.2017.

Contestațiile sunt în curs de soluționare pe rolul Curții de Apel București și al Înaltei Curți de Casație și Justiție.

#### ▪ 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 ( $\beta$ ) 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 ( $RRR^1$ ) de către ANRE conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/ 2013 ("Metodologie"), au determinat o valoare a RRR de 7,7%.

La termenul din data de 27.03.2018 onorariul de expert pus în sarcina reclamantei a fost achitat și se va dispune revenirea cu adresă către expert pentru a efectua și depune la dosar raportul de expertiză încuviințat.

La termenul din data de 25.09.2018 se va reveni cu adresă către expert, în vederea efectuării și depunerii la dosar a raportului de expertiză, cu mențiunea de a face dovada imposibilității depunerii raportului de expertiză până la termenul de judecată, sens în care va dispune amânarea cauzei.

La termenul de judecată din data de 22.01.2019 instanța încuviințează în principiu cererea de intervenție accesorie în interesul părâtei (ANRE), formulată de intervenienta ALRO SA, cu cale de atac odată cu fondul. Cauza se amână până la următorul termen stabilit pentru data de 14.05.2019

Litigiul nu a afectat relația cu ANRE și nici rezultatele financiare ale Companiei.

<sup>1</sup> 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:  $RRR = WACC = CCP/(1 - T) + CCI \times Ki$

- **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), reprezentând suma 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 la care se adaugă cheltuieli de judecată în sumă de 37.828 lei.

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 profesioniștii.

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 asemenea, instanța obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 37.828 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 pe scurt: 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 16.129 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. Document: Hotărâre 1517/2016 din 10.10.2016.

OPCOM S.A a declarat recurs, care a fost înregistrat la Înalta Curte de Casație și Justiție.

Termen de judecată la ICCJ: 13.03.2018. Soluția ICCJ pe scurt: Admite recursul declarat de recurentul-reclamant Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. împotriva deciziei nr. 1517/10.10.2016, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Casează decizia atacată și trimite cauza, spre o nouă judecată, instanței de apel. Definitivă.

La termenul de judecată din data de 01.10.2018, Curtea de Apel București a dispus respingerea apelului ca nefondat și obligarea apelantei pârâte la plata către intimatul reclamant a sumei de 26.070,31 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

În data de 27.11.2018 CNTEE Transelectrica SA a declarat recurs.

Compania a înregistrat în anul 2014 un provizion în sumă de 2.670.029 lei pentru litigiul cu Filiala OPCOM SA.

- **CONAID COMPANY SRL**

În anul 2013, Conaid Company SRL a dat în judecată CNTEE Transelectrica pentru refuzul nejustificat al acesteia de a semna un act adițional la contractul de racordare sau un nou contract de racordare și a solicitat despăgubiri pentru cheltuielile suportate până la acel moment în sumă de 17.419.508 lei și profiturile nerealizate pe perioada 2013-2033 în sumă de 722.756.000 EUR. Până în acest moment, Compania nu a încheiat un act adițional la contractul de racordare întrucât condițiile suspensive incluse în contract nu au fost îndeplinite de către Conaid Company SRL. Un contract nou de racordare ar fi trebuit încheiat până la data de 11 martie 2014, dată la care avizul tehnic de racordare a expirat. La data acestor situații financiare sumele pretinse de Conaid Company SRL au fost considerate drept datorii contingente întrucât este improbabil ca pentru decontarea acestei obligații vor fi necesare ieșiri de resurse încorporând beneficii economice, iar valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil. Dosarul nr. 5302/2/2013 s-a aflat pe rolul Înaltei Curții de Casație și Justiție. Secția Contencios Administrativ și Fiscal, având ca obiect obligare emitere act administrativ, stadiul procesual – recurs, termenul de judecată fiind 09.12.2015. La acest termen, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis, în principiu, recursurile și a fixat termen de judecată, pe fond, a recursurilor la data de 08 aprilie 2016. Complet 4, cu citarea părților.

Judecarea cauzei a fost amânată pentru data de 17.06.2016, când instanța a rămas în pronunțare, amânând pronunțarea la data de 29.06.2016, când a pronunțat Decizia nr. 2148/2016, prin care a dispus următoarele: “Respinge excepțiile invocate de recurenta-reclamantă Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Admite recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 18 februarie 2014 și a sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Casează încheierea atacată și sentința în parte și trimite cauza la Tribunalul București – Secția a VI-a civilă spre soluționare a acțiunii reclamantei în contradictoriu cu Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Menține celelalte dispoziții ale sentinței în ceea ce privește acțiunea reclamantei împotriva Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Respinge recursurile declarate de reclamanta Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de intervenienta Duro Felguera S.A. împotriva sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 25 martie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Definitivă. Pronunțată. în ședință publică. în data de 29 iunie 2016.

Pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a Civilă, cauza a fost înregistrată sub nr. 12107/3/2017. Prin sentința civilă nr. 4364/23.11.2017, Tribunalul admite excepția de inadmisibilitate și respinge ca inadmisibilă cererea. De asemenea, respinge cererea de intervenție în interesul reclamantei. Cu apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Apelul a fost depus la Tribunalul București Secția a VI a Civilă și la dispoziția părților prin intermediul grefei, în data de 23.11.2017.

La data prezentului raport nu a fost înregistrată cerere de apel formulată de reclamantă.

La data de 02.11.2018, pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a civilă – a fost înregistrată o nouă cerere de chemare în judecată formulată de Conaid Company SRL, în dosarul nr. 36755/3/2018, prin care reclamanta a solicitat instanței să dispună obligarea Transelectrica SA la „repararea prejudiciului cauzat reclamantei, ca urmare a neexecutării culpabile a

obligațiilor de către pârâtă, în cuantum de 17.216.093,43 lei, constând în paguba efectiv suferită și beneficiul nerealizat, estimat provizoriu la 100.000 euro. Având în vedere refuzul nejustificat al Transelectrica SA de a încheia și semna un act adițional la Contractul nr.C154/27.04.2012, și în situația în care instanța va considera că, din punct de vedere formal, nu poate fi considerată îndeplinită de către reclamantă obligația vizând condițiile suspensive, aceasta neexecutare se datorează culpei exclusive a Transelectrica SA, pârâta împiedicând îndeplinirea condițiilor”.

Termen de judecată: 11.06.2019.

#### ▪ **FF WIND ENERGY INTERNAȚIONAL SRL**

Dosarul nr. 47332/3/2017 aflat pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă, prin care Societatea FF Wind Energy Internațional SRL solicită în contradictoriu cu CNTEE Transelectrica SA anularea declarației unilaterale de reziliere a contractului de racordare la RET nr. 85/14.03.2011 emisă la data de 02.03.2016 sub numărul 8295, și obligarea Companiei la plata sumei de 32.777.167.35 lei, prejudiciu ca urmare a rezilierii contractului și la plata sumei de 45.000.000 euro, reprezentând cuantumul devalorizării Societății FF Wind Energy Internațional SRL prin împiedicarea realizării scopului acesteia.

La termenul de judecată din 28.12.2018 instanța respinge cererea de chemare în judecată, astfel cum a fost precizată, ca neîntemeiată. La act că pârâta nu a solicitat cheltuieli de judecată, cu drept de apel în 30 de zile de la comunicare. Conform art. 425 alin. 3 și art. 471 alin. 1 din Codul de procedură civilă, apelul și motivele de apel se depun la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă.

Document: Hotărâre 3891/2018 din 28.12.2018.

Societatea FF Wind Energy Internațional SRL a declarat apel.

#### ▪ **ANAF**

La sediul Transelectrica SA a fost desfășurată inspecția fiscală generală, care a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010. Inspecția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției finale cu Transelectrica SA.

ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, respectiv impozit pe profit și TVA, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de

energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale.

Potrivit Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 în sumă totală de 99.013.399 lei, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35.105.092 lei, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.307 lei.

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF consemnează următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.726.800 lei, precum și accesorii, datorate pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă (acestea au fost distruse în incendiul izbucnit în noaptea de 26-27 iunie 2009, la punctul de lucru din clădirea Millenium Business Center din str. Armand Călinescu nr. 2-4, sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

Aceste facturi au făcut obiectul unui litigiu cu ANAF care a emis un raport de inspecție fiscală în data de 20 septembrie 2011 prin care a fost estimată TVA colectată pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

Compania a contestat în termenul legal, conform OG nr.92/2003 privind Codul de procedură fiscală, Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

ANAF a emis titlul executoriu nr. 13540/22.08.2017 în baza căruia au fost executate obligațiile suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. 7141/2/2017. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre 478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătoriei Sector 1 a fost înregistrat dosarul nr. 8993/299/2018, prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Ulterior contestării de către Companie a actului administrativ fiscal Decizia nr.F-MC 439/30.06.2017, ANAF a comunicat Companiei Decizia nr. 122/13.03.2018 prin care respinge ca nemotivată contestația formulată de CNTEE Transelectrica SA, decizia fiind primită la data de 16.03.2018, ulterior depunerii cererii de chemare în judecată care face obiectul dosarului nr.1802/2/2018.

Soluția pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică - Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

La termenul de judecată din 06.11.2018 a fost admisă administrarea probei cu expertiza în specializarea contabilitate - fiscalitate. Termen nou de judecată: 14.05.2019.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia.



## Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	T1 2019	2018	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
<b>ACTIVE</b>				
<b>Active imobilizate</b>				
Imobilizări corporale	2.952	2.988	(36)	(1%)
Imobilizări necorporale	35	23	12	53%
Imobilizări financiare	80	80	(0)	(0%)
<b>Total active imobilizate</b>	<b>3.067</b>	<b>3.091</b>	<b>(24)</b>	<b>(1%)</b>
<b>Active circulante</b>				
Stocuri	35	35	0	0%
Creanțe	876	1.064	(187)	(18%)
Numerar și echivalente	178	482	(305)	(63%)
<b>Total active circulante</b>	<b>1.089</b>	<b>1.581</b>	<b>(492)</b>	<b>(31%)</b>
<b>Total active</b>	<b>4.156</b>	<b>4.672</b>	<b>(516)</b>	<b>(11%)</b>
<b>CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII</b>				
<b>Capitaluri proprii</b>				
Capital social ,din care	733	733	0	0%
<i>Capital social subscris</i>	733	733	0	0%
Primă de emisiune	50	50	0	0%
Rezerve legale	124	124	(0)	(0%)
Rezerve din reevaluare	511	523	(11)	(2%)
Alte rezerve	67	67	0	0%
Rezultat reportat	1.362	1.313	49	4%
<b>Total capitaluri proprii</b>	<b>2.847</b>	<b>2.809</b>	<b>38</b>	<b>1%</b>
<b>Datorii pe termen lung</b>				
Venituri în avans pe termen lung	381	411	(30)	(7%)
Împrumuturi pe termen lung	140	144	(4)	(3%)
Datorii privind impozitele amânate	55	56	(1)	(2%)
Obligații privind beneficiile angajaților	52	52	0	0%
<b>Total datorii pe termen lung</b>	<b>628</b>	<b>664</b>	<b>(35)</b>	<b>(5%)</b>
<b>Datorii curente</b>				
Datorii comerciale și alte datorii	540	1.021	(481)	(47%)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	8	10	(2)	(21%)
Împrumuturi pe termen scurt	28	53	(26)	(48%)
Provizioane	64	96	(31)	(33%)
Venituri în avans pe termen scurt	41	19	21	110%
Impozit pe profit de plată	0,4	0,2	0,2	72%
<b>Total datorii curente</b>	<b>681</b>	<b>1.199</b>	<b>(519)</b>	<b>(43%)</b>
<b>Total datorii</b>	<b>1.309</b>	<b>1.863</b>	<b>(554)</b>	<b>(30%)</b>
<b>Total capitaluri proprii și datorii</b>	<b>4.156</b>	<b>4.672</b>	<b>(516)</b>	<b>(11%)</b>

**ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere**

[mil RON]									
Indicator	2018	2017	T1 2019	T1 2018	Bugetat T1 2019	Realizat 2019 vs 2018	Realizat 2019 vs 2018 (%)	Realizat vs Bugetat 2019	Realizat vs Bugetat 2019 (%)
0	1	2	3	4	5	6=3-4	7=3/4	8=3-5	9=3/5
<b>Venituri din exploatare</b>									
Venituri din serviciile de transport	1.070	1.055	290	272	294	18	7%	(4)	(1%)
Venituri din serviciile de sistem	702	651	173	202	174	(29)	(14%)	(1)	(1%)
Venituri din piața de echilibrare	904	1305	175	200	239	(25)	(13%)	(64)	(27%)
Alte venituri	46	50	11	11	12	0	0%	(1)	(8%)
<b>Total venituri din exploatare</b>	<b>2.722</b>	<b>3.060</b>	<b>649</b>	<b>685</b>	<b>719</b>	<b>(36)</b>	<b>(5%)</b>	<b>(70)</b>	<b>(10%)</b>
<b>Cheltuieli din exploatare</b>									
Cheltuieli privind operarea sistemului	309	258	101	87	103	14	16%	(2)	(2%)
Cheltuieli cu piața de echilibrare	904	1305	175	200	239	(25)	(13%)	(64)	(27%)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	678	661	185	158	159	27	17%	26	16%
Amortizare	298	312	72	75	79	(3)	(4%)	(7)	(9%)
Cheltuieli cu personalul	189	179	48	43	49	5	12%	(1)	(2%)
Reparații și mentenanță	91	85	20	13	18	7	54%	2	11%
Materiale și consumabile	12	8	2	2	2	0	0%	0	0%
Alte cheltuieli din exploatare	141	185	3	25	42	(22)	(88%)	(39)	(93%)
<b>Total cheltuieli din exploatare</b>	<b>2.620</b>	<b>2.992</b>	<b>606</b>	<b>603</b>	<b>691</b>	<b>3</b>	<b>0%</b>	<b>(85)</b>	<b>(12%)</b>
<b>Profit din exploatare</b>	<b>101</b>	<b>68</b>	<b>43</b>	<b>82</b>	<b>28</b>	<b>(39)</b>	<b>(48%)</b>	<b>15</b>	<b>54%</b>
Venituri financiare	17	19	3	2	3	1	50%	0	0%
Cheltuieli financiare	25	40	7	6	8	1	17%	(1)	(13%)
<b>Rezultat financiar net</b>	<b>(8)</b>	<b>(21)</b>	<b>(4)</b>	<b>(4)</b>	<b>(5)</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>1</b>	<b>20%</b>
<b>Profit înainte de impozitul pe profit</b>	<b>93</b>	<b>47</b>	<b>39</b>	<b>78</b>	<b>23</b>	<b>(39)</b>	<b>(50%)</b>	<b>16</b>	<b>70%</b>
Impozit pe profit	12	19	1	10	3	(9)	(90%)	(2)	(67%)
<b>Profitul exercițiului</b>	<b>81</b>	<b>28</b>	<b>38</b>	<b>68</b>	<b>20</b>	<b>(30)</b>	<b>(44%)</b>	<b>18</b>	<b>90%</b>



**ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie**

[Mil RON]	T1 2019	T1 2018	Δ	2018 vs 2017 (%)
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare</b>				
Profitul perioadei	38,0	68,2	(30)	(44%)
<b>Ajustari pentru:</b>				
Cheltuiala cu impozitul pe profit	1,4	9,8	(8)	(85%)
Cheltuieli cu amortizarea	70,2	75,5	(5)	(7%)
Cheltuieli cu ajustarile pentru deprecierea creantelor comerciale	2,9	2,0	1	47%
Reversarea ajustarilor pentru deprecierea creantelor comerciale	(1,8)	(1,5)	(0)	(18%)
Venituri nete cu ajustarile pentru deprecierea debitorilor diversi	(1,0)	(0,2)	(1)	n/a
Venituri nete cu ajustarile pentru deprecierea stocurilor	(0,2)	(0,1)	(0)	n/a
Profit/Pierdere neta din vanzarea de imobilizari corporale	0,0	0,1	(0)	n/a
Cheltuieli nete cu ajustarile de valoare privind imobilizarile corporale	1,1	0,5	1	95%
Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri si cheltuieli	(31,2)	(0,0)	(31)	(n/a)
Cheltuieli cu dobanzile, veniturile din dobanzi, cheltuieli si venituri nerealizate din diferente de curs valutar	4,4	3,7	1	21%
<b>Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant</b>	<b>83,9</b>	<b>158,0</b>	<b>(74)</b>	<b>(47%)</b>
<b>Modificări în:</b>				
Clientsi conturi asimilate - energie si alte activitati	(78,7)	(26,1)	(53)	n/a
Clients - echilibrare	289,3	57,7	232	n/a
Clients - cogenerare	(23,4)	(135,2)	112	83%
Stocuri	(0,2)	(2,6)	2	94%
Datorii comerciale si alte datorii - energie si alte activitati	(74,9)	18,2	(93)	n/a
Datorii - echilibrare	(341,6)	(75,9)	(266)	n/a
Datorii - cogenerare	3,2	12,1	(9)	(73%)
Alte impozite si obligatii pentru asigurari sociale	(2,1)	(0,1)	(2)	n/a
Venituri in avans	(8,4)	(11,4)	3	27%
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare</b>	<b>(152,7)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(147)</b>	<b>n/a</b>
Dobanzi platite	(1,8)	(2,5)	1	28%
Impozit pe profit platit	(2,4)	0,0	(2)	n/a
<b>Numerar net generat din activitatea de exploatare</b>	<b>(156,9)</b>	<b>(7,7)</b>	<b>(149)</b>	<b>n/a</b>
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de investitii</b>				
Achizitii de imobilizari corporale si necorporale	(48,8)	(42,1)	(7)	(16%)
Dobanzi incasate	1,2	1,1	0	12%
<b>Numerar net utilizat în activitatea de investiții</b>	<b>(47,6)</b>	<b>(41,0)</b>	<b>(7)</b>	<b>(16%)</b>
<b>Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare</b>				
Rambursari ale imprumuturilor pe termen lung	(33,8)	(49,8)	16	32%
Utilizare linie de credit cogenerare	0,0	76,9	(77)	n/a
Dividende platite	(66,3)	(0,1)	(66)	n/a
<b>Numerar net utilizat în activitatea de finanțare</b>	<b>(100,1)</b>	<b>27,0</b>	<b>(127)</b>	<b>n/a</b>
<b>Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar</b>	<b>(304,6)</b>	<b>(21,7)</b>	<b>(283)</b>	<b>n/a</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie</b>	<b>482,2</b>	<b>520,7</b>	<b>(39)</b>	<b>(7%)</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei</b>	<b>177,6</b>	<b>499,0</b>	<b>(321)</b>	<b>(64%)</b>

**ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare**

Indicatori	Formula de calcul	T1 2019	2018
<b>Indicatorul lichidității curente (x)</b>	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,60	1,32
<b>Indicatorii gradului de îndatorare (x):</b>			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	5,9%	7,0%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	5,5%	6,6%
<b>Viteza de rotație clienți (zile)</b>	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	85,55	90,96
<b>Viteza de rotație active immobilizate (x)</b>	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active immobilizate}}$	0,21	0,87

\*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 5 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul IV/ 2018 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)**

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durata	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	BA 729/2018	Servicii specializate de pază și intervenție la obiectivele ST Bacău	36 luni	7.624	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 398/2018	Combustibil auto pentru parcul auto și grupurile diesel aparținând CNTEE Transelectrica SA	24 luni	6.984	0,00	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 468/2018	Servicii de mentenanță platformă piața de echilibrare DAMAS	36 luni	0,00	819	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
4	C 05/2009 AA6	Act adițional nr.6 la contractul 05/2009 "Servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor"	12 luni	0,00	653	Servicii	Legea 114/2011	Negociere fără invitație prealabilă
5	C 370/2018	Autovehicule pentru reîntregirea parcului auto al Companiei	3 luni	2.744	0,00	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
6	BC 560/2018	Servicii de pază și intervenție pentru ST București	5 luni	1.777	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură proprie
7	SB 39/2018	Servicii de curățenie și igienizare în locațiile ST Sibiu	36 luni	851	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
8	CT 724/2018	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție la obiectivele ST Constanța, pentru o perioadă de 4 luni	4 luni	791	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
9	BA 724/2018	Servicii specializate de pază și intervenție pentru obiectivele ST Bacău	3 luni	597	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
10	BC 569/2018	Servicii de cosire, tăiere arboret și îndepărtare a vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea ST București	36 luni	582	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

## Anexa 6 – 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
„ENTSOE”	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
„RS”	Reglaj secundar
„RTL”	Reglaj terțiar lent
„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

