

CNTEE TRANSELECTRICA

Raportul trimestrial
Ianuarie – Martie 2022

	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	17
	Investiții	21
	Evenimente semnificative	24
	Alte aspecte	28
	Anexe	40

RAPORT 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 2022

Data raportului:	13 mai 2022
Denumirea societății comerciale:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
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 ONRC:	13328043
Număr de ordine în RC:	J40/ 8060/ 2000
Cod LEI (Legal Entity Identifier)	2549000LXOUQC90M036
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
Valoarea de piață:	1.466.062.840 lei (20,00 lei/acțiune la 31.03.2022)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare trimestriale întocmite la data de 31.03.2022 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2021 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022 au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 31 - "Raportarea Financiară Interimară" și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și 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, 6 mai 2022

**Gabriel
ANDRONACHE**

**Președinte
Directorat**

**Ștefăniță
MUNTEANU**

**Membru
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Bogdan
TONCESCU**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie T1 2022 vs T1 2021

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

1.231	mil lei	▲	69%	Venituri
			y/y	
75	mil lei	▼	-53%	EBITDA
			y/y	
8	mil lei	▼	-90%	Rezultat net
			y/y	
14,35	TWh	▼	-4%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,28%	*	▼	- 0,53	pp	CPT
			y/y		
11,30	TWh	▼	-1%		Energie transportată***
			y/y		

91 mil lei ▼ -18% Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
y/y

23,74 mil lei ▼ -48% Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
y/y

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, totalurile obținute prin însumarea elementelor componente și procente calculate.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 31 martie 2022 este prezentată în tabelele de mai jos. Rezultatele financiare la T1 2022 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 2022	T1 2021	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	14,35	14,93	(0,58)	(4%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	431	333	98	30%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	419	323	96	30%
Tarif reglementat	343	306	37	12%
Alte venituri din piața de energie	7	7	(0)	n/a
Interconexiune	70	10	59	n/a
Alte venituri	13	10	2	23%
Costuri operaționale	377	211	165	78%
Cheltuieli privind operarea sistemului	274	109	165	152%
Reparații și mentenanță	18	15	3	19%
Cheltuieli cu personalul	61	49	12	24%
Alte costuri	24	38	(14)	(37%)
EBITDA	55	122	(67)	(55%)
Amortizare	63	64	(1)	(2%)
EBIT	(8)	58	(66)	n/a
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	799	393	406	103%
V.Servicii de sistem tehnologic	134	173	(39)	(23%)
V.Piața de echilibrare	665	220	445	202%
Costuri operaționale	778	355	423	119%
C.Servicii de sistem tehnologice	121	143	(22)	(15%)
C.Piața de echilibrare	657	212	445	210%
EBIT	21	38	(17)	(46%)
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.231	726	504	69%
Costuri operaționale	1.155	567	589	104%
EBITDA	75	160	(84)	(53%)
Amortizare	63	64	(1)	(2%)
EBIT	13	96	(83)	(87%)
Rezultat financiar	(2)	(1)	(1)	n/a
EBT	11	94	(84)	(89%)
Impozit pe profit	3	12	(10)	(80%)
Profit net	8	82	(74)	(90%)

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	T1 2022	2021	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.822	3.815	8	0%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	28	30	(2)	(7%)
Imobilizări necorporale	7	7	0	1%
Imobilizări financiare	82	82	0	0%
Total active imobilizate	3.939	3.933	6	0%
Active circulante				
Stocuri	42	40	2	4%
Creanțe	3.443	2.996	448	15%
Impozit pe profit de recuperat	18	21	(3)	(15%)
Numerar și echivalente	90	252	(162)	(64%)
Total active circulante	3.593	3.309	284	9%
Total active	7.532	7.242	290	4%
Capitaluri proprii	3.366	3.355	11	0%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	447	443	4	1%
Împrumuturi pe termen lung	73	79	(6)	(8%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	21	23	(2)	(9%)
Alte datorii pe termen lung	177	177	(1)	(0%)
Total datorii pe termen lung	718	723	(5)	(1%)
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.142	3.034	108	4%
Împrumuturi pe termen scurt	216	25	191	n/a
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	8	0	1%
Alte datorii pe termen scurt	82	98	(16)	(16%)
Total datorii curente	3.447	3.164	283	9%
Total datorii	4.166	3.887	278	7%
Capitaluri proprii și datorii	7.532	7.242	290	4%

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	T1 2022	T1 2021	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	62	145	(82)	(57%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	(251)	(30)	(221)	n/a
Numerar net generat din activitatea de exploatare	(253)	(34)	(220)	(n/a)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(91)	(111)	20	18%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	182	(8)	191	n/a
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(162)	(153)	(9)	(6%)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	252	554	(302)	(54%)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	90	401	(311)	(78%)

REZULTATE OPERAȚIONALE

Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie–martie 2022, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (14,35 TWh) a înregistrat o scădere de 4% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2021 (diferența între cele două perioade fiind de -0,6 TWh).

Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în intervalul ianuarie-martie 2022 au înregistrat o creștere în procent de 69% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (1.231 mil lei în T1 2022 față de 726 mil lei în T1 2021), determinată în principal de majorarea tarifului mediu de transport în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cât și de creșterea semnificativă a veniturilor realizate pe piața de echilibrare.

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere de 30% a veniturilor (431 mil lei în T1 2022 față de 333 mil lei în T1 2021), determinată în principal de creșterea veniturilor din transport și a altor venituri pe piața de energie (419 mil lei în T1 2022 față de 323 mil lei în T1 2021). Creșterea veniturilor este influențată de majorarea tarifului mediu de transport (pentru veniturile din tarif reglementat de transport), dar și de evoluția veniturilor din interconexiune, determinată în principal de nivelul de utilizare a disponibilităților de interconexiune, de majorarea prețurilor pe piața de energie electrică manifestată la nivel european cât și a și a deficitului de energie înregistrat la nivel european. Alocările implicite, în care se alocă simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

În intervalul ianuarie-martie 2022 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere semnificativă în valoare de 59,2 mil lei față de aceeași perioadă a anului trecut, corespunzătoare:

- nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică,
- creșterii interesului participanților de a cumpăra capacitate de interconexiune (piața este fluctuantă în funcție de necesitatea lor de a achiziționa)
- deficitului de energie înregistrat la nivel european,
- prețul unitar al energiei electrice care a crescut în toată Uniunea Europeană, determinând diferențe mari de preț între piețele cuplate.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Cele anuale, lunare și intrazilnice (*numai pe granița cu Serbia*) sunt explicite - se licitează doar capacitatea de transport, iar cele zilnice (*granița cu Ungaria și Bulgaria*) și cele traziilnice (*granițele cu Ungaria și Bulgaria*) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 17 iunie 2021, Piața pentru Ziua Următoare din România a trecut la funcționarea în mecanism cuplat la nivel european, odata cu implementarea proiectului DE-AT-PL-4M MC, proiect cunoscut și ca Interim Coupling, granița România - Ungaria fiind integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC). Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 actualizat și Regulamentul UE nr. 943 din 05 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

În piețele cuplate, tranzacțiile cu energie se fac fără a se plăti taxe de rezervare a capacității pe linii, ceea ce ușurează comerțul iar mecanismul de cuplare face ca fluxurile de energie să meargă din piețele cele mai ieftine spre cele mai scumpe.

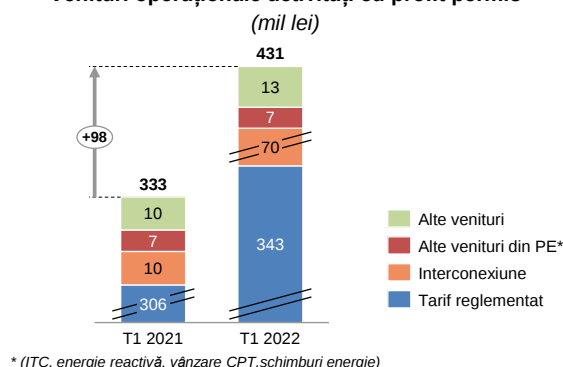
Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și în cadrul PRE CIGA Energy, pe Piața de Echilibrare.

Prin lansarea funcționării cuplate a pieței intrazilnice la nivel european, în cadrul proiectului XBID/SIDC, s-a asigurat o mai mare lichiditate a pieței și o diversificare a produselor tranzacționate.

Veniturile din tranzacții CPT au fost mai mici în T1 2022 comparativ cu T1 2021 (de la 6,1 mil lei în T1 2021 la 5,8 mil lei T1 2022).

În primul trimestru a anului 2022 ca și pe parcursul anului 2021, principalii factori care au avut un impact semnificativ asupra veniturilor/cheltuielilor din tranzacțiile de energie pentru acoperirea CPT, sunt modificările legislative apărute în piața de echilibrare de energie electrică, cu aplicabilitate de la 1 februarie 2021 (ex.efectuarea decontării la interval de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare).

Venituri operaționale activități cu profit permis



Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o creștere semnificativă cu 103% (+406 mil lei), de la 393 mil lei la 31 martie 2021 față de 799 mil lei la 31 martie 2022 determinată în principal de creșterea cu 445 mil lei a veniturilor pe piața de echilibrare.

Creșterea veniturilor pe piața de echilibrare s-a datorat în principal următoarelor aspecte:

➤ de reglementare

- eliminarea limitelor de preț la ofertare pe piața de echilibrare, potrivit *Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 61/31.03.2020;
- eliminarea obligativității participării la piața de echilibrare, potrivit *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 213/25.11.2020;
- trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute;
- aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 1 februarie 2021;
- aplicarea, începând cu data de 01 iunie 2021, a noului set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie (metodologia de calcul FSKAR – Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping Period) ce prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția),

- aplicarea, începând cu data de 01 ianuarie 2022, a regulilor de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, conform Platformei IN (Imbalance Netting). În acest sens, din 01.01.2022 a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) /Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485.

➤ privind funcționarea pieței

- modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare la nivel local și regional;
- evoluția prețului mediu înregistrat pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- trendul de evoluție al certificatelor de CO₂,
- regulile comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și regulile comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie stabilite conform prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică.

Reglementările implementate în legislația națională în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața de energie electrică, efectuarea decontării la intervalul de granularitate de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare au avut și vor avea în continuare un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare.

Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare, cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, soldurile lunare nenule (surplusuri de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

Pe parcursul ianuarie-martie 2022, **veniturile din serviciile de sistem tehnologice** au înregistrat o scădere în procent de 23% comparativ cu ianuarie-martie 2021 (134 mil lei la 31 martie 2022 față de 173

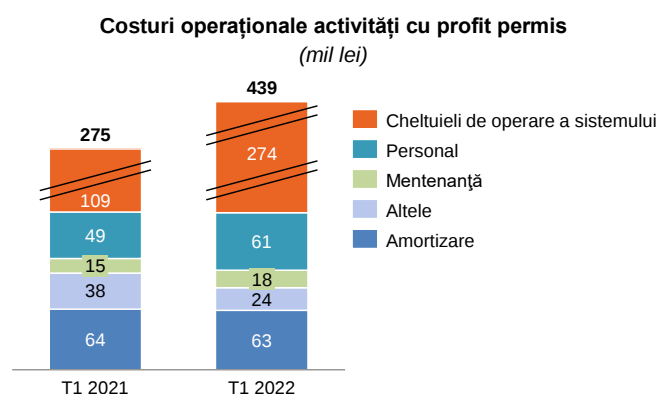
mil lei la 31 martie 2021), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii în condițiile reducerii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 4%.

Pentru activitatea de servicii de sistem tehnologice cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Cheltuieli operaționale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în intervalul ianuarie-martie 2022 au înregistrat o creștere de 93% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.218 mil lei în T1 2022 față de 631 mil lei în T1 2021).

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 60% (439 mil lei în T1 2022 față de 275 mil lei în T1 2021).



CPT: În T1 2022 cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu 173% (+162 mil lei) comparativ cu anul T1 2021, având în vedere următoarele aspecte:

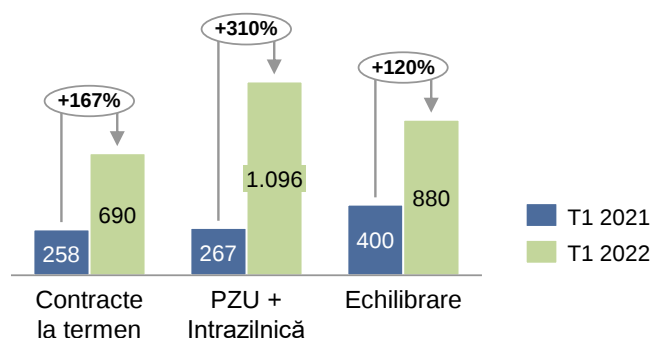
- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin

spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;

- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU/PI, care în T1 a fost de peste 4 ori mai mare față de perioada similară a anului 2021, depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii ani, aceeași tendință se observă și la nivel european, ceea ce are un impact semnificativ în costurile înregistrate pentru acoperirea CPT;
- imprevizibilitatea pieței s-a manifestat prin creșterea accentuată și rapidă a prețurilor, în contextul creșterii prețului certificatului de emisii de carbon, al unui nivel al capacităților de producere a energiei electrice insuficient pentru a înlocui producția bazată pe combustibili fosili, în special pe cea pe cărbune, în contextul liberalizării pieței, a lipsei concurenței producătorilor și a concurenței furnizorilor pentru cumpărarea de energie, pentru a-și putea îndeplini contractele cu numeroșii clienți ce au optat pentru piața liberă;
- menținerea prețurilor crescute pe piața angro a energiei electrice mult mai mari față de trimestrul I al anului 2021 cât și față de situația din anii precedenți.
- modificările legislative apărute pe piața de echilibrare (eliminarea limitelor de preț la ofertare pe piața de echilibrare, eliminarea obligativității participării la piața de echilibrare, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare, trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute) au condus la creșteri de peste 2 ori mai mari ale prețului mediu al energiei achiziționate de pe Piața de Echilibrare.

Prețuri medii de achiziție*

(lei/ MWh)

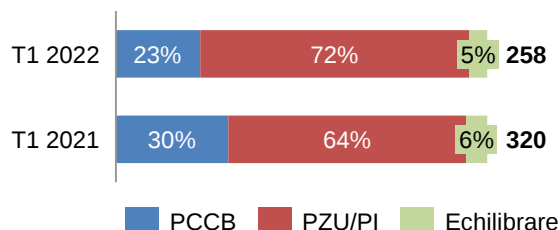


*- prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții – vânzări)

Pe toate pietele se înregistrează prețuri medii considerabil mai mari față de cele din T1 2021, iar mixul de achiziție (cantitativ net) prezintă următoarele componente în cele două perioade analizate:

Mix achiziție CPT pe piețe

(cantități nete, GWh)



Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET au înregistrat o creștere în procent de 96% în intervalul ianuarie-martie 2022 față de ianuarie-martie 2021 (11,8 mil lei în 2022 comparativ cu 6 mil lei în T1 2021) datorită majorării prețurilor de achiziție a energiei electrice dar și a modificărilor legislative aplicabile începând cu 01 iulie 2021, respectiv prevederile Ordinului ANRE nr. 82/2021.

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, Transelectrica trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

Obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO) se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între TSO-urile care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E.

În intervalul ianuarie-martie 2022 aceste cheltuieli au fost mai mari cu un procent de 16% față de perioada similară a anului anterior.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 119% (778 mil lei la 31 martie 2022 față de 355 mil lei la 31 martie 2021), determinată în principal de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

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.

Achiziția serviciilor tehnologice de sistem se realizează în regim concurențial prin licitații zilnice, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019.

În primul trimestru din 2022 contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru Energia Reactivă. Transelectrica a contractat Energia Reactivă de la Hidroelectrica SA, conform Deciziei ANRE nr.1078/2020.

Valoarea cheltuielilor privind serviciile de sistem tehnologice în T1 2022, a înregistrat o scădere în procent de 15% comparativ cu cele din T1 2021 (121 mil lei T1 2022 comparativ cu 143 mil lei în T1 2021)

Valoarea costurilor cu achiziția STS pentru T1 2022 a fost determinată în principal de următorii factori:

- prețurile de achiziție a serviciilor de sistem pe piața concurențială:
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj secundar la valoarea de 79,10 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, creștere de putere la valoarea de 43,80 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, reducere de putere la valoarea de 9,42 lei/hMW.
- manifestarea pe parcursul anului 2022 a unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem pentru serviciile tehnologice de sistem rezervă secundară (RS).

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.

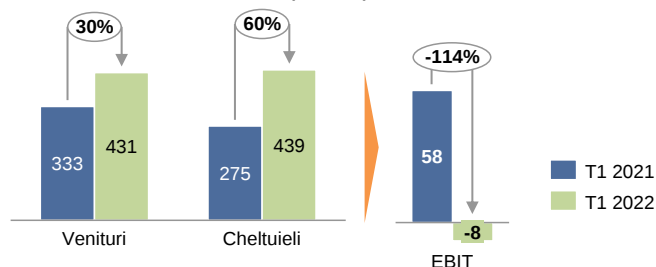
Se estimează totodată că pentru anul 2022 achiziția serviciilor tehnologice de sistem prin licitații zilnice și pe sens realizată în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, evoluția cadrului de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, vor avea un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem la nivelul Companiei.

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în T1 2022, au fost mai mari cu 445 mil lei față de cele realizate în T1 2021. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață.

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat negativ în T1 2022, în scădere cu 66 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



Situația actuală a prețurilor pe piața angro a energiei electrice este fundamental diferită față de situația din T1 2021, puternic influențată de creșterea prețurilor pe piața de energie electrică.

Diferența este marcantă și este evidentă la nivelul întregului continent european, nu doar la nivelul României.

În acest sens poate fi observată evoluția prețurilor angro la energie pe piața spot europeană. Situația la nivel European s-a deteriorat rapid încă din a doua jumătate a anului 2021, stresul energetic fiind fără precedent în special pentru energia electrică și pentru gazele naturale, care constituie combustibil pentru producerea energiei electrice.

În această situație, piețele centralizate pe termen scurt organizate de Bursele de energie electrică au înregistrat prețuri istorice nemaiîntâlnite, iar pentru următoarea perioadă nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor.

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat pozitiv de 21 mil lei, în scădere cu 17 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Cadrul de reglementare specific activităților zero profit conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activităților respective.

Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare, potrivit reglementărilor ANRE soldurile lunare nenule (surplusuri de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

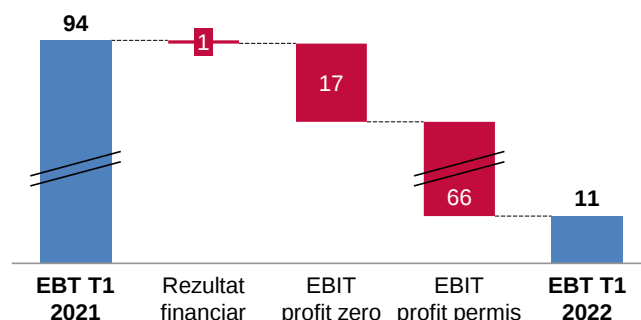
Pentru activitatea de servicii de sistem tehnologice, potrivit reglementărilor ANRE surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Rezultat brut (EBT)

Rezultatul brut a înregistrat o scădere în perioada analizată, de la 94 mil lei în anul T1 2021 la 11 mil lei în anul T1 2022.

Dinamica între rezultatul înregistrat în T1 2022 comparativ cu T1 2021, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)



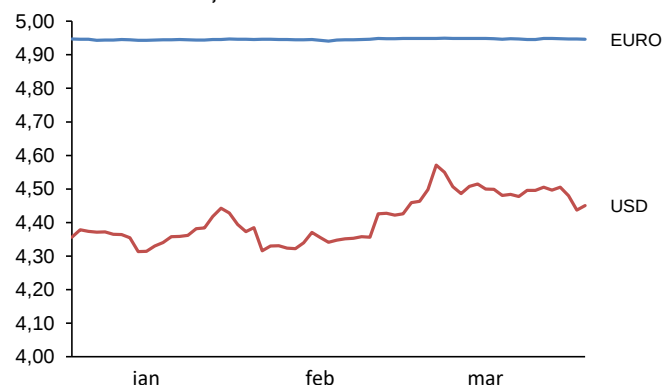
Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în T1 2022 este negativ în valoare de 2 mil lei.

Acesta a fost influențat în principal, de dobânzile aplicate în perioada analizată concomitent cu diferențele de curs valutar aferente contractelor de împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții.

Evoluția cursului de schimb leu/euro și leu/usd în T1 2022 este redată în graficul următor:

Evoluția cursului de schimb valutar



Rezultat net

Rezultatul net a înregistrat scădere în perioada analizată, ajungând la 8 mil lei în T1 2022, față de 81,9 mil lei înregistrat în anul 2021.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în primul trimestru al anului 2022 comparativ cu anul 2021 o creștere ușoară în sumă de 6 mil lei, pe fondul creșterii imobilizărilor corporale în curs determinată în principal de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune.

Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing – clădiri

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare contractul de închiriere (contract nr. C232/2020 încheiat cu Dagesh Rom SRL), valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 31 martie 2022, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 28 mil lei.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare la data de 31 martie 2022 nu au înregistrat modificări față de 31 decembrie 2021, rămânând la valoarea de 82 mil lei.

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o creștere în procent de 9% la 31 martie 2022 (3.593 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2021 (3.309 mil lei), datorată în principal creșterii creanțelor comerciale, a avansurilor către furnizori și a TVA de recuperat.

Creanțele comerciale înregistrează o creștere de 70 mil lei (2.264 mil lei la 31 martie 2022 comparativ cu 2.194 mil lei la 31 decembrie 2021). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- clienții din activitatea operațională care datorită creșterii volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor în trimestrul I al anului 2022 față de trimestrul IV al anului 2021 au generat un sold mai mare al creanțelor din activitatea operațională (1.744 mil lei la data de 31 martie 2022 față de 1.408 mil lei la 31 decembrie 2021).

- clienții de pe piața de echilibrare, care datorită diminuării volumului tranzacțiilor au înregistrat scăderea soldului clienților din contracte încheiate pentru acest tip de activitate la data de 31 martie 2022 (307 mil lei) față de 31 decembrie 2021 (567 mil lei).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: OPCOM, MAVIR, Ciga Energy SA, Electrica Furnizare SA, Cinta Energy SA, RAAN, Enel Energie SA, E.ON Energie Romania SA, IBEX, Tinmar Energy.

Ponderea clienților mai sus prezentați este de circa 75% în total creanțe comerciale.

La data de 31 martie 2022, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 9% (similar cu 31 decembrie 2021) din total creanțe comerciale. Creșterea de 1% aferentă soldurilor perioadei analizate a fost determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

Compania 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”.

La data de 31 martie 2022, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 210 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 76,70 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, respectiv 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;

- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;

- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 21,2 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 – 1,50 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 2021 (suma de 22,89 mil lei): CET Govora (15,04 mil lei), BEPCO (4,26 mil lei) și Electrocentrale București (3,59 mil lei), precum și suma de 32,63 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2022, de la următorii producători: Bepco SRL, Complexul energetic Hunedoara, Complexul energetic Oltenia, CET Govora, Colonia Cluj Napoca Energie, Contourglobal Solutions, Electrocentrale București, Electro Energy Sud, Electroulaj SA, Poligen Power, Soceram SA, Termoficare Oradea și UATAA Motru.

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, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datorilor 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 și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

Alte creanțe la data de 31 martie 2022, în sumă de 195 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (161 mil lei), din care:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de creanță, în sumă de 56,98 mil lei.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- valoarea contribuției colectată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte.

- penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 95,75 mil lei (din care suma de 35,36 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),

Romelectro (14,75 mil lei), CET Govora (9,61 mil lei), Electrocentrale București (9,41 mil lei), Eco Energy SRL (8,91 mil lei), Petprod SRL (8,89 mil lei), Next Energy Partners (8,39 mil lei), Total Electric Oltenia (3,29 mil lei), OPCOM (2,40 mil lei),

- 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 de asemenea ajustări de depreciere,

- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 17,6 mil lei sunt reprezentate în principal de: cheltuieli privind achiziția de CPT (6,6 mil lei), cotizație internațională ENTSO-E (4,4 mil lei), contribuție anuală ANRE aferentă anului 2022 (2,8 mil lei), impozite și taxe aferente anului 2022 (2,6 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (0,7 mil lei), polițe RCA și CASCO;

- alte creanțe imobilizate în sumă de 4,3 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);

- alte creanțe sociale în sumă de 4 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansuri către furnizori achitate la 31 martie 2022 sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 929 mil lei în creștere cu 32% față de decembrie 2021 când au fost în sumă de 700 mil lei. Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling și SDAC - Single Day-ahead Coupling) în valoare de 870,5 mil lei – pentru ICP și SDAC și 58,1 mil lei – pentru SIDC.

Startul noii cuplări de succes SDAC Single Day-ahead Coupling s-a efectuat în data de 28 octombrie 2021 și reprezintă rezultatul cooperării dintre Operatorii Desemnați ai Pieței de Energie Electrică (OPEED) și Operatorii de transport și sistem (OTS) din Bulgaria și România, respectiv IBEX EAD, OPCOM SA, ESO EAD și Transelectrica.

TVA de recuperat reprezintă suma nerecuperată (aferentă decontărilor decembrie 2021 - martie 2022) în

valoare de de 267,5 mil lei. În data de 04 mai 2022, Compania a încasat de la stat suma de 169,4 mil lei.

Politica Transelectrica este a de a înregistra ajustări de depreciere pentru pierdere de valoare în cuantum de 100% pentru clienții în litigiu, în insolvență și în faliment și 100% din creanțele comerciale și alte creanțe neîncasate într-o perioadă mai mare de 180 zile, cu excepția creanțelor restante generate de schema de sprijin. De asemenea, Compania efectuează și o analiză individuală a creanțelor comerciale și a altor creanțe neîncasate.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 martie 2022, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru CET Govora (25,1 mil lei), Eco Energy SRL (24,7 mil lei), Petprod SRL (23,5 mil lei), Arelco Power (14,8 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), Romelectro SA (12,9 mil lei) GETICA 95 (12,5 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), RAAN (8,5 mil lei).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de de 718 mil lei la data de 31 martie 2022 au înregistrat o scădere în procent de 1% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2021 în sumă de 723 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 martie 2022 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2021 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente. În schimb valoarea împrumuturilor pe termen scurt a crescut de la soldul de 25 mil lei în luna decembrie 2021 la 216 mil lei în 31 martie 2022 prin contractarea unor credite bancare pe termen scurt pentru activitatea curentă.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat o creștere în procent de 9%, de la 3.164 mil lei la 31 decembrie 2021 la 3.447 mil lei la 31 martie 2022, în principal pe fondul creșteri împrumuturilor pe termen scurt dar și a datoriilor comerciale și alte datorii.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 39 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.893 mil lei în T1 2022 față de 1.855 mil lei în 2021

Aceasta evoluție a fost influențată în principal de:

- creșterea *soldului datoriilor aferente activității operaționale* cu 288 mil lei care a fost determinată în principal de achitarea în trimestrul II al anului 2022 a obligațiilor de plată aflate în sold la data de 31 martie

2022, rezultate, în principal, din cuplarea piețelor de energie electrică.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, Hidroelectrică SA, OPCOM, MAVIR, Electrocentrale București SA, S Complexul energetic Oltenia SA, Joint Allocation Office, CIGA Energy SA, CINTA Energy SA, Electrica Furnizare SA. La 31 martie 2022, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 89%.

- *scăderea datoriilor aferente pieței de echilibrare* cu 325 mil lei a fost determinată de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate în piața de echilibrare în trimestrul I al anului 2022, comparativ cu luna decembrie 2021.

- *scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* cu 1 mil lei a fost determinată, de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna martie 2022, față de luna decembrie 2021.

La data de 31 martie 2022, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 35,5 mil lei (RAAN – 32,2 mil lei și CET Govora SA – 3,4 mil lei), reprezentând bonusul lunar de cogenerare, ante-supracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anul 2015.

Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de RAAN și 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.

- **“alte datorii”** care au crescut cu 198 mil lei, înregistrând creșteri de la soldul de 965,5 mil lei în anul 2021 la 1,163 mil lei în T1 2022.

Structura “alte datorii” se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 8,8 mil lei (au scăzut cu 137 mil față de 31 decembrie 2021) sunt reprezentați în principal contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (4,7 mil lei), studii pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental (1,4 mil lei), redevență aferentă T1 2022,
- **clienți creditori** la data de 31 martie 2022 sunt în sumă de 1.068 mil lei (au crescut cu 316 mil lei față de 31 decembrie 2021) din care 1.068,3 mil lei și reprezintă sume încasate în avans de la OPCOM (942,2 mil lei), MAVIR (118 mil lei), și IBEX (8,1 mil lei) în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling) și SDAC (Single Day-ahead Coupling).

- *datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri*, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 29,1 mil lei (datorie pe termen lung 20,8 mil lei, datorie pe termen scurt 8,3 mil lei).
- *alte datorii* în sumă de 56,8 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 33,8 mil lei, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 22,7 mil lei.

Provizioanele au înregistrat o diminuare de valoare în primul trimestru din 2022 în comparație cu anul 2021, de la 51,7 mil lei la 31 decembrie 2021 la 38,9 mil lei la 31 martie 2022, diminuare determinată în principal de:

- diminuarea valorii provizioanelor constituite pentru litigii care la data de 31 martie 2022 sunt în sumă de 20,5 mil lei comparativ cu 31,2 mil lei înregistrată la finele anului 2021,
- provizioane pentru contracte de mandat care la 31 martie 2022 prezintă un sold de 18,4 mil lei și care reprezintă în principal remunerarea administratorilor executivi și neexecutivi, remunerare constând în componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT-uri alocate și nevalorificate pe durata mandatelor executate în perioada 2013-2017.

Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat al profitului net în sumă de 8 mil lei, realizat la 31 martie 2022. Astfel capitalurile proprii la 31 martie 2022 sunt în valoare de 3.366,4 mil lei față de 3.355,1 mil lei în 2021.

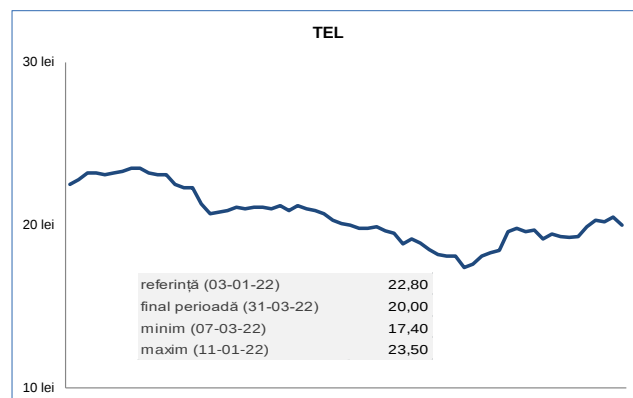
EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

(01-Ian-2022 la 31-Martie-2022)

Anul 2022 a debutat cu un preț de tranzacționare de 22,80 lei/acțiune. La finalul perioadei, capitalizarea bursieră a fost 1.466 mil lei, găsind acțiunea la un preț de 20,00 lei/acțiune. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 07.03.2022, de 17,40 lei/acțiune, maximum de 23,50 lei/acțiune fiind atins în data de 11.01.2022.

Compania deține capacitatea de a se adapta contextului economic generat de criza energetică agravată de războiul dintre Rusia și Ucraina, repercursiunile fiind observate chiar și în prețul acțiunii care la sfârșitul perioadei a scăzut cu 12% față de valoarea de referință de la începutul anului, implicit valoarea de piață înregistrând o scădere cu 205 mil lei.

Evoluția acțiunii TEL



Pe parcursul primului trimestru al anului 2022 tranzacționarea acțiunilor TEL pe piața de capital din România a înregistrat 5.159 tranzacții cu un număr mediu de 82 tranzacții/zi și 729.619 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 14.763 mii lei.

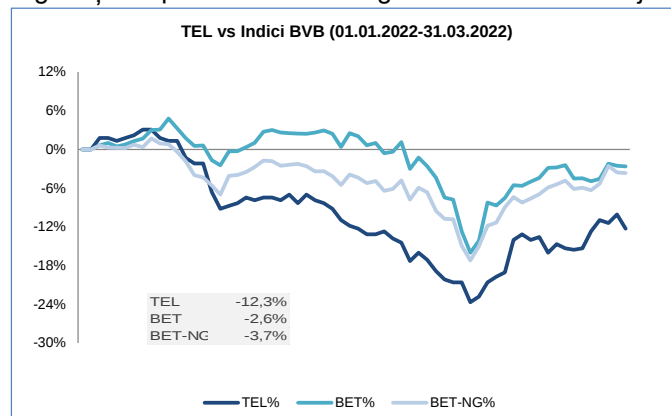
Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET-NG, BET, BET-TR, BET-XT, BET-XT-TR, BET-BK, BETPlus, BET-TRN, BET-XT-TRN.

Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicele de referință al pieței de capital ce reflectă evoluția celor mai lichide 20 companii listate pe piața reglementată a BVB),
- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie și utilităților aferente listate pe piața reglementată a BVB).

Conform ultimei date de ajustare înregistrată în data de 11.03.2022, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,10% în indicele BET și 3,67% în indicele BET-NG.

Evoluția acțiunii TEL în raport cu cei doi indici se regăsește prezentată în graficul de mai jos:



PRINCIPALELE RISURI ȘI INCERTITUDINI

Riscul este un concept obiectiv, ceea ce înseamnă că este măsurabil și poate fi minimizat prin măsuri preventive. Expunerea la risc apare atunci când o acțiune dă naștere unui posibil câștig sau unei pierderi, ce nu pot fi anticipate cu certitudine.

Incertitudinea se referă la o situație în care există mai multe alternative care duc la un rezultat specific, dar probabilitatea rezultatului nu este certă. Aceasta se datorează informațiilor sau cunoștințelor insuficiente despre starea actuală. Prin urmare, este greu de definit sau de prezis rezultatul sau evenimentele viitoare.

În mod evident cunoașterea amenințărilor permite o ierarhizare a acestora în funcție de eventualitatea materializării lor, de amploarea impactului asupra obiectivelor și de costurile pe care le presupun măsurile menite a reduce șansele de apariție sau de a limita efectele nedorite.

La nivelul Transelectrica se analizează periodic și sistematic riscurile legate de desfășurarea activităților proprii, elaborându-se Registrul riscurilor identificate și Planul de măsuri corespunzătoare în direcția limitării posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

Printre elementele care ar fi putut afecta lichiditatea Companiei se numără:

- fluctuația ratei dobânzii; Compania încearcă să minimizeze acest risc atât prin negocierea celor mai bune rate de dobânzi, cât și prin contractarea de credite cu rată fixă a dobânzii;
- variația cursului valutar; în prezent Transelectrica are în portofoliu credite (euro);
- prevederile din acordurile de finanțare: în cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari, schimbări de control asupra Companiei, clauze tip pari passu.

Încălcarea acestor clauze, poate atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a creditului, unele credite având clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate.

Până la această dată, Compania nu a primit nici o notificare de rambursare anticipată pentru neîndeplinirea obligațiilor asumate.

- riscul de credit: Compania suportă o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale, numerarul și echivalentele de numerar. Ca și măsură de limitarea a consecințelor,

Compania urmărește încheierea de contracte cu parteneri care au o solvabilitate solidă și un rating încadrat la categoria "investment grade".

- riscul de neîncasare a garanțiilor în cadrul proiectelor de investiții: principala cauză a acestui tip de risc rezultă din existența unor societăți bancare sau societăți de asigurări care oferă servicii de garantare fără a avea capacitatea financiară de a-și onora obligațiile asumate în cadrul instrumentelor de garantare emise,
- nivelul fiscalității, inclusiv introducerea unor noi taxe și impozite.

În primul trimestru al anului 2022, dar și la sfârșitul anului 2021 alte riscuri identificate care ar putea influența performanța financiară a Companiei:

- riscul deteriorării ratingului de credit ca urmare a înrăutățirii indicatorilor și climatului macro-politic sau/și înrăutățirii performanței financiare a Companiei. Acest risc reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere volumul substanțial de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții aferent următorilor ani. Pe de altă parte, ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran al României. Există riscul ca agențiile de rating să retrogradeze România ca urmare a inflației accelerate care tinde să depășească 10% dar și ca urmare a situației incerte de la granițele țării.

Începând cu data de 19 octombrie 2021, Compania și-a îmbunătățit ratingul (Corporate Family Rating) fiind evaluată de către agenția Moody's Investors Service la nivelul ratingului suveran, respectiv Baa3, perspectivă stabilă.

- riscul investițional ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor cauzate atât de datoriile istorice, mediul concurențial cât și de managementul propriu acestora;
- riscul de neîncasare a sumelor de bani ca urmare a executării instrumentelor de garantare care au stat la baza garantării avansurilor primite de către executanți în cadrul proiectelor de investiții;
- proces îngreunat de achiziții ale lucrărilor din Programul de Mentenanță RET, fapt ce poate conduce la realizarea incompletă a acestuia;
- proces îngreunat de achiziții ale lucrărilor din Programul Anual de Investiții, fapt ce poate conduce la realizarea sub nivelele programate cantitative sau calitative a acestuia.

- riscuri materializate la nivelul unităților teritoriale de transport și anume, avarierea/defectarea/indisponibilizarea LEA de 220 kV și 400 kV, aparaturii primar din stațiile de transformare, unităților de transformare și/sau a bobinelor de compensare, sistemelor de protecție și de automatizare, sistemelor de comandă control - monitorizare (SCC), instalațiilor de servicii interne de curent continuu și curent alternativ, instalațiilor de prevenire și stingere a incendiilor, sistemelor de comunicații / telecomunicații, afectarea stării de sănătate și securitate a personalului, degajări / deversări de substanțe dăunătoare mediului înconjurător (fum, SF6, ulei, combustibili etc.).

Compania nu se limitează la a trata consecințele unor evenimente care s-ar produce, ci adoptă un stil de management reactiv, implementând măsuri menite să atenueze manifestarea riscurilor.

Totodată, revizuirea periodică a riscurilor, așa cum este prevăzută în standarde, conduce la realocări ale resurselor în concordanță cu modificarea ierarhiilor și, implicit, a priorităților.

Transelectrica acordă importanța cuvenită analizei mediului de risc și identificării din timp a unor posibile riscuri ce pot apare în viitor și a căror abordare trebuie pregătită din timp.

Pe parcursul primului trimestru din 2022, Compania nu s-a aflat în imposibilitatea de a-și respecta obligațiile financiare.

Totodată, Compania acordă atenție gestiunii eficiente a trezoreriei prin menținere de resurse lichide suficiente pentru a putea onora obligațiile pe măsură ce acestea ajung la scadență, precum și disponibilitatea finanțării prin facilități de credit active.

Situația actuală a prețurilor pe piața angro a energiei electrice continuă să mențină același trend început în anul 2021 când prețul mediu al energiei achiziționate pe PZU a fost de 4 ori mai mare față de perioada similară din anul 2020, depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii ani.

În acest context Compania se confruntă în anumite perioade cu o lipsă de lichidități bănești cauzate de creșteri accelerate a prețurilor atât pe Piața pentru Ziua Următoare cât și pe Piața Intrazilnică pentru a realiza o acoperire a CPT cât mai aproape de momentul de livrare.

Pentru combaterea acestei situații Transelectrica a apelat la finanțare pe termen scurt prin contractarea de credite sub forma liniilor de credit revolving.

Astfel nu există riscuri și incertitudini pentru următoarele luni ale exercițiului financiar 2022, altele decât cele prezentate anterior, care să afecteze lichiditatea Companiei.

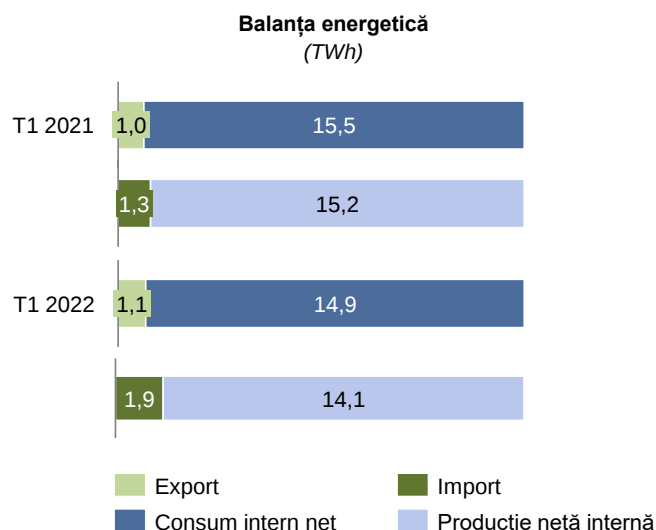


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – martie 2022, s-au înregistrat scăderi ale consumului intern net¹ și a producției nete de energie, cu 4%, respectiv 7% față de aceeași perioadă a anului precedent.

Schimbările fizice transfrontaliere de export înregistrează în T1 2022 o creștere cu 4% față de T1 2021, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat creștere în procent de 42%.



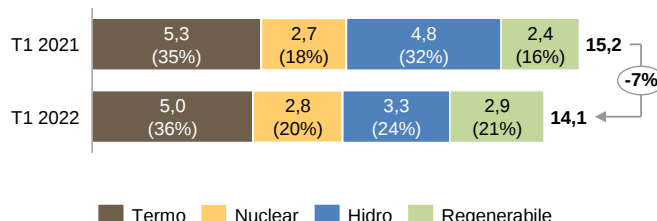
MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie – martie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021, s-a înregistrat o scădere a componentei Termo cu 5% și a componentei Hidro cu 30%. Creșteri s-au înregistrat din componenta Nucleară, în procent de 5% și din surse Regenerabile în procent de 20%.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – martie 2022 se observă că cea mai mare pondere, 36%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 24%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 21% și respectiv 20%.

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

Mix producție energie electrică netă (TWh)

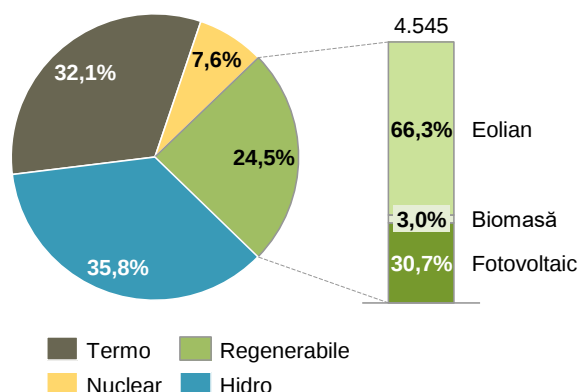


PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

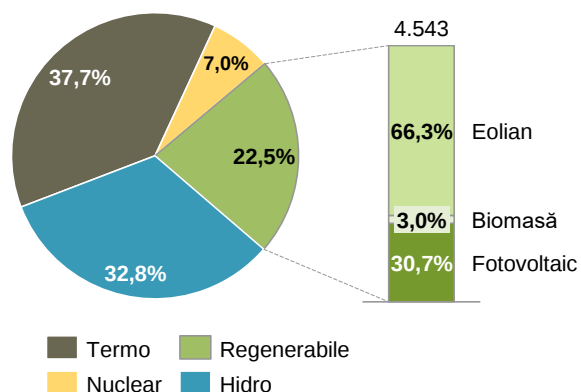
Puterea instalată în centralele pe surse termo a scăzut cu aproximativ 22%, de la 7.627 MW instalați la 31 martie 2021, la 5.966 MW instalați la 31 martie 2022.

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie – martie 2022 versus ianuarie - martie 2021, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată T1 2022 (18.569 MW. valoare brută)



Putere instalată T1 2021 (20.226 MW. valoare brută)



În primul trimestru din anul 2022, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat scăderi în toate cele trei luni, cu valori cuprinse între 0,16% în luna ianuarie și respectiv 5,04% în luna februarie.

Trimestrul I 2022 s-a încheiat cu o scădere a consumului care a fost influențată pe de o parte de creșterea prețurilor la combustibilii primari, fenomen care s-a reflectat în prețul final al energiei electrice, iar pe de altă parte, temperaturile medii din lunile ianuarie și februarie au înregistrat anomalii pozitive, situându-se peste normele climatologice. Producția a înregistrat de asemenea o scădere de 7,18%.

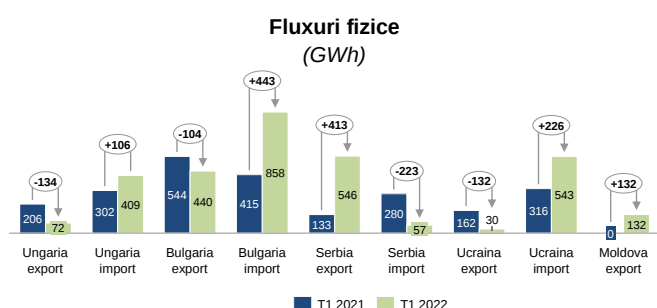
FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – martie 2022 față de ianuarie - martie 2021 se prezintă astfel:

- a scăzut exportul pe granița Bulgaria, Ungaria și Ucraina și a crescut pe granița cu Serbia și Moldova, iar importul a crescut pe granița cu Bulgaria, Ungaria și Ucraina și a scăzut pe granița cu Serbia.

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - martie 2021, fluxurile fizice de export au scăzut cu Bulgaria (- 19% - 104 GWh), cu Ungaria (-65% - 134 GWh) și cu Ucraina (-82% - 132 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+413 GWh) și cu Moldova (+132GWh), concomitent cu creșterea fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Bulgaria (+443 GWh), cu Ungaria (+35% +106 GWh) și Ucraina (+72% +226 GWh), și scădere pe Serbia (-80% -223GWh).

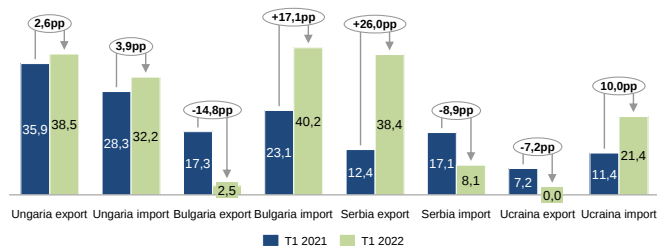
Fluxurile fizice atât de import cât și de export pe fiecare graniță sunt prezentate în cele ce urmează:



În intervalul ianuarie - martie 2022 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de interconexiune pentru export a crescut semnificativ față de aceeași perioadă a anului 2021 pe destinația cu Serbia.

Schimburile comerciale aferente primului trimestru din 2022 includ cantitatea importată și exportată de energie electrică ca urmare a participării Companiei în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



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.

Față de trimestrul I din anul 2021, s-a înregistrat în general o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate la import, respectiv o creștere de 15% a schimburilor comerciale la import, o scădere de 67% a schimburilor comerciale la export și de 97% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidraulicități mult mai reduse comparativ cu anul trecut și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mic comparativ cu perioada similară din 2021.

Transelectrica, în calitate de Operator de Transport și Sistem investește în creșterea capacităților de interconectare în contextul alinierii la cerințele europene, astfel:

- Începând cu data de 1 iunie 2021, se aplică un nou set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie (metodologia de calcul FSKAR – Financial Settlement of $k\Delta f$, ACE and Ramping Period) ce prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care Compania le tranzacționa pe Piața pentru Ziua Următoare.

Centrele de Decontare respective vor transmite rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare.

Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO-E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh.

Costurile și veniturile evidențiate în factura primită de la JAO privind decontarea energiei aferente schimburilor neintenționate va fi inclusă în calculul de decontare din Piața de Echilibrare, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 33/2021, privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 213/2020.

Veniturile, respectiv cheltuielile aferente schimburilor intenționate de energie (FSKAR-FCP-UE) și a schimburilor neintenționate de energie (FSKAR-UE) se înregistrează la indicatorii venituri pe piața de echilibrare, respectiv cheltuieli privind piața de echilibrare, având în vedere modificarea regulilor de decontare a dezechilibrelor pe piața de energie, schimburile intenționate și neintenționate fiind integrate în mecanismul de decontare aferent pieței de echilibrare;

- Începând cu data de 01 ianuarie 2022 a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC)/Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485.

Trebuie precizat faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art.22).

Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

• CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu primul trimestru din 2021, în primul trimestru din 2022 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 19%, iar CPT procentual a scăzut de la 2,81% la 2,28%.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – martie 2022, ca exemplu

precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna ianuarie 2021 cu 7,3%, în special ca urmare a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, fapt care a condus la reducerea transportului de energie la distanță de surse, dar și a condițiilor meteo favorabile, caracterizate de cantități mai mici de precipitații, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,94% în luna ianuarie 2021 la 2,42% în luna ianuarie 2022. Energia intrată în contur a crescut cu 3,6% în luna ianuarie 2022 (141 GWh) față de perioada similară din anul 2021, ca urmare a creșterii cu 3,2% (100,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 10,1% (46,6 GWh) a energiei primite din import, pe fondul scăderii cu 1,8% (5,9 GWh) a celei primite din RED.

În luna februarie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna februarie 2021 cu 26,7% ca urmare în special a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a repartizării favorabile a producției, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de precipitații mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,93% în luna februarie 2021 la 2,04% în luna februarie 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 2,8% (100,8 GWh) în luna februarie 2022 față de perioada similară din 2021, pe fondul scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 7,4% (220,3 GWh) și a celei din RED cu 7,3% (17,1 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din import cu 33,3% (106,7 GWh).

În luna martie 2022 CPT-ul a crescut față de luna martie 2021, cu 0,8%, în special ca urmare a distribuției mai dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune din sudul țării, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

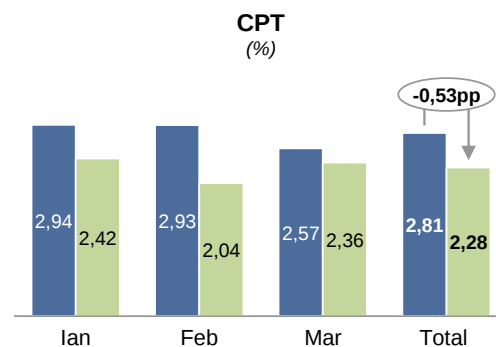
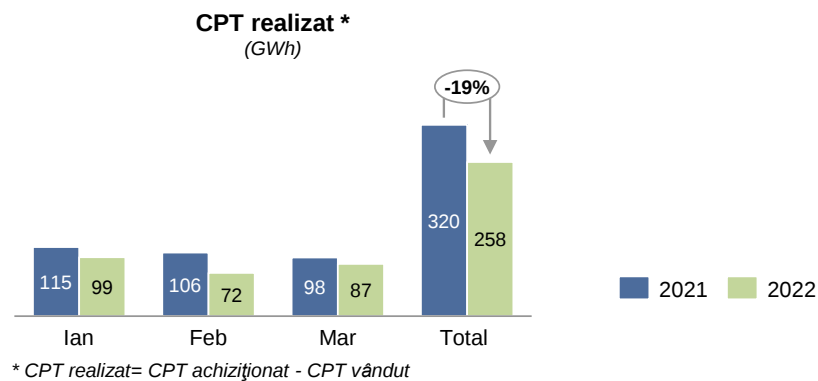
Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,57% în luna martie 2021 la 2,36% în luna martie 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 2,8% (106 GWh) în martie 2022 față de perioada similară din 2021, pe fondul scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 13,4% (406,1 GWh) și a celei primite din RED cu 21,1% (69,5 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din import cu 83,8%

(369,7 GWh). Cantitățile de precipitații au fost mai mici, fapt care a determinat scăderea pierderilor corona.

În concluzie, pe ansamblul trimestrului I din 2022 CPT-ul în RET a scăzut cu aproximativ 19,4% comparativ cu perioada similară din primul trimestru al anului 2021, ca urmare a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune în primele

două luni și a condițiilor meteo favorabile din toată perioada, factori care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,81% la 2,28%.

Trebuie menționat faptul că valorile aferente lunii martie 2022 sunt preliminare.





Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Creșterea valorii totale a imobilizărilor corporale la data de 31 martie 2022 față de 31 martie 2021 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor în curs concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în primul trimestru al anului 2022 este de 23,7 mil lei (45,5 mil lei în aceeași perioadă a anului 2021) în scădere cu 21,8 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție la 31 martie 2022, în sumă de 931,5 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 301,6 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 – 98,2 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 59,4 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Hășdat – 53,7 mil lei;
- 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 – 46,9 mil lei;
- Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 23,8 mil lei;
- Modernizare Stația 400 (220)/110/20 kV Munteni – 31,7 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Răureni – 25,5 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Iaz – 23,5 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 21,2 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 18,9 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 17,9 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 15,4 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan -14,5 mil lei;

- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 14,3 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 13,7 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, înlocuirea a 2 bobine de compensare, racordare linii noi – 12,2 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 – 11 mil lei.

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în T1 2022 sunt în sumă de 91,3 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2021 când achizițiile au fost în sumă de 111,9 mil lei.

În primul trimestru al anului 2022 s-a înregistrat o creștere a valorii imobilizărilor corporale în curs reprezentate în principal de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, astfel:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 18,9 mil lei;
- Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 10,2 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Iaz – 7,4 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 7 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 – 5,5 mil lei;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN – 3,7 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 2,7 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 2,6 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 2,5 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Ungheni – 2,5 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 2,2 mil lei.

În trimestrul I 2022, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, în sumă de 23,7 mil lei, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 8,3 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 6,9 mil lei;
- Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 kV din zona Bărăgan – Fetești. Diminuarea efectelor galopării pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței (circuitul 2) – 3,7 mil lei;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, Lot 1 km 0+000 – km 13+170 – 3,3 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Turnu Severin Est – 0,8 mil lei.



ACTIVITATEA DE INVESTIȚII la 31.03.2022

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 31 martie 2022 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Program PAI 2022* (mii lei)	Realizări (mii lei)	
			3L 2022	3L 2021
	Total general (A+B)	466.933	73.146	82.586
A	Cheltuieli proprii Companiei	447.239	72.606	82.126
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	19.694	540	460

*PAI 2022 revizia A2

Gradul de realizare a programului de investiții la 31 martie 2022 este de 15,7%. Comparativ cu realizările

din trimestrul I 2021, cheltuielile de investiții realizate în T1 2022 s-au diminuat cu 11,43%.

INVESTIȚII FINANCIARE ALE COMPANIEI

La nivel european, sectorul energetic se află într-un proces de transformare, punându-se accent pe tranziția de la un model preponderent național de evoluție și dezvoltare a sectorului energetic, la un model de dezvoltare integrată și coordonată la nivel european care să asigure dezvoltarea unitară la nivel continental dar care să permită și adaptarea la specificațiile naționale totodată cu urmărirea intereselor legitime ale statelor europene.

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**
- **SEE RSC**

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-vestică a Europei (regiunea CORE) în vederea implementării coordonate a codurilor europene de rețea. Afilierea se face cu participarea în cadrul acționariatului TSCNET prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni în cadrul societății.

Prin Hotărârea nr. 9 a AGEA din data de 05 iunie 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

Începând cu anul 2019, licitațiile pentru alocarea capacităților pe termen lung se realizează coordonat de către JAO care a fost desemnat ca Operator al Platformei Unice de Alocare (SAP).

Transelectrica a fost invitată de JAO să devină parte a acționariatului acestuia.

Prin Hotărârea nr.10 a AGEA din data de 20 august 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la acționariatul Joint Allocation Office (JAO) cu o subscriere în numerar în valoare de 259.325 euro, fiindu-i alocate 50 de acțiuni.

SEE RSC (Centrul de Coordonare a Rețelei de Energie Electrică din Sud-Estul Europei)

Prin granița România – Bulgaria, România face parte din regiunea de calcul coordonat al capacităților de transfer transfrontalier South-East Europe („SEE”). Din punct de vedere al serviciilor de coordonare regională a securității operaționale această regiune va fi deservită de o

entitate juridică de sine stătătoare care va exercita rolul de centru regional de coordonare a securității operaționale (denumită în continuare SEE RSC).

Afilierea Companiei la acționariatul SEE RSC a devenit efectivă începând cu data de 22.05.2020 cu o subscriere în numerar în valoare de 50.000 euro, fiindu-i alocate 50.000 de acțiuni.

În data de 25 februarie 2022, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat ieșirea Companiei din acționariatul Selene CC, cu recuperarea integrală a capitalului investit de Companie în această societate până în prezent (50.000 euro).



Evenimente semnificative

IANUARIE - MARTIE 2022

- **Teste de integrare comune și noua dată de lansare a proiectului Core Flow-Based Market Coupling**

Părțile proiectului implicate în proiectul Core Flow-Based Market Coupling au comunicat faptul că prima fază a testării regionale comune (Full Integration Testing –FIT) s-a încheiat cu succes în data de 13 ianuarie 2022.

Testarea FIT axată pe funcționalitatea tuturor sistemelor implicate în procesul FB MC și între acestea, a dovedit că soluția este capabilă să efectueze procesul FB MC.

- **Punere în aplicare a Sentinței civile nr. 3982/08.10.2018 a Curții de Apel București**

În urma sentinței Curții de Apel București, a Deciziei ANRE nr.167/16.02.2022 și a Documentului ANRE 29104/17.02.2022, se stabilesc următoarele:

Prețul reglementat de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem furnizate de Hidroelectrica pentru Transelectrica, recalculat pentru perioadele trecute este:

- 01.07.2015 – 30.06.2016 în valoare de 676,67 lei/oră-grup și
- 01.07.2016 – 30.06.2017 în valoare de 713,42 lei/oră-grup.

Diferența de preț rezultată dintre prețurile aprobate de ANRE prin Deciziile 1377/25.06.2015 și 1035/22.06.2016 raportat la Decizia 167/16.02.2022 este în cuantum de 21.340.716 lei, conform precizărilor ANRE, detaliate în cele ce urmează:

Denumire element	U.M	Decizie ANRE nr.1377/2015	Decizie ANRE nr.1035/2015
Preț reglementat furnizare STS-ER recalculat	lei/oră-grup	686,67	713,42
Preț reglementat furnizare STS-ER aprobat în decizia anterioară	lei/oră-grup	86,85	101,91
Diferența de recuperat preț reglementat de furnizare STS-ER	lei/oră-grup	589,82	611,51
Număr ore furnizare STS-ER	oră-grup	17.074	18.430
Diferență de recuperat	lei	10.070.587	11.270.129
Total diferență de recuperat (Decizie nr.1377/2015 și Decizie nr.1035/2015)		21.340.716 lei	

Transelectrica, va plăti către Hidroelectrica suma totală menționată până la 31.12.2022, urmând să recupereze integral suma în cuantum de 21.340.716 lei, prin tariful

reglementat de servicii de sistem, în următoarea perioadă tarifară.

- **Acord pentru de servicii de consultanță BEI**

În vederea îmbunătățirii proceselor de management a proiectelor de investiții prin eliminarea blocajelor existente și eficientizarea unor activități, Compania a semnat un acord de servicii de asistență cu titlu gratuit cu Banca Europeană de Investiții (BEI), având drept obiect realizarea unei analize aprofundate a proceselor interne ale Companiei.

Prin această asistență se are în vedere și extinderea accesului la o bază de contractanți naționali și internaționali, care până la această dată și din motive ce urmează a fi identificate nu au colaborat cu Transelectrica.

- **Convocarea adunării generale ordinare și extraordinare a acționarilor**

Directoratul Companiei a convocat în data de 25 februarie 2022 Adunarea generală ordinară și extraordinară a acționarilor având ca principale puncte pe ordinea de zi:

- Stabilirea Programului de investiții pentru exercițiul financiar 2022 și a estimărilor pentru anii 2023 și 2024
- Aprobarea Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2022 precum și a estimărilor pentru anii 2023 și 2024
- Aprobarea ieșirii Companiei din acționariatul centrului regional pentru coordonarea siguranței în funcționarea sistemelor electroenergetice din regiunea Europa Sud-Est – Selene CC.

- **OTS-urile Europei Continentale sunt pe deplin angajate în sincronizarea cu sistemele de energie din Ucraina și Moldova**

La ședința Consiliului Energie din 28 februarie 2022, statele membre au subliniat importanța posibilității sincronizării de urgență a rețelei electrice ucrainene cu rețeaua electrică a Europei Continentale și necesitatea de a lua în considerare impactul asupra Republicii Moldova.

OTS-urile Europei Continentale se concentrează pe identificarea condițiilor cheie necesare pentru a sprijini furnizarea de energie electrică a Ucrainei ca o chestiune prioritară și s-au angajat să răspundă pozitiv solicitării și au analizat condițiile pentru o sincronizare de urgență,

care să asigure, în același timp, siguranța sistemului de alimentare din Europa Continentală. (www.entsoe.eu).

• **Republica Moldova și Ucraina au finalizat procesul de sincronizare la rețeaua energetică europeană ENTSO-E**

La 11 martie, OTS Europei Continentale au concluzionat că au fost îndeplinite condițiile pentru sincronizarea de urgență a sistemelor electrice moldo-ucrainene cu cel al Europei Continentale și au finalizat procedurile tehnice de conexiune a rețelilor pe 16 martie 2022.

Pe tot parcursul procesului, OTS-urile Europei Continentale primesc sprijin din partea Comisiei Europene, a statelor membre și a autorităților de reglementare. (www.entsoe.eu).

• **Prelungire mandate și schimbări în componența organelor de conducere**

În conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 23 martie 2022, prin raportare la încetarea prin ajungere la termen în data de 24.04.2022 a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului ale domnilor Gabriel ANDRONACHE, Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin Constantin NADOLU, Marius-Viorel STANCIU și Florin Cristian TĂTARU, următoarele:

➤ prelungirea, în temeiul și condițiile art. 64² din OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare, cu 2 luni începând cu data de 25.04.2022, a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului, a următorilor:

- Gabriel ANDRONACHE,
- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin-Constantin NADOLU și
- Florin-Cristian TĂTARU.

➤ numirea în calitate de membru al Directoratului, în temeiul și condițiile art. 64² din OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare, pentru un mandat de 2 luni începând cu data de 25.04.2022, a domnului Bogdan TONCESCU, această numire devenind efectivă sub condiția acceptării exprese a mandatului de membru al Directoratului CNTEE „Transelectrica” SA.

➤ pentru perioada 25 aprilie - 24 iunie 2022, Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA, a fost numit domnul Gabriel ANDRONACHE, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv al

Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA.

• **Prezentare a rezultatelor financiare anuale 2021**

În data de 25 martie 2022 a fost organizată prezentarea rezultatelor financiare aferente anului 2021. Formatul prezentării a fost teleconferință, începând cu ora 12 (ora României).

• **Tarife reglementate aplicabile de la 01 aprilie 2022**

În data de 28.03.2022 a fost publicat în Monitorul Oficial nr.299/28.03.2022 a Ordinului ANRE nr. 33/23.03.2022 privind modificarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (T_G) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de Companie. Prin urmare, tarifele reglementate aferente serviciului de transport al energiei electrice, aplicabile începând cu 01 aprilie 2022, sunt:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie 2022	Tarif aplicabil de la 01 aprilie 2022	Variație
	lei/MWh	lei/MWh	%
Tarif mediu pentru serviciul de transport, din care	23,96	28,10	+17,3%
Tarif de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea – (T_G)	1,49	2,53	+69,8%
Tarif de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea – (T_L)	22,47	25,57	+13,8%

EVENIMENTE ULTERIOARE

• **Dețineri majore indirecte ale NN Group N.V. (peste 5% din capitalul social al TEL)**

Procentul deținut, în mod concertat, la data de 11 aprilie 2022 de către NN Group N.V., este de 5,62% din capitalul social al Companiei.

• **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 18 aprilie 2022**

În data de 18 aprilie 2022 Adunarea Generală Ordinară a acționarilor a aprobat numirea, începând cu data de 22 aprilie 2022 și până la data de 21 august 2022, a următorilor membri ai Consiliului de Supraveghere a Companiei cu o durată a mandatului de patru luni:

- ✓ doamna Oana-Cristina BALACCIU;
- ✓ domnul Adrian-Nicolae BLĂJAN;
- ✓ domnul Cătălin-Andrei DASCĂL;
- ✓ domnul Victor- Florin DUMITRIU;
- ✓ domnul Dumitru Virgil ORLANDEA;
- ✓ domnul Costin-Mihai PĂUN;
- ✓ domnul Alexandru-Cristian VASILESCU.

Totodată a stabilit remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere ca fiind calculată conform art. 8 din OUG nr. 109/2011, aprobată cu modificări și completări prin LG nr. 111/2016 și a aprobat forma contractului de mandat ce va fi încheiat cu membrii Consiliului de Supraveghere și împuternicirea persoanei care va semna în numele Companiei contractele de mandat ale membrilor Consiliului de Supraveghere.

- **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 28 aprilie 2022**

În data de 28 aprilie 2022 Adunarea Generală Ordinară a acționarilor a aprobat:

- Situațiile financiare separate ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA pentru exercițiul financiar al anului 2021;
- Situațiile financiare consolidate ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA pentru exercițiul financiar al anului 2021;
- Repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2021;
- Constituirea rezervelor aferente veniturilor realizate din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune în anul 2021, din surplusul realizat din rezervele din reevaluare impozabile și neimpozabile la modificarea destinație;
- Descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2021.
- **Convocarea adunării generale extraordinare a acționarilor**

Directoratul Companiei a convocat în data de 16 mai 2022 Adunarea generală extraordinară a acționarilor, având următoarea ordine de zi:

- Aprobarea completării obiectului de activitate al Companiei cu activitățile codificate conform CAEN: 3511 Producția de energie electrică și modificarea corespunzătoare a Actului Constitutiv prin adăugarea în art. 6 lit. B a următoarei formulări: „*Producție de energie electrică (exclusiv pentru consumul propriu al Companiei) - activitatea instalațiilor generatoare de energie electrică; incluzând centrale termice, nucleare, hidroelectrice, cu turbine cu gaze, diesel și energie recuperabilă – cod CAEN 3511*”.

- Aprobarea mutării sediului social al Companiei din Municipiul București, Bdul. G-ral Gheorghe Magheru nr. 33, sectorul 1 în Municipiul București, str. Olteni nr.2-4, sectorul 3, Clădirea „Platinum Center” și modificarea corespunzătoare a art.3 alin.(1) din Actul constitutiv, noua formulare fiind următoarea:

„(1) "Transelectrica" are sediul principal în România, Municipiul București, str. Olteni nr.2-4, sectorul 3, Clădirea „Platinum Center” și sediul secundar în Bdul. Hristo Botev nr. 16 – 18, sectorul 3.”

- **Proiectul Smart Grid CARMEN a devenit oficial Proiect de Interes Comun al Uniunii Europene**

Proiectul Smart Grid Carpathian Modernized Energy Network (CARMEN), dezvoltat de către Delgaz Grid SA și CNTEE Transelectrica SA în parteneriat cu operatorul de transport maghiar, MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerező Zrt, a primit aprobarea finală de la Uniunea Europeană, fiind inclus pe lista a cincea a Proiectelor energetice de Interes Comun (PIC).

Proiectele de Interes Comun sunt proiecte-cheie de infrastructură energetică transfrontalieră pentru construirea unei piețe europene interne a energiei mai integrată și mai rezilientă și pentru urmărirea obiectivelor în materie de energie și climă.

Actuala Listă PIC cuprinde 98 de proiecte: 67 de proiecte în domeniul transportului și stocării energiei electrice, 20 în domeniul gazelor naturale, 6 proiecte de rețele de CO2 și 5 proiecte de rețele electrice inteligente.

Proiectul CARMEN are o valoare de aproximativ 150 milioane euro, cererea de finanțare urmând a fi depusă în a doua jumătate a anului 2022.

Implementarea se va derula pe o perioadă de 6 ani, începând cu anul 2023 și până în 2028.

- **Numire Președinte și Comitete Consultative în cadrul Consiliului de Supraveghere**

În data de 3 mai 2022 Consiliul de Supraveghere a ales în funcția de Președinte al CS pe domnul Cătălin-Andrei DASCĂL și a desemnat membrii comitetelor consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere după cum urmează:

- **Comitetul de nominalizare și remunerare:**
 - Alexandru-Cristian VASILESCU – președinte
 - Oana-Cristina BALACCIU
 - Costin-Mihai PĂUN
 - Dumitru Virgil ORLANDEA
 - Cătălin-Andrei DASCĂL.

- **Comitetul de audit:**
 - Oana-Cristina BALACCIU – președinte
 - Adrian-Nicolae BLĂJAN
 - Victor- Florin DUMITRIU
 - Cătălin-Andrei DASCĂL
 - Costin-Mihai PĂUN.
- **Comitetul de securitate energetică:**
 - Costin-Mihai PĂUN – președinte
 - Alexandru-Cristian VASILESCU
 - Victor- Florin DUMITRIU
 - Adrian-Nicolae BLĂJAN
 - Dumitru Virgil ORLANDEA.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.03.2022 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni	Pondere în total
Statul român prin SGG	43.020.309	58,7%
PAVĂL Holding	4.753.567	6,5%
Fondul de Pensii Administrat Privat NN	4.007.688	5,5%
Alți acționari - persoane juridice	16.147.255	22,3%
Alți acționari - persoane fizice	5.374.323	7,3%
Total	73.303.142	100%

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Gabriel ANDRONACHE	Președinte Directorat
Ștefăniță MUNTEANU	Membru Directorat
Cătălin-Constantin NADOLU	Membru Directorat
Bogdan TONCESCU	Membru Directorat
Florin-Cristian TĂTARU	Membru Directorat

TARIFE

Tariful de transport (serviciul de transport + serviciul funcțional de sistem)

În conformitate cu *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019, cu modificările și completările ulterioare aduse prin Ordinul ANRE nr.153/2020, s-a stabilit modalitatea de determinare a veniturilor reglementate și de calcul al tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice, tarife ce conțin și componenta aferentă serviciului funcțional de sistem.

Având în vedere cele menționate mai sus, în tabelul de mai jos se prezintă:

- tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu componenta aferentă:
 - introducerii energiei electrice în rețea (TG);
 - extragerii energiei electrice din rețea (TL),

cu aplicabilitate din data de 1 ianuarie 2022, conform Ordinului ANRE nr.124/24.11.2021.

Tarif	u.m	Tarif aplicat	Tarif aplicat	Diferența (%)
		1 ian – 31 dec 2021	1 ian – 31 mar 2022	
Tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	20,55	23,96	16,59%
Tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea	lei/MWh	1,30	1,49	14,62%
Tariful de transport - componenta de extragere a energiei electrice în rețea	lei/MWh	19,22	22,47	16,91%

La stabilirea tarifelor prezentate în tabelul de mai sus, au fost luate în considerare rezultatele corecțiilor anuale aferente anului 2020 (corecții ex-post), calculate în mod separat pentru activitățile reglementate de transport și servicii funcționale de sistem datorită faptului că în anul

2020 s-au aplicat Metodologii diferite de stabilire a tarifelor și implicit tarife separate pentru aceste activități.

Astfel, factorii de corecție aferenți închiderii anului 2020 care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor prezentate în tabelul de mai sus, sunt detaliați după cum urmează:

➤ **Corecții aferente serviciului de transport**

- a) Corecția aferentă diferențelor de cantități de energie electrică extrasă și a prețului de achiziție a CPT. Valoarea corecției este de -30.395.017 lei.
- b) Corecția aferentă venitului obținut din aplicarea tarifului de transport al energiei electrice. Valoarea corecției este de +36.417.075 lei.

Corecția aferentă venitului obținut din tarif a fost calculată ca: diferență între venitul reglementat aprobat pentru anul 2020 ajustat cu diferența de corecție aplicată în tariful de la 1 ianuarie 2021 pentru perioada

1–15 ianuarie 2021 pentru reflectarea reducerii contribuției OTS la bugetul ANRE care nu a fost considerată la 1 ianuarie 2021 (la 1 ianuarie 2021 contribuția a fost calculată la nivelul de 1% începând cu data de 1 ianuarie 2021) și venitul realizat în anul 2020.

- c) Diferența între valorile procentuale aferente inflațiilor pentru anul 2020, comunicate de către Comisia Națională de Prognoză în cadrul Prognozei de toamna 2019 vs. Prognoza de primăvară 2021. Valoarea corecției este de -9.133.135 lei.

CNP - Prognoza de toamnă 2019	CNP - Prognoza de primăvară 2021
Anul 2020	Anul 2020
3%	2,06%

- d) Corecția aferentă costurilor de operare și mentenanță necontrolabile. Valoarea corecției este de +3.816.197 lei.
- e) Corecția aferentă transportului de energie electrică între OTS. Valoarea corecției este de -5.177.692 lei.

Corecțiile aferente serviciului funcțional de sistem pentru anul 2020 au fost în valoare de +14.545.122 lei și au fost efectuate în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.45/2017, aplicabilă serviciului funcțional de sistem pentru anul 2020.

➤ **Corecții aferente serviciului funcțional de sistem**

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 mar - 31 dec 2021	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2022	Diferenta (%)
Serviciul de sistem	lei/MWh	10,82	9,32	-13,86%

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 45/2017*, cu modificările și completările ulterioare, la determinarea venitului reglementat și a tarifului aferent serviciului de sistem pentru anul 2022 (prezentat în tabelul de mai sus), s-au luat în considerare următoarele:

➤ **Corecții:**

- a) Tranșa a doua a corecției determinată la aprobarea tarifului valabil de la 1 martie 2021 și recalculată cu considerarea ratelor de inflație realizate, în valoare de -56.414.653 lei;
- b) Venituri din penalități în valoare de -1.200.000 lei.

➤ **Ipoteze:**

- a) Pentru achiziția de rezervă de reglaj secundar pe sensul de creștere de putere au fost considerate cantitățile solicitate de către TEL. Totodată, prețul utilizat a fost actualizat la valoarea de 75,80 lei/hMW, în acord cu solicitarea TEL, reprezentând prețul mediu ponderat al perioadei martie – septembrie 2021;
- b) Pentru achiziția de rezervă de reglaj secundar pe sensul de reducere de putere nu au fost considerate cantitățile solicitate, având în vedere că necesarul de reglaj secundar din perioadele tarifare anterioare (valori realizate) se situează în jurul valorii de

3.900.000 hMW, iar cantitatea de rezervă de reglaj secundar pe sensul de creștere de putere a fost considerată la nivelul de 3.828.000 hMW;

- c) Pentru achiziția de rezervă terțiară rapidă pe sensul de creștere de putere au fost considerate cantitățile solicitate. Totodată, prețul utilizat a fost actualizat la valoarea de 46,96 lei/hMW, în acord cu solicitarea TEL, reprezentând prețul mediu ponderat al perioadei martie – septembrie 2021;
- d) Pentru achiziția de rezervă terțiară rapidă pe sensul de reducere de putere au fost considerate cantitățile solicitate. Totodată, prețul utilizat a fost actualizat la valoarea de 12,33 lei/hMW, în acord cu solicitarea TEL, reprezentând prețul mediu ponderat al perioadei martie – septembrie 2021;
- e) Pentru achiziția de energie electrică reactivă au fost considerate cantitățile solicitate și prețul de 199,68 lei/oră-grup, preț aprobat prin Decizia ANRE nr. 1078/29.06.2020;

LITIGII

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

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

• ROMENERGY INDUSTRY

Obiectul dosarului nr. 2088/107/2016 este “Faliment - Cerere de înscriere la masa credală”.

Transelectrica a depus cerere înscriere la masa credală cu suma de 16 mil lei. Creanța a fost admisă și înscrisă în Tabelul preliminar

A fost fixat termen la 16.05.2022, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor.

• RAAN

Obiectul dosarului nr. **9089/101/2013/a140** este acțiune în pretenții/contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoarei RAAN.

Observații: Ca urmare a înscrierii în parte a sumei totale solicitate de Transelectrica în cuantum de 89.360.986,06 lei și a adresei nr. 4162/03.10.2016, prin care lichidatorul judiciar comunică faptul că doar suma de 11.264.777,30 lei a fost înscrisă în tabelul suplimentar în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, iar suma de 78.096.208,76 lei a fost respinsă, s-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe.

La termenul de judecată din data de 14.02.2019, s-a dispus conexarea dosarului nr.**9089/101/2013/a152** la dosarul nr. 9089/101/2013/a140 (**având ca obiect pretenții – cerere de plată**).

Soluția Hotărâre 163/20.06.2019: Admite excepția decăderii. Admite în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. Respinge în rest cererile conexate.

Transelectrica a declarat apel în termenul legal. Apelul a fost respins ca nefondat. Transelectrica a formulat cerere de revizuire pentru contrarietate de hotărâri, care este înregistrată sub nr. 1711/54/2019 și care se va judeca la Înalta Curte de Casație și Justiție. S-au pus în discuție excepțiile tardivității și inadmisibilității. Soluția ICCJ: admite excepția tardivității cererii de revizuire. Următorul termen stabilit este în data de **02.06.2022**.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte dosare aflate în diferite stadii de judecată. Acțiuni ale RAAN împotriva CNTEE Transelectrica SA derivând din contractul nr. C137/08.04.2011.

Dosarul nr. **3694/3/2016** - Pretenții 15.698.721,88 lei. Termen de judecată la data de 08.11.2021: cauza a fost suspendată până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017.

Dosarul nr. **24206/3/2015** - Transelectrica a solicitat instanței să constate compensarea de drept a sumei de 16.896.664 lei. A fost declarat recurs, care a fost respins ce nefondat de către ICCJ la data de 9 decembrie 2021.

Dosarul nr. **26024/3/2015** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei de 10.048.628,86 lei. Soluția ICCJ din data de 01.03.2022: Admite recursul declarat de RAAN și trimite cauza spre o nouă judecare la CAB.

Dosarul nr. **28458/3/2017** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 2.106.843 lei. Soluția ICCJ: Respinge ca nefondat recursul declarat de Companie împotriva deciziei civile nr. 825/2021 din 12 mai 2021 pronunțată de CAB. Definitivă

Dosarul nr. 28460/3/2017 - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 12.346.063 lei. Soluția CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015.

• CET Govora

Dosarul nr. 2428/2/2014 - prin contestația care face obiectul cererii introductive, reclamanta CET Govora solicita anularea Deciziei Președintelui ANRE nr. 738/28.03.2014, iar prin Precizarea depusă la data de 29.10.2014 a solicitat ca, în situația admiterii contestației, să se dispună restituirea sumelor de bani reținute de către administratorul schemei de sprijin, CNTEE Transelectrica SA, în executarea deciziei de supracompensare, pentru recuperarea sumei de 53.742.755 lei.

Prin Notele de ședință înregistrate la dosar la data de 13.10.2021, respectiv din data de 04.01.2022, Reclamanta CET Govora SA solicită admiterea cererii de precizare a acțiunii depusă pentru termenul din data de 29.10.2014, indicând faptul că suma stinsă prin compensare cu creanțele reciproce dintre CET Govora SA și CNTEE Transelectrica SA este în valoare de 40.507.668,67 lei.

Transelectrica a fost introdusă în cauză, în calitate de intervenient forțat, prin Încheierea de ședință din data de 18.10.2021.

Prin cererea de intervenție accesorie în interesul CET Govora SA, Județul Valcea – Consiliul Județean Valcea

solicita admiterea actiunii formulata de catre CET Govora si anulara Deciziei Presedintelui ANRE nr. 738/28.03.2014, considerand ca aceasta este nemotivata, fiind un act nelegal. Se amână pronunțarea la **13.05.2022**.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosarul nr. **2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraș Severin.

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018; dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Solutia Tribunalului CS: Suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară. Document: Încheiere - Suspendare 22.03.2021.

• **ANAF**

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 emisă de ANAF - Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili

Solutia pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulată de contestatoarele. 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.

Dosarul nr. 1802/2/2018 - La termenul din data de 20.10.2020 - soluție pe scurt: s-au admis în parte cererile litispendate.

S-a anulat în parte Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor si la data de 12.07.2017 de ANAF– Direcția Generală de

Administrare a Marilor Contribuabili, dar și Raportul de Inspecție fiscală nr.F-MC 222 încheiat la data de 30.06.2017, care a stat la baza emiterii deciziei de impunere, în sensul că:

- ✓ Înlătură obligația de plată a impozitului pe profit în sumă de 18.522.280 lei, TVA în sumă de 5.694.636 lei și accesoriiile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.436.653 lei, obligații fiscale stabilite pentru cele 349 facturi fiscale cu regim special constatate lipsă din gestiunea reclamantei.
- ✓ Înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 27.001.727 lei, reprezentând serviciile tehnologice de sistem facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ Înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 343.629,91 lei. reprezentând "servicii de înlăturare a buruienilor" și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ Înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 230.685,491 lei, reprezentând cheltuielile cu produse de natură promoțională li de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ Înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 46.417,1 lei, aferentă sumei de 343.629,91 lei, reprezentând "servicii de înlăturare a buruienilor" și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ Înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 37.693,88 lei aferentă sumei de 230.685,49 lei, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ Înlătură mențiunea referitoare la obligația Sucursalei de Transport Sibiu din cadrul CNTEE Transelectrica S.A de a înregistra suma de 576.846,80 lei ca și venit impozabil, cel târziu la data de 30.06.2010, dată la care a fost acceptată înscrierea unității verificate la masa credală cu această sumă, mențiunea referitoare la caracterul de venit impozabil la calculul profitului a sumei de 576.846,80 în conformitate cu prevederile art. 19 alin. 1 din Legea nr. 571/2003 privind Codul Fiscal cu modificările și completările ulterioare, coroborat cu pct. 23 lit. d din HG 44/2004 cuprinzand Normele metodologice de aplicare a Legii nr. 571/2003, capitolul referitor la impozitul pe profit, respectiv capitolul VII funcțiunea conturilor din Ordinul nr. 3055 din 29 Octombrie 2009 pentru aprobarea

Reglementărilor contabile conforme cu directivele europene și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.

- ✓ Înlătură din Procesul-Verbal constatarea făcută cu privire la “determinarea taxei pe valoare adăugată deductibilă mai mică decât cea înregistrată de reclamantă, rezultând astfel o diferență în sumă de 13.141 lei” (anexa nr.15) și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ Înlătură obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale, cu privire la obligațiile fiscale principale care au fost menținute de către instanța de judecată prin prezenta hotărâre, astfel cum au fost stabilite prin Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de ANAF– DGAMC, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF – DGAMC și prin Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor.

Se mențin celelalte dispoziții din cuprinsul Deciziei nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017. Se resping, în rest, cererile litispendate ca neîntemeiate.

Respinge ca neîntemeiată cererea de acordare a cheltuielilor de judecată constând în taxa judiciară de timbru. Obligă părțile, în solidar, la plata către reclamantă a cheltuielilor de judecată în sumă de 4.000 lei, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, proporțional cu admiterea cererii.

Transelectrica și ANAF au declarat recurs în luna martie 2022. Termen de judecată: **10.05.2022**

• **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012 și pretenții în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită și 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

Termen de judecată: **07.06.2022** – se administrează proba cu expertiză.

• **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acțiune în pretenții pe dreptul comun.

Obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societății OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”.

Obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferentă facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acțiune în anulare hotărâre AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 3021/03.12.2021. Până în prezent hotărârea pronunțată în acest dosar nu a fost redactată. După redactarea și comunicarea Sentinței Civile nr. 3021/ 03.12.2021, Compania va putea declara apel împotriva acestei hotărâri.

Dosar nr. **24242/3/2021** - Tribunalul București Secția a VI-a Civilă - Obiectul dosarului: Reclamanta OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură.

Termen de judecată: **26.09.2022** pentru administrare probe.

• **GRAND VOLTAGE**

Dosarul nr.**7976/3/2021**, înregistrat pe rolul Tribunalului București, are ca obiect cererea de chemare în judecată, prin care reclamantul Grand Voltage solicită obligarea părții CNTEE Transelectrica SA la repararea prejudiciului cauzat subscrisei în cuantum de 6.125.822,13 lei ca urmare a neexecutării culpabile a obligațiilor aferente Contractului de lucrări nr. C 111/23.05.2018 privind “Racordarea LEA 100kV Isaccea -Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobruja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II-LEA 400kV d.c. Racorduri Stația Medgidia Sud”.

Termen de judecată: **09.05.2022** – lipsă raport de expertiză.

• ANRE

Dosarul nr. 4921/2/2014 prin care se solicită fie modificarea Ordinului nr.51/26.26.2014, fie emiterea unui nou ordin, în care să se efectueze recalcularea valorii RRR la nivelul de 9,87% (recalculat cu un coeficient (β) de 1,0359, conform analizelor interne Transelectrica) sau, în măsura în care va fi respinsă această cerere, folosind același procent de 8,52% stabilit de ANRE pentru anul 2013 și semestrul I 2014.

În data de 06.10.2020 a fost respinsă cererea cu următoarea soluție pe scurt: s-a respins excepția inadmisibilității, ca neîntemeiată. S-a respins acțiunea, ca neîntemeiată. Cu recurs în termen de 15 zile de la comunicare. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței. Hotărâre 362/2020.

La termenul din 11.01.2021 se admite cererea de completare dispozitiv. Se dispune completarea dispozitivului sentinței civile nr. 362/06.10.2020 cu soluția dată asupra cererii de intervenție accesorie, în sensul că: se admite cererea de intervenție accesorie, formulată de intervenienta ALRO SA în sprijinul pârâtei ANRE. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București.

Transelectrica a declarat recurs ce va fi judecat în data de **11.05.2022**. Litigiul nu a afectat relația cu ANRE.

• CURTEA DE CONTURI

Obiectul dosarului cu nr.**1658/2/2014** este “anulare acte de control” – Încheiere nr.7/20.02.2014 emisă de Curtea de Conturi

La termenul din data de 13.06.2018 se admite în parte acțiunea reclamantei-Transelectrica SA. 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 pârâtă 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 partial măsura de la pct. II.13 în sensul înlăturării sintagmei „inclusiv pentru cele constatate în cazul facturilor emise de SC 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 pârâta să plătească reclamantei suma de 121.375 lei cheltuieli de judecată (parțial onorarii de experti taxă judiciară de timbru). Cu drept de recurs în 15 zile de la comunicare. Document: Hotărâre 2771/13.06.2018. Transelectrica a declarat recurs la data de 14.06.2019.

În ședința publică din data de 21.10.2020, se respinge recursurile declarate de reclamanta și de pârâta împotriva sentinței nr. 2771 din 13 iunie 2018 a CAB - Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, ca nefondate. Definitivă.

Contestație împotriva Deciziei CCR nr. 8/27.06.2017

Ca 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. Compania a formulat un număr 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 pe rolul Curții de Apel București (**2 dosare: dosar nr.6576/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctele 7.1, 7.2. și 8, precum și a măsurii dispuse la punctul II.10, termen 20.01.2021, soluție: se resping excepțiile inadmisibilității, invocate prin întâmpinare, se respinge cererea, ca neîntemeiată și **dosar nr.6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, cu termen de judecată la **13.05.2022**) și pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție (**dosarul nr.6578/2/2017**, privind anularea constatărilor de la punctul 9 precum și a măsurii dispuse la punctul II.11, termen de judecată la **08.06.2022**).

Cinci dosare au fost soluționate definitiv, prin respingerea cererii în anulare de către Curtea de Apel București și respingerea recursurilor de către Înalta Curte de Casație și Justiție (**dosarul nr.6574/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.2 precum și a măsurii dispuse la punctul II.8, **dosarul nr.6577/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 13 precum și a măsurii dispuse la punctul II.13, devenit **dosar nr.1614/1/2020**, **dosarul nr.6580/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 10 precum și a măsurii dispuse la punctul II.12, **dosarul nr.6582/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 11 precum și a măsurii dispuse la punctul I.5 și **dosarul nr.6583/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.1 precum și a măsurii dispuse la punctul II.7 și II.8).

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, iar pentru aceste litigii Compania a actualizat provizioanele reprezentând contravaloarea OAVT-urilor (opțiuni pentru acțiuni virtuale), dar și în procese care au ca obiect pretenții ajustare preț contract conform OUG nr.114/2018.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	T1 2022	2021	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.822	3.815	8	-
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	28	30	(2)	(7%)
Imobilizări necorporale	7	7	-	1%
Imobilizări financiare	82	82	-	-
Total active imobilizate	3.939	3.933	6	-
Active circulante				
Stocuri	42	40	2	4%
Creanțe	3.443	2.996	448	15%
Numerar și echivalente	90	252	(162)	(64%)
Impozit pe profit de recuperat	18	21	(3)	(15%)
Total active circulante	3.593	3.309	284	9%
Total active	7.532	7.242	290	4%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	-
<i>Capital social subscris</i>	733	733	-	-
Primă de emisiune	50	50	-	-
Rezerve legale	138	138	-	-
Rezerve din reevaluare	753	769	(17)	(2%)
Alte rezerve	34	31	3	11%
Rezultat reportat	1.659	1.634	25	2%
Total capitaluri proprii	3.366	3.355	11	0%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	447	443	4	1%
Împrumuturi pe termen lung	73	79	(6)	(8%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	21	23	(2)	(9%)
Datorii privind impozitele amânate	117	117	(1)	(1%)
Obligații privind beneficiile angajaților	60	60	-	-
Total datorii pe termen lung	718	723	(5)	(1%)
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.142	3.034	108	4%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	8	-	1%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	11	14	(3)	(23%)
Împrumuturi pe termen scurt	216	25	191	767%
Provizioane	39	52	(13)	(25%)
Venituri în avans pe termen scurt	32	32	-	1%
Total datorii curente	3.447	3.164	283	9%
Total datorii	4.166	3.887	278	7%
Total capitaluri proprii și datorii	7.532	7.242	290	4%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere - neauditat

[mil RON]									
Indicator	T1 2022	T1 2021	2021	2020	Bugetat T1 2022	Realizat T1 2022 vs 2021	Realizat T1 2022 vs 2021 (%)	Realizat vs Bugetat T1 2022	Realizat vs Bugetat T1 2022 (%)
0	1	2	3	4	5	6=1-2	7=1/2	8=1-5	9=1/5
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	419	323	1252	1035	406	96	9%	13	3%
Venituri din serviciile de sistem	134	173	624	795	148	(39)	(5%)	(14)	(9%)
Venituri din piața de echilibrare	665	220	1823	495	409	445	90%	256	63%
Alte venituri	13	10	57	42	9	2	6%	3	33%
Total venituri din exploatare	1.231	726	3.756	2.367	972	504	21%	258	27%
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	274	109	576	310	222	165	53%	51	23%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	657	212	1810	495	409	445	90%	248	61%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	121	143	610	566	142	(22)	(4%)	(20)	(14%)
Amortizare	63	64	274	268	68	(1)	(0%)	(5)	(7%)
Cheltuieli cu personalul	61	49	244	273	67	12	4%	(7)	(10%)
Reparații și mentenanță	18	15	97	98	24	3	3%	(6)	(23%)
Materiale și consumabile	3	2	10	8	3	1	14%	(1)	(25%)
Alte cheltuieli din exploatare	21	37	123	170	39	(15)	(9%)	(17)	(45%)
Total cheltuieli din exploatare	1.218	631	3.745	2.188	974	587	27%	244	25%
Profit din exploatare	13	96	11	180	(2)	(83)	(46%)	15	n/a
Venituri financiare	2	2	6	10	2	(0)	(1%)	(0)	(11%)
Cheltuieli financiare	4	3	15	15	2	1	4%	1	60%
Rezultat financiar net	(2)	(1)	(9)	(5)	(0)	(1)	(14%)	(2)	n/a
Profit înainte de impozitul pe profit	11	94	2	175	(3)	(84)	(48%)	13	n/a
Impozit pe profit	3	12	1	30	0	(10)	(33%)	2	n/a
Profitul exercițiului	8	82	0,45	145	(3)	(74)	(51%)	11	n/a

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie – neauditat

[Mil RON]	T1 2022	T1 2021	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	8,03	81,97	(73,9)
Cheltuiala cu impozitul pe profit	2,53	12,45	(9,9)
Cheltuieli cu amortizarea	62,65	63,96	(1,3)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	0,48	0,41	0,1
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(0,28)	(0,81)	0,5
Pierderi din creanțe și debitori diverși	0,00	0,04	(0,0)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	0,07	(0,24)	0,3
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	0,30	0,68	(0,4)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,05	0,03	0,0
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	0,00	0,30	(0,3)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(12,76)	(15,90)	3,1
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	1,40	1,87	(0,5)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	62,47	144,76	(82,3)
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(704,98)	(57,72)	(647,3)
Clienți - echilibrare	259,31	(3,79)	263,1
Clienți - cogenerare	(2,54)	3,33	(5,9)
Stocuri	(1,67)	1,24	(2,9)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	453,02	(78,90)	531,9
Datorii - echilibrare	(325,35)	(26,04)	(299,3)
Datorii - cogenerare	4,04	(10,50)	14,5
Datorii plătite conform Decizie impunere ANAF	0,00	(2,14)	2,1
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	0,00	(2,19)	2,2
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3,34)	(5,08)	1,7
Venituri în avans	7,55	7,05	0,5
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	(251,48)	(29,99)	(221,5)
Dobânzi plătite	(1,60)	(1,04)	(0,6)
Impozit pe profit plătit	0,00	(2,51)	2,5
Numerar net generat din activitatea de exploatare	(253,08)	(33,55)	(219,5)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(91,30)	(111,92)	20,6
Dobânzi încasate	0,25	0,76	(0,5)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(91,05)	(111,16)	20,1
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(5,96)	(5,87)	(0,1)
Utilizare linie de credit cogenerare	45,57	0,00	45,6
Utilizare linie de credit capital de lucru	145,11	0,00	145,1
Plăți leasing clădire	(2,65)	(2,61)	(0,0)
Dividende plătite	(0,04)	(0,01)	(0,0)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	182,04	(8,48)	190,5
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(162,10)	(153,19)	(8,9)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	252,23	554,00	(301,8)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	90,13	400,82	(310,7)

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	T1 2022	2021
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,04	1,05
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	8,6%	3,1%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	7,9%	3,0%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	143,24	122,21
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,31	0,94

*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: Acte constitutive modificate în anul T1 2022

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în anul 2022.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-martie 2022

Directorat

- În ședința din data 23.03.2022 membrii Consiliului de Supraveghere au decis cu unanimitate de voturi prelungirea cu o durată de două luni, începând cu data de 25 aprilie 2022 și până la data de 24 iunie 2022 a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului pentru: Gabriel ANDRONACHE, Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin-Constantin NADOLU, și Florin-Cristian TĂTARU.
De asemenea, în temeiul art.64² alin(1) din OUG nr.109/2022 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare, au numit în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Bogdan TONCESCU pentru un mandat de două luni, începând cu data de 25 aprilie 2022 și până la data de 24 iunie 2022.

Consiliul de Supraveghere

- Conform Hotărâre AGOA nr.3/18.04.2022 s-a decis numirea, începând cu data de 22 aprilie 2022 și până la data de 21 august 2022, a următorilor membri ai Consiliului de Supraveghere al Companiei: Oana-Cristina BALACCIU; Adrian-Nicolae BLĂJAN; Cătălin-Andrei DASCĂL; Victor-Florin DUMITRIU; Dumitru Virgil ORLANDEA; Costin-Mihai PĂUN; Alexandru-Cristian VASILESCU, cu o durată a mandatului de patru luni.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul I 2022 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.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durată luni	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 588/2022	Contract de credit bancar revolving pentru finanțarea capitalului de lucru al CNTEE transelectrica SA	12	4.017,03	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură proprie
2	C 624/2022	Linie de credit bancar revolving	12	3.710	-	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură proprie
3	C 518/2022	Servicii de transport aerian intern și internațional de pasageri (acord cadru)	24	2.533	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
4	SB 27/2022	Servicii specializate de pază, monitorizare, intervenție și intervenție în situații deosebite la obiectivele UTT Sibiu	4	829,7	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură proprie
5	SB 28/2022	Servicii de curățenie și igienizare în sediile și stațiile UTT Sibiu	24	820,9	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
6	BA 5/2022	Servicii de curățenie la obiectivele UTT Bacău și DET	24	718,4	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
7	TM 25/2022	Servicii de curățenie la sediile UTT Timișoara - LOT 1 județul Timiș	24	502,5	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie 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
„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

