

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Raportul trimestrial
Ianuarie – Martie 2023



	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	16
	Dezvoltare RET	20
	Evenimente semnificative	24
	Alte aspecte	28
	Anexe	36

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 2023

Data raportului:	15 mai 2023
Denumirea societății comerciale:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
Sediul social:	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)	254900OLXOUQC90M036
Data înființării Companiei:	31.07.2000/ OUG 627
Capital social:	733.031.420 lei, subscris și vărsat
Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București, categoria Premium
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune, acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL
Valoarea de piață:	1.744.614.779,60 lei (23,80 lei/acțiune la 31.03.2023)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare trimestriale întocmite la data de 31.03.2023 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2022 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 2023 au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 - “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, 4 mai 2023

**Ștefăniță
MUNTEANU**

**Președinte
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Bogdan
TONCESCU**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie T1 2023 vs T1 2022

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

1.108	mil lei	▼	-10%	Venituri
			y/y	
178	mil lei	▲	136%	EBITDA
			y/y	
80	mil lei	▲	n/a	Profit net
			y/y	
13,01	TWh	▼	-9%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,54%	*	▲	0,26	pp	CPT
			y/y		
10,66	TWh	▼	5,7%		Energie transportată***
			y/y		

INVESTIȚII

67	mil lei	▼	-26%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
55,81	mil lei	▲	135%	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 2023 este prezentată în tabelele de mai jos. Rezultatele financiare la T1 2023 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 2023	T1 2022	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	13,01	14,35	(1,34)	(9%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	499	431	68	16%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	487	419	68	16%
Tarif reglementat	368	343	25	7%
Alte venituri din Piața de Energie	17	7	10	n/a
Interconexiune	102	70	33	47%
Alte venituri	12	13	(0)	(3%)
Costuri operaționale	312	377	(64)	(17%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	171	274	(102)	(37%)
Reparații și mentenanță	19	18	0	2%
Cheltuieli cu personalul	75	61	14	22%
Alte costuri	48	24	24	98%
EBITDA	187	55	132	n/a
Amortizare	82	63	20	31%
EBIT	105	(8)	113	n/a
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	609	799	(191)	(24%)
V.Servicii de sistem tehnologic	101	134	(33)	(25%)
V.Piața de echilibrare	508	665	(157)	(24%)
Costuri operaționale	618	778	(161)	(21%)
C.Servicii de sistem tehnologice	110	121	(12)	(10%)
C.Piața de echilibrare	508	657	(149)	(23%)
EBIT	(9)	21	(30)	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.108	1.231	(123)	(10%)
Costuri operaționale	930	1.155	(225)	(19%)
EBITDA	178	75	103	n/a
Amortizare	82	63	20	31%
EBIT	96	13	83	n/a
Rezultat financiar	1	(2)	3	n/a
EBT	97	11	86	n/a
Impozit pe profit	17	3	14	n/a
Profit net	80	8	72	n/a

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	T1 2023	2022	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.993	4.002	(8)	(0%)
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	20	22	(2)	(9%)
Imobilizări necorporale	315	338	(23)	(7%)
Imobilizări financiare	86	86	(0)	(0%)
Total active imobilizate	4.414	4.447	(33)	(1%)
Active circulante				
Stocuri	45	42	3	8%
Creanțe	1.755	3.340	(1.585)	(47%)
Impozit pe profit de recuperat	-	4	(4)	(100%)
Numerar și echivalente	324	315	9	3%
Total active circulante	2.124	3.702	(1.577)	(43%)
Total active	6.539	8.149	(1.610)	(20%)
Capitaluri proprii	3.949	3.869	80	2%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	488	439	49	11%
Împrumuturi pe termen lung	50	56	(6)	(11%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	13	15	(2)	(14%)
Alte datorii pe termen lung	174	178	(4)	(2%)
Total datorii pe termen lung	724	687	37	5%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	1.696	3.372	(1.676)	(50%)
Împrumuturi pe termen scurt	25	92	(68)	(73%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	8	0	1%
Alte datorii pe termen scurt	137	120	16	14%
Total datorii curente	1.866	3.593	(1.727)	(48%)
Total datorii	2.590	4.281	(1.691)	(39%)
Capitaluri proprii și datorii	6.539	8.149	(1.610)	(20%)

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	T1 2023	T1 2022	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	177	62	114	183%
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	127	(251)	379	n/a
Numerar net generat din activitatea de exploatare	126	(253)	379	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(41)	(91)	50	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(76)	182	(258)	n/a
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	9	(162)	171	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	315	252	63	25%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	324	90	234	n/a

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie–martie 2023, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (13,01 TWh) a înregistrat o scădere de 9% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2022 (diferența între cele două perioade fiind de -1,3 TWh).

Segmentul profit permis

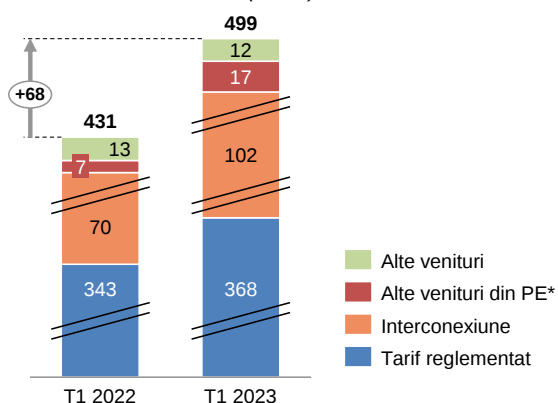
Venituri operaționale



Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere de 16% a veniturilor (499 mil lei în T1 2023 față de 431 mil lei în T1 2022) pe fondul creșterii în principal a veniturilor din interconexiune, cât și a veniturilor din transport.

Începând cu data de 30 septembrie 2022 Compania aplică prevederile OUG nr.119/2022 aprobată prin legea 357/2022 prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 august 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



* (ITC, energie reactivă, vânzare CPT, schimburi energie, ajutoare avarie)

Creșterea veniturilor din transport și a altor venituri pe piața de energie (487 mil lei la T1 2023 față de 419 mil lei în T1 2022) este influențată în principal, de evoluția veniturilor din interconexiune. Veniturile obținute din aplicarea tarifului de transport au înregistrat o creștere de 25,3 mil. lei (+7,4%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

În intervalul ianuarie-martie 2023 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere semnificativă, de la 70 mil lei în T1 2022 la 102 mil lei în T1 2023 motivată de următoarele:

- prețului unitar al energiei electrice care a crescut în toată Uniunea Europeană, determinând o diferență mare de preț între piețele cuplate,
- deficitului de energie înregistrat la nivel european.

Alocările implicite, în care se atribuie simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

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

În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

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 Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost ușor mai mari în T1 2023 (0,42 mil lei) comparativ cu aceeași perioadă din anul 2022 (0,21 mil lei).

Începând cu data de 01.09.2022, tariful pentru schimburile cu țările perimetrice s-a modificat de la 0,6 EUR/MWh la 1,2 EUR/MWh, ceea ce a condus la o ușoară creștere a veniturilor înregistrate comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat pe Piața de Echilibrare.

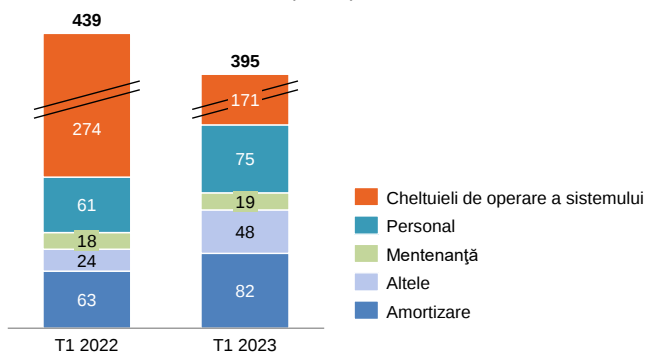
Pentru T1 2023, Compania a înregistrat o creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent a **veniturilor din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT)** în sumă de 7 mil lei.

În structura acestor venituri, tranzacțiile pe Piața intrazilnică au fost mai mici decât cele realizate în anul precedent, având în vedere că o mare parte din CPT necesar a fost achiziționat pe piețele pe termen lung prin mecanismul MACEE (Mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică) și prin contracte bilaterale, iar prețurile pe piețele pe termen scurt au scăzut față de anul precedent, în timp ce tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, în special datorită faptului că au fost înregistrate mai multe intervale cu prețuri de echilibrare negative.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o scădere de 10% (395 mil lei în T1 2023 față de 439 mil lei în T1 2022).

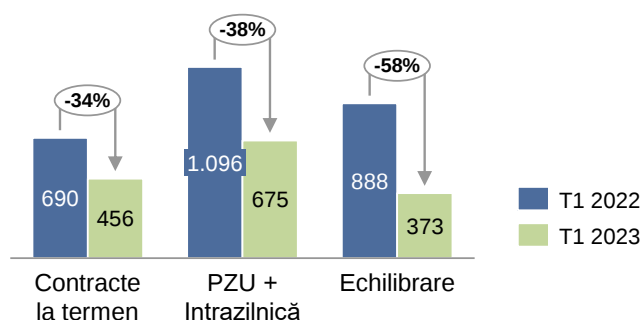
Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



CPT: În intervalul ianuarie-martie 2023 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumul propriu tehnologic sunt în sumă de 147 mil lei, mai mici cu 42% (-108 mil lei) comparativ cu ianuarie - martie 2022, motivată de următoarele:

- 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;
- ca urmare a prevederilor OUG nr. 153/2022, Transelectrica a achiziționat energie electrică pentru acoperirea a 75% din cantitatea aferentă prognozei de CPT validate prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE), la un preț de achiziție reglementat la valoarea de 450 lei/MWh;
- prevederile OUG 153/2022 s-au aplicat și pentru ceilalți operatori de rețea, ceea ce a condus la o scădere a cantităților tranzacționate pe piețele pe termen scurt cu peste 35% și a prețurilor energiei pe aceste piețe. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU pe primul trimestru a fost de 633,51 lei/MWh, mai mic comparativ cu prețul din perioada similară a anului 2022, menținându-se totuși mai ridicat față de prețul mediu de achiziție aferent anilor 2020, 2021.

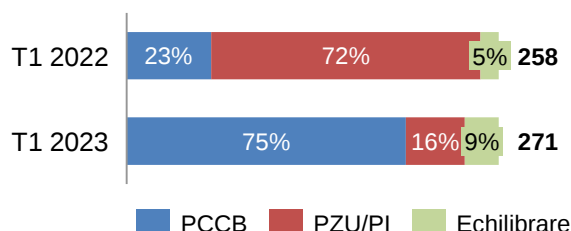
Prețuri medii de achiziție*
(lei/MWh)



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

Pe toate pietele s-au înregistrat prețuri medii mai mici față de cele din primul trimestru din 2022, iar mixul de achiziție (cantitativ net) prezintă următoarele componente în cele două perioade analizate:

Mix achiziție CPT pe piețe
(cantități nete, GWh)



Astfel, pentru anul 2023, Compania a încheiat un contract pentru achiziționarea unei cantități de 714.402,3MWh, reprezentând 75% din cantitatea aferentă prognozei de consum validate.

Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET în sumă de 11,1 mil lei au înregistrat o valoare comparabilă cu cea înregistrată în primul trimestru din anul 2022 în sumă de 11,8 mil lei.

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.

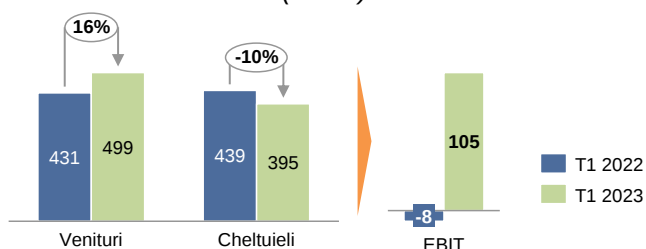
Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În T1 2023 aceste cheltuieli au fost mai mari cu 6,9 mil lei comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent și reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO) care 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.

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv de 105 mil lei, în creștere cu +113 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut, creșterea fiind datorată în principal veniturilor din interconexiune și veniturilor din transport în condițiile reducerii costurilor operaționale (inclusiv amortizare).

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



Segmentul zero profit

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o scădere cu -191 mil lei, de la 799 mil lei la 31 martie 2022 la 609 mil lei la 31 martie 2023 determinată în principal de scăderea cu -157 mil lei a veniturilor pe piața de echilibrare.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o scădere a costurilor cu -161 mil lei, de la 778 mil lei la 31 martie 2022 la 618 mil lei la 31 martie

2023, determinată în principal de scăderea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Piața de echilibrare a fost influențată în principal de următoarele elemente:

- de reglementare
 - reglementările naționale privind piața de energie electrică, respectiv OUG nr. 153 din 11 noiembrie 2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei și modificarea OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023 actualizată, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei;
 - reglementările legislative europene privind piața de energie.
 - privind funcționarea pieței
 - evoluția pieței de energie la nivel european și la nivel regional;
 - modul de realizarea a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare;
 - evoluția hidraulicității și producției eoliene;
 - evoluția prețului mediu înregistrat pe piața de echilibrare;
 - evoluția dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
 - evoluția producției și consumului de energie electrică.

Veniturile privind piața de echilibrare realizate în T1 2023, au fost mai mici cu -157 mil lei față de cele realizate în T1 2022.

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în T1 2023, au fost mai mici cu -149 mil lei față de cele realizate T1 2022. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață.

Pentru anul 2023 se estimează că evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național și contextul european de evoluție al pieței de energie electrică, modul de realizarea a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare, vor avea un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor 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 T1 2023 contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru Energia Reactivă. Transelectrica a contractat Energia Reactivă de la Hidroelectrică SA, conform Deciziei ANRE nr.1078/2020.

Pe parcursul ianuarie-martie 2023, **veniturile din serviciile de sistem tehnologice** au înregistrat o scădere în procent de 25% comparativ cu ianuarie-martie 2022 (101 mil lei la 31 martie 2023 față de 134 mil lei la 31 martie 2022), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile reducerii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 9%.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem tehnologice** în T1 2023, a înregistrat o scădere în procent de 10% comparativ cu aceeași perioadă din 2022 (110 mil lei în T1 2023 comparativ cu 121 mil lei în T1 2022).

Valoarea costurilor cu achiziția STS pentru T1 2023 a fost determinată în principal de următorii factori:

- prețurile de achiziție a serviciilor de sistem pe piața concurențială s-au menținut în jurul valorilor:
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj secundar la valoarea de 85,00 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, creștere de putere la valoarea de 50,00 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, reducere de putere la valoarea de 12,00 lei/hMW.
- manifestarea pe parcursul primului trimestru din 2023 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.

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.

Pentru perioada următoare din anul 2023 se estimează că, un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul Transelectrica SA, îl vor avea evoluția cadrului de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, cât și contextul european de evoluție a pieței de energie electrică.

Rezultat operațional

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat negativ de -9 mil lei, în scădere 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.

II. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

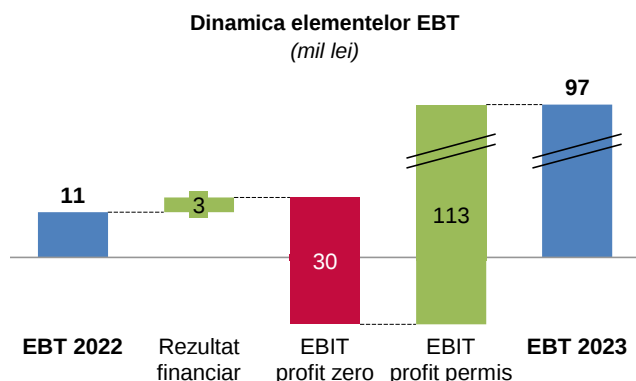
Veniturile totale operaționale realizate în primul trimestru din 2023 au înregistrat o scădere în procent de 10% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (1.231 mil lei în T1 2022 față de 1.108 mil lei în T1 2023), în contextul creșterii semnificative a veniturilor obținute din alocarea capacităților de interconexiune și a veniturilor din transport, dar și în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor.

Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în T1 2023 au înregistrat o scădere de 17% comparativ cu perioada similară a anului anterior, 1.012 mil lei în T1 2023 față de 1.218 mil lei în T1 2022.

Rezultatul brut a înregistrat creștere în perioada analizată, de la 11 mil lei în T1 2022 la 97 mil lei în T1 2023.

Dinamica între rezultatul înregistrat în T1 2023 comparativ cu T1 2022, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:



III. Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în perioada ianuarie-martie 2023 este pozitiv în valoare de 1 mil lei, influențat în principal de dobânzile aplicate în perioada analizată dar și de evoluția cursului valutar (RON/EURO). Nivelul crescut al cheltuielilor/veniturilor din diferențe de curs valutar a fost influențat semnificativ de volumul mare al tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor.

POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în T1 2023 comparativ cu decembrie 2022 o reducere în procent de 1% (-33 mil lei), determinată în principal de diminuarea soldului imobilizărilor necorporale.

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 valabil pe o perioadă de 5 ani.

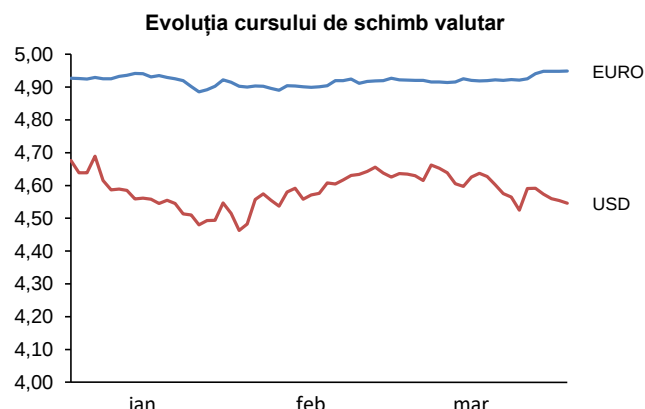
La data de 31 martie 2023, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 19,88 mil lei.

Imobilizări necorporale

Evoluția imobilizărilor necorporale au fost influențate în principal de:

- o ieșire de imobilizări necorporale în curs prin recunoaștere în costuri de 5,4 mil lei,

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în anul 2023 este redată în graficul următor:



IV. Rezultat net

Rezultatul net la sfârșitul primului trimestru din 2023 în valoare de 80 mil lei, a înregistrat o creștere cu 72 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului precedent, aprecierea fiind datorată în principal creșterii veniturilor din interconexiune și a veniturilor din transport, dar și în condițiile reducerii costurilor operaționale (inclusiv amortizare) cu suma de 206 mil lei.

- faptul că pentru T1 2023, Compania nu a înregistrat costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costul recunoscut în tarif, în schimb a fost înregistrată cheltuială cu amortizare în suma de 16,96 mil lei pentru CPT suplimentar recunoscut anterior.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

II. Active circulante

Activele circulante au înregistrat o diminuare în procent de 43% la 31 martie 2023 (2.124 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2022 (3.702 mil lei).

lei), datorată în principal reducerii creanțelor comerciale și alte creanțe.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 1.105 mil lei (1.289 mil lei la 31 martie 2023 comparativ cu 2.394 mil lei la 31 decembrie 2022). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- clienții din activitatea operațională care datorită scăderii tranzacțiilor rezultate din mecanismele de cuplare a piețelor de energie au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (1.286 mil lei la data de 31 martie 2023 față de 1.696 mil lei la data de 31 decembrie 2022).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: IBEX, MAVIR, OPCOM, RAAN, Electrica Furnizare SA, Hidroelectrica SA, Enel Energie SA, CET Govora SA, E. ON Energie Romania SA, Enel Energie Muntenia SA.

Ponderea acestora este de 65,84% în total creanțe comerciale.

- clienții – piața de echilibrare care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul I al anului 2023, față de trimestrul IV al anului 2022 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (195 mil lei la data de 31 martie 2023 față de 564 mil lei la data de 31 decembrie 2022).

Clienții - schema de sprijin, care au înregistrat o creștere de 7% determinată, în principal, de valoarea facturată pentru colectarea supracompensării aferente anului 2022, scadentă în trimestrul II al anului 2023.

La data de 31 martie 2023, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 11% față de 5% la 31 decembrie 2022, din total creanțe comerciale. 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 2023, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 141 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care în principal:

- 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;

- supracompensare pentru 2022 în sumă de 34 mil lei, respectiv de la CET Govora – 13,7 mil lei și Electrocentrale București – 20,4 mil lei;

- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,7 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.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat integral creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2022 (suma de 34,13 mil lei): CET Govora (13,7 mil lei), și Electrocentrale București (20,4 mil lei), precum și suma de 1,8 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2022.

Alte creanțe la data de 31 martie 2022, în sumă de 146 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (104 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 83,2 mil lei (din care suma de 35,35 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 (13,42 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).
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în sumă de 11,9 mil lei: Next Energy Partners (8,39 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Arelco Power (0,99 mil lei).
 - 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 14 mil lei sunt reprezentate în principal de cotizații internaționale (5,3 mil lei), contribuție anuală ANRE aferentă anului 2023 (3,6 mil lei).
- alte creanțe sociale în sumă de 1,47 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 martie 2023 sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 159 mil lei față de decembrie 2022 când au fost în sumă de 697 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling) în valoare de 132,9 mil lei - pentru ICP și SDAC și 24,5 mil lei – pentru SIDC.

Startul cuplării 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.

Lansarea cuplării pieței de energie pe bază de fluxuri în regiunea Core, în data de 08 iunie 2022, a reprezentat tranziția de la mecanismul de cuplare ICP– Interim Coupling Project la FBMC – Flow Based Market Cuupling, optimizând piața europeană de energie electrică pentru 13 țări: Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

În cadrul proiectului FBMC, Transelectrica are rolul atât de Shipper (Agent de Transfer), cât și de CCP – Central Counterparty. În calitate de CCP, Compania are sarcina de a transfera fluxurile financiare generate de fluxurile de energie electrică, urmare a procesului de cuplare.

TVA de recuperat în sumă de 370,1 mil lei aferentă deconturilor pentru perioada noiembrie 2022 – martie 2023 și octombrie 2020, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 95,4 mil lei.

Cele mai mari ajustări de depreciere existente în sold la 31 martie 2022, reprezintă creanțe comerciale și penalitățile aferente 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 (13,4 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners SRL (8,4 mil lei).

III. Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 724 mil lei la data de 31 martie 2023 au înregistrat o creștere în procent de 5% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2022 în sumă de 687 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 martie 2023 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2022 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente. Totodată valoarea împrumuturilor pe termen scurt a scăzut de la soldul de 92 mil lei în luna decembrie 2022 la 25 mil lei în 31

martie 2023. La data de 31 martie 2023, linia de credit nu este utilizată.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat o diminuare în procent de 48%, de la 3.593 mil lei la 31 decembrie 2022 la 1.866 mil lei la 31 martie 2023, în principal pe fondul creșterii datoriilor comerciale și altor datorii. Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 1.205 mil lei și înregistrează sold în sumă de 752 mil lei la martie 2023 față de 1.956 mil lei la decembrie 2022.

Aceasta evoluție a fost influențată în principal de:

- diminuarea **soldului datoriilor aferente activității operaționale** cu 778 mil lei care a fost principal de scăderea volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: OPCOM, IBEX, MAVIR, Hidroelectrică SA, Joint Allocation Office, S Complexul energetic Oltenia SA, CIGA Energy SA, Electrica Furnizare SA, CINTA Energy SA, OMV Petrom SA. La 31 martie 2023, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 96,06%.

- **scăderea semnificativă** a soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul I al anului 2023, comparativ cu trimestrul IV al anului 2022.

- **Scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)** cu doar 6 mil lei a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna martie 2023, față de luna decembrie 2022.
- **furnizorii de imobilizări** au scăzut cu 50 mil lei datorită efectuării plăților ajunse la scadență,
- **"alte datorii"** au scăzut semnificativ cu 424 mil lei, de la soldul de 1.235,9 mil lei în 31 decembrie 2022 la 812 mil lei în 31 martie 2023, pe fondul evoluției clienților creditori.

Structura "alte datorii" se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 409,6 mil lei (au crescut cu 20 mil lei față de 31 decembrie 2022) sunt reprezentați în principal poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 396 mil lei și contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (10 mil lei),
- **clienți creditori** la data de 31 decembrie 2022 sunt în sumă de 328 mil lei (au crescut cu 443 mil lei față de 31 decembrie 2022) și reprezintă sume încasate în avans de la IBEX (181 mil lei), MAVIR (95 mil lei),

OPCOM (49 mil lei) și JAO (0,2) în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling), SDAC (Single Day-ahead Coupling) și FBMC (Flow Based Market 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 8 mil lei (datorie pe termen scurt).
- *alte datorii* în sumă de 53,8 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 32,2 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 21,3 mil lei.

Provizioanele au o evoluție constantă la 31 martie 2023 (67,3 mil lei) față de 31 decembrie 2022 (68,1 mil lei).

IV. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat al profitului net în sumă de 80 mil lei, realizat la 31 martie 2022. Astfel capitalurile proprii la 31 martie 2023 sunt în valoare de 3.949 mil lei față de 3.869 mil lei la 31 decembrie 2022.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

Simbol: TEL
ISIN: ROTSELACNOR9
Tip: Acțiuni
Segment: Principal
Categorie: Premium
Stare: Tranzactionabila



Primul trimestru al anului 2023 a debutat cu un preț de tranzacționare de 22,10 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 27,60 lei/acțiune din data de 06.03.2023. La finalul perioadei prețul unei acțiuni TEL a fost 23,80 lei, aducând o capitalizare bursieră de 1.745 mil lei, în recuperare de valoare față de prețul minim 21,00 lei înregistrat în data de 16.01.2023.

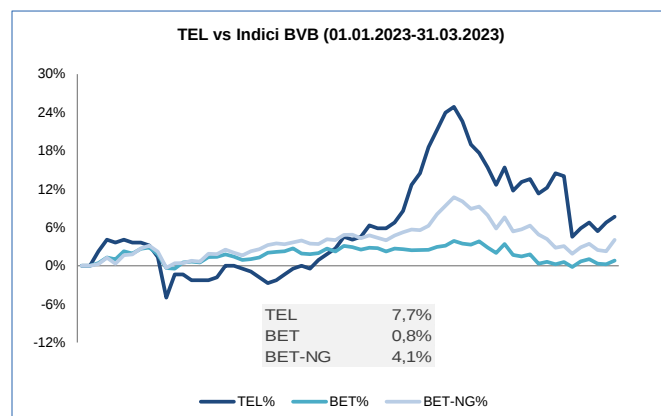
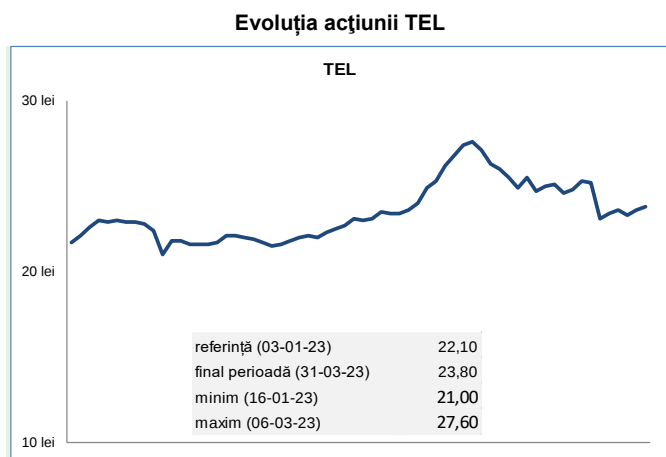
Compania deține capacitatea de a se adapta contextului economic, tranzacționarea acțiunilor TEL în primele trei luni ale anului 2023 pe piața de capital din România înregistrând 6.985 tranzacții cu un număr mediu de 111 tranzacții/zi și 1.294.842 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 30.566 mii lei.

Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET, BET-NG, 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 periodică înregistrată în data de 10.03.2023, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,44% în indicele BET și 4,42% în indicele BET-NG.

Evoluția acțiunii TEL în raport cu cei doi indici se regăsește prezentată în graficul alăturat:



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

Cunoașterea aprofundată a amenințărilor permite o prioritizare a acestora în funcție de eventualitatea materializării lor, de amploarea impactului asupra obiectivelor și de costurile pe care le presupun măsurile menite a reduce probabilitatea de apariție sau de a limita efectele nedorite.

La nivelul Companiei se analizează periodic și sistematic riscurile legate de desfășurarea activităților proprii, elaborându-se anual *Registrul riscurilor* identificate, *Fișe de urmărire a riscurilor*, *Formulare de alertă la risc* (pentru riscuri nou apărute) *Planul de implementare a măsurilor de control*, în direcția limitării posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

Printre elementele care pot afecta lichiditatea Companiei se numără:

➤ fluctuația ratei dobânzii

În vederea limitării impactului fluctuației ratei dobânzii asupra lichidității Companiei, au fost contractate credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii și negocierea celor mai avantajoase rate de dobândă.

Ratele dobânzilor pe piață s-au majorat considerabil din luna februarie 2023. Această creștere s-a inversat însă puternic în luna martie, în contextul tensiunilor severe de pe piețele financiare. Costul creditării bancare a firmelor din zona euro a devenit mai ridicat. Creditarea firmelor s-a moderat în continuare, pe seama cererii mai scăzute și a condițiilor mai restrictive asociate ofertei de credite.

Creșterea prețurilor la energia electrică generată de contextul economic amenințat de stagflație, urmare a tensiunilor persistent ridicate de pe piețele financiare, precum și a războiului din Ucraina, a condus la creșterea necesarului de finanțare a capitalului de lucru al Companiei, impunându-se apelare la contractarea unor facilități de credit pe termen scurt;

➤ variația cursului valutar

Riscul valutar exprimă o probabilitate de a înregistra pierderi din contractele comerciale internaționale sau din alte raporturi economice, din cauza modificării cursului de schimb al valutei în perioada dintre încheierea contractului și scadența acestuia.

Această probabilitate apare dacă în momentul încasării contravalorii mărfurilor/serviciilor, valuta de contract se depreciază față de momentul încheierii contractului comercial internațional.

Efectele nedorite ale riscului valutar pot fi contracarate sau, cel puțin, atenuate prin hedging. La nivelul Transelectrica nu există operațiuni de hedging valutar.

O altă metodă prin care se pot evita astfel de efecte este reprezentată de înscrierea în contract a unei clauze valutare sau a unei clauze de revizuire a prețurilor. Aplicarea diferitelor măsuri extracontractuale pot scuti Compania de prezența efectelor negative.

Pentru limitarea impactului fluctuației cursului valutar, Compania negociază prin intermediul departamentului specializat, cele mai bune rate de schimb valutar.

Pentru onorarea obligațiilor în valută, Compania are deschise conturi în valută la bănci comerciale din cadrul sistemului bancar românesc.

Expunerea la riscul de curs valutar (datorat mai ales monedei EUR) nu este semnificativă, astfel Compania nu utilizează instrumente de acoperire de riscuri.

➤ prevederile din acordurile de finanțare

În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari și non-financiari (covenanți), încălcarea acestor clauze putând atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a facilităților de finanțare.

De asemenea, unele facilități de finanțare prezintă clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate.

Până la această dată, nu au fost situații de neîncadrare în prevederile din acordurile de finanțare ale Companiei.

➤ riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale

Lichiditatea Companiei ar putea fi afectată de penalizări cauzate de neconformități semnalate în cadrul activităților de control periodic din partea organelor abilitate (ANAF, CCR, MFP etc). Acest risc nu s-a materializat în perioada analizată.

➤ **nivelul fiscalității**, inclusiv introducerea unor noi taxe și impozite. În primul trimestru al anului 2023, acest risc nu s-a materializat;

➤ **riscul de credit**: Compania ar putea suporta 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. Pe parcursul primului trimestru al anului 2023, în relația cu clienții nu au existat disfuncționalități, facturile fiind încasate în termen;

- **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. Pe parcursul primului trimestru al anului 2023, Compania nu s-a aflat în imposibilitatea de a-și respecta obligațiile financiare. Astfel nu există riscuri și incertitudini pentru următoarele luni ale exercițiului financiar 2023, altele decât cele prezentate anterior, care să afecteze lichiditatea Companiei.
- **riscul de cash-flow** – acesta reprezintă riscul ca Transelectrica să nu-și poată onora obligațiile de plată la scadență. O politică prudentă de gestionare a riscului de cash-flow implică menținerea unui nivel suficient de numerar, echivalent de numerar și disponibilitate financiară prin facilități de credit contractate adecvat. Compania monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din încasarea creanțelor comerciale, precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata datoriilor comerciale și a altor datorii.

Compania acordă atenție sporită gestiunii eficiente a trezoreriei, prin administrarea eficientă a fluxurilor de numerar și optimizarea surplusului de lichiditate pentru a putea onora obligațiile financiare pe măsură ce acestea ajung la scadență, precum și disponibilitatea, în caz de necesitate, de a apela la finanțări prin facilități de credit adecvate.

Pe parcursul primului trimestru al anului 2023, Compania și-a respectat toate obligațiile financiare.

Alte riscuri ce pot influența performanța financiară a Companiei pot fi:

- **riscul deteriorării ratingului de credit** ca urmare a înrăutățirii indicatorilor financiari, climatului macroeconomic și 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.

La data de 08 decembrie 2022, ratingul acordat de Moody's Transelectrica se situează la nivelul Baa3, perspectivă stabilă.

Ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran al României.

Agenția de rating Fitch a reconfirmat în data de 24 martie 2023 ratingul aferent datoriei guvernamentale a României la BBB-/F3 pentru datoria pe termen lung și scurt în valută și a revizuit perspectiva de țară de la negativă la stabilă.

- **riscul investițional** ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor cauzate atât de datoriile istorice, mediul concurențial cât și de managementul propriu al acestora.

În ceea ce privește elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea fondurilor europene pentru finanțarea proiectelor de investiții menționăm:

- volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor și implicit a bugetelor și devizelor proiectelor de investiții finanțate din fonduri europene nerambursabile, cu impact asupra valorii contribuției Companiei la finanțarea proiectelor,
- modificarea legislației în domeniul ajustării prețurilor aferente contractelor din cadrul proiectelor finanțate din fonduri europene nerambursabile, pentru reechilibrarea contractelor, a generat incertitudini legate de modalitatea de aplicare a formulelor de ajustare și interpretări diferite, pentru diferitele tipuri de contracte încheiate sau care urmează să fie încheiate, fapt care a indus sincope în implementarea proiectelor și în respectarea planurilor de execuție a lucrărilor, cu efect asupra termenelor de implementare asumate.

Compania acordă importanța cuvenită analizei mediului de risc și identificării din timp a unor posibile riscuri ce pot apare în viitor precum și folosirea unor sisteme de avertizare timpurie.

Compania nu se limitează la a trata consecințele unor evenimente care s-ar produce, ci adoptă un stil de management reactiv, implementând măsuri preventive, luate în avans, 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.

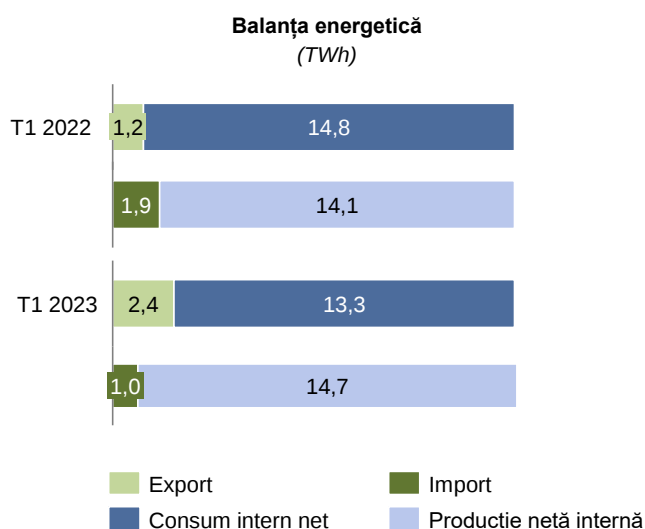


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – martie 2023 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2022, se observă o scădere cu un procent de 10% a consumului intern net¹ și o creștere cu 4% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export înregistrează în T1 2023 o creștere de 96% față de T1 2022, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat scădere în procent de 47%.



În trimestrul I 2023, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat scăderi în toate cele trei luni calendaristice cu valori cuprinse între 5,68% în luna februarie și respectiv 11,61% în luna ianuarie.

Scăderea consumului a fost influențată în mare parte de temperaturile medii lunare, care au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general, peste normele climatologice.

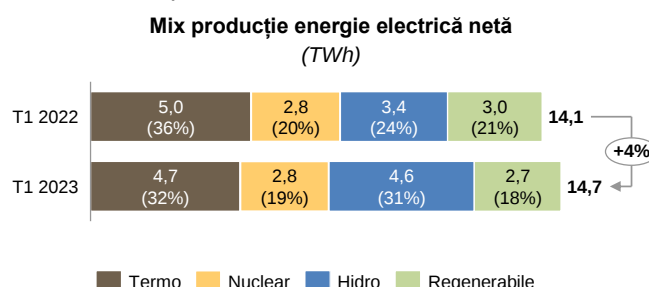
Un alt element care a condus la reducerea consumului național de energie electrică, îl reprezintă intrarea în vigoare a *Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei*

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

prețurilor ridicate la energie. Acesta prevede la articolul 3, alin. 1, faptul că statele membre depun eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10 % față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință².

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie – martie 2023 comparativ cu perioada similară a anului 2022, s-a înregistrat o creștere a componentei din surse Hidro în procent de 36%, respectiv o scădere a componentei Termo cu 7%, Nuclear cu 1%, și componentei Regenerabile cu 8% (în principal pe baza scăderii producției de energie fotovoltaică -24% și biomasă -19%).



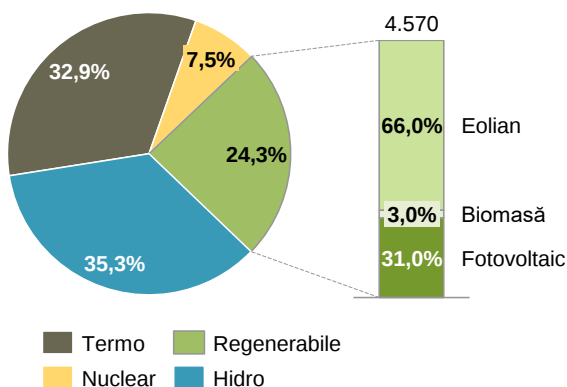
Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – martie 2023 se observă că cea mai mare pondere, 32%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 31%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 18% și respectiv 19%.

PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

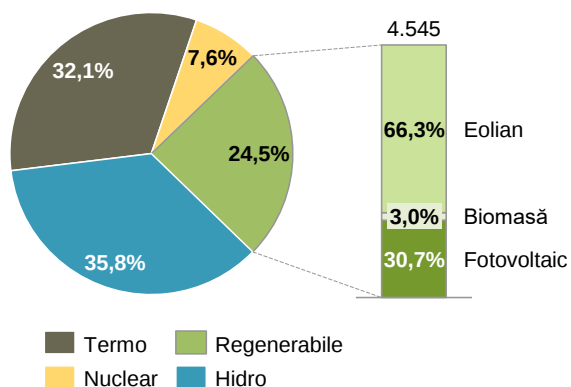
Puterea instalată în centralele pe surse termo a crescut cu aproximativ 4% în T1 2023, de la 5.966 MW instalați la 31 martie 2022, la 6.185 MW instalați la 31 martie 2023. Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - martie 2023 versus ianuarie - martie 2022, este redată în graficele care ce urmează:

² art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10 % din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

Putere instalată T1 2023 (18.810 MW. valoare brută)



Putere instalată T1 2022 (18.569 MW. valoare brută)



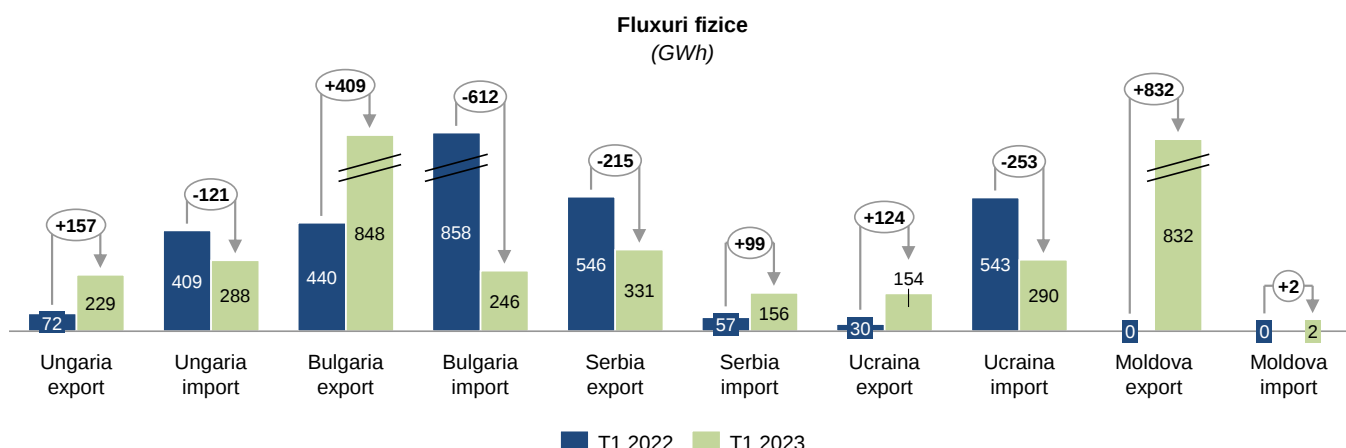
FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Distribuția **fluxurilor fizice** de import/export pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – martie 2023 față de ianuarie - martie 2022 se prezintă astfel:

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - martie 2022, fluxurile fizice de export au crescut cu Bulgaria (+93% +409GWh), cu Ungaria (+157 GWh), Ucraina (+124 GWh) și cu Moldova (+700GWh) și au scăzut pe granița cu Serbia (-39% -215 GWh), concomitent cu creșterea fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Serbia (+99 GWh) și cu Moldova (+2 GWh) și scădere pe Bulgaria (-71% -612GWh), Ungaria (-30% -121GWh) și Ucraina (-47% -253GWh)

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



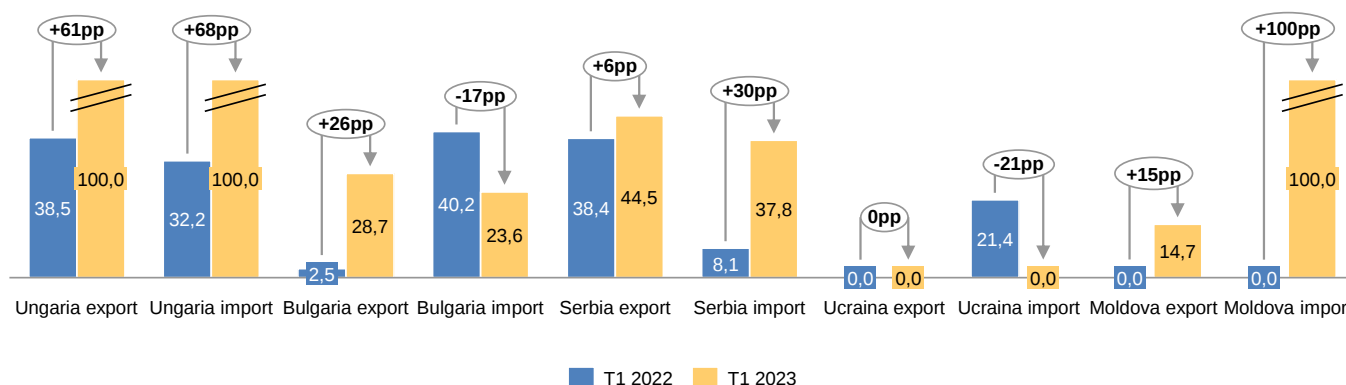
Față de trimestrul I din anul 2022, s-a înregistrat în general o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate la export, respectiv o creștere a schimburilor comerciale la export și a energiei tranzitate, pe fondul unei hidrolicități mai ridicate comparativ cu anul trecut în această perioadă a anului și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mic comparativ cu perioada similară din 2022.

Un impact puternic în creșterea energiei tranzitate l-a avut Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 119 din 1 septembrie 2022, pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale, actualizată, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din

domeniul energiei, prin care se introduce taxa de solidaritate pentru companiile care efectuează export de energie electrică.

Pe granița cu Ungaria, gradul de utilizare este de 100%, atât la import cât și la export, având în vedere că licitațiile pe termen scurt sunt de tip implicit (se alocă simultan capacitate și energie), iar începând cu ianuarie 2023, s-a trecut complet în cazul licitațiilor pe termen lung de la mecanismul de alocare de tip Drepturi Fizice de Capacitate la mecanismul de alocare de tip Drepturi Financiare de Capacitate (capacitatea alocată la licitațiile anuală și lunară nu mai reprezintă un drept fizic care poate fi utilizat de către participant, ci doar un drept financiar al acestuia).

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.

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

Referitor la implicațiile privind interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul Europa Continentală prin România, Ungaria și Slovacia:

- Începând cu data de 16.03.2022 s-a realizat sincronizarea în regim de urgență a sistemelor electroenergetice din Ucraina și din Republica Moldova cu sistemul electroenergetic Europa Continentală. Această accelerare a proiectului de sincronizare, început din anul 2017, a fost posibilă ca urmare a studiilor realizate anterior și a adaptării unor măsuri de reducere a riscurilor în operare a sistemelor electroenergetice;
- interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul electroenergetic european, a condus la reducerea consumul propriu tehnologic în rețeaua electrică de transport din România, în special datorită unei repartizări mai favorabile a fluxurilor pe liniile electrice de interconexiune;
- interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul electroenergetic din România a contribuit la extinderea pieței de energie electrică, oferind oportunitatea realizării schimburilor comerciale de energie electrică la nivel regional, respectiv între România, Ucraina și Republica Moldova, în contextul actual al pieței de energie electrică unice europene;

- în contextul geopolitic actual, interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul Europa Continentală va pune presiune pe sistemele electroenergetice vecine (România, Ungaria și Slovacia) din punct de vedere al asigurării funcționării interconectate, respectiv a adecvanței la nivel regional, având în vedere dificultățile înregistrate în această perioadă de către Republica Moldova și Ucraina pentru asigurarea necesarului de energie electrică;

- pe granița cu Ucraina, licitațiile de alocare de capacitate sunt momentan suspendate din 16.01.2023, până la convenirea regulilor de alocare coordonată, iar pe granița cu Republica Moldova, licitațiile de alocare de capacitate pe termen lung (anuală și lunară) sunt momentan suspendate, fiind organizată doar alocare zilnică de capacitate bilateral coordonată pentru 100% din total capacitate (licitații organizate de către OTS din România).

În contextul actual al conflictului dintre Rusia și Ucraina, se poate menționa faptul că datele referitoare la funcționarea sistemelor energetice din Ucraina și din Republica Moldova nu sunt date publice, sistemul energetic din Ucraina fiind ținta multor atacuri.

• CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu intervalul ianuarie-martie din 2022, în aceeași perioadă din anul 2023 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 5%, iar CPT procentual a crescut de la 2,28% la 2,54%.

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.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – decembrie 2022, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2023 CPT-ul a crescut față de luna ianuarie 2022 cu 3,5%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice nefavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,42% în 2022 la 2,62% în 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 4,2% în luna ianuarie 2023 (171,9 GWh) față de perioada similară din anul 2022, ca urmare a scăderii cu 41,9% (212,7 GWh) a energiei primite din import și cu 0,9% (28,8 GWh) a celei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 21,9% (69,5 GWh) a energiei primite din RED.

În luna februarie 2023 CPT-ul a crescut față de luna februarie 2022 cu 17,6% ca urmare a fluxurilor fizice de import/export defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,04% în 2022 la 2,42% în 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 1% (36,0 GWh) în luna februarie 2023 față de perioada similară din 2022,

ca urmare a scăderii cu 42,1% (230,7 GWh) a energiei primite din import, pe fondul creșterii cu 3,4% (92,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 46,7% (102 GWh) a celei primite din RED.

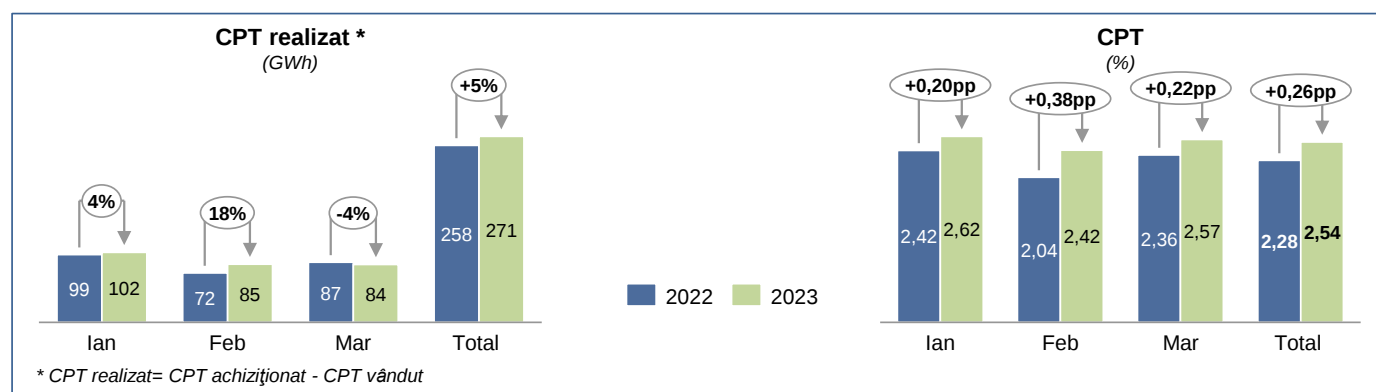
În luna martie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna martie 2022 cu 3,5%, în special ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET și a repartiției mai avantajoase a producției în teritoriu, care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,36% în anul 2022 la 2,57% în anul 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 11,7% (432,3 GWh) în luna martie 2023 față de perioada similară din anul 2022, ca urmare a scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 0,9% (24,6 GWh), a celei primite din import cu 54,4% (441 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din RED cu 12,9% (33,3 GWh).

Condițiile meteorologice au fost defavorabile, fiind caracterizate de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

În concluzie, pe ansamblul primului trimestru din 2023 CPT-ul în RET a crescut cu 5,1% comparativ cu perioada similară din anul 2022, în special ca urmare a fluxurilor fizice dezavantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia și a condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în contur, pierderile au crescut de la 2,28% la 2,54%.





Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală a imobilizărilor corporale la data de 31 martie 2023 față de 31 decembrie 2022 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor corporale în curs concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în trimestrul I 2022 este de 55,8 mil lei (23,7 mil lei în aceeași perioadă a anului 2022) în creștere cu 32 mil lei.

Cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Ungheni – 31,8 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 21 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stațiile electrice - Etapa II – 1,3 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20kV Vetîș - echipament primar – 0,56 mil lei;
- Completarea infrastructurii de comunicații necesară funcționării structurii hardware cloud privat a Companiei, pentru asigurarea implementării și funcționării noii platforme a Pieței de Echilibrare – DAMAS – 0,41 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în intervalul ianuarie-martie 2023 sunt în sumă de 67,3 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2022 când achizițiile au fost în sumă de 91,3 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 martie 2023, în sumă de 1.044 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 – 349,8 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 143,1 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 – 121,6 mil lei;
- Modernizare Stația 400(220)/110/20 kV Munteni – 47,5 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 45,6 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 31,9 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 – 25,6 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 22,3 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Ștejaru - Gheorgheni – Fântânele – 21,8 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 19,3 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 – 13,1 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 11,3 mil lei.



PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 31 martie 2023 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Gradul de realizare a programului de investiții la 31 martie 2023 este de 12,7%.

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Program PAI 2023* (mii lei)	Realizări (mii lei)	
			T1 2023	T1 2022
	Total general (A+B)	465.965	59.307	73.146
A	Cheltuieli proprii Companiei	456.325	59.307	72.606
	Investiții			
B	finanțate din tarif de racordare	9.640	0	540

*PAI 2023 revizia A1

Planul de investiții al Companiei pentru următorii 10 ani include un program complex de investiții, care urmărește consolidarea securității energetice, digitalizarea și implementarea conceptului SMART GRID, ceea ce va genera, pe de o parte, creșterea capacității de integrare a energiei regenerabile în sistem și pe de altă parte creșterea capacității de interconexiune.

FONDURI EUROPENE

La sfârșitul anului 2022 s-a finalizat procesul de contractare a finanțării nerambursabile din Fondul pentru Modernizare în valoare de 424.404.843 euro, prin semnarea contractelor de finanțare cu Ministerul Energiei în data de 10.10.2022.

Finanțarea de 424 milioane euro reprezintă 30% din totalul fondurilor obținute de România prin Fondul pentru Modernizare, respectiv 14% din totalul finanțărilor obținute de cele 8 state membre din Europa Centrală și de Est (România, Cehia, Slovacia, Croația, Lituania, Ungaria, Polonia, Estonia) cu proiecte aprobate.

În intervalul ianuarie-martie 2023, în ceea ce privește **proiectul "LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan"**, finanțat prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 8 - *Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale*, Obiectivul specific 8.1 – *Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile*, au fost depuse două cereri de rambursare, și Direcția Regională Galați și

În ceea ce privește capacitatea RET de a integra noi unități de producție din surse regenerabile, trebuie menționat potențialul eolian și solar al regiunilor Dobrogea (sud-estul țării) și Banat (sud-vestul țării). Aceste regiuni, deja congestionate, nu mai permit integrări de noi capacități, însă luând în considerare investițiile în curs de realizare precum și cele planificate doar pentru aceste două regiuni, până în 2027, vor fi aproximativ 5.000 de MW suplimentari disponibili.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în T1 2023 sunt:

- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 71,9 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET - Etapa 1 – 41,4 mil lei;
- Montarea unui conductor de protecție cu fibră optică înglobată pe LEA 400kV Roșiori - Mukacevo (execuție/proiectare) – 4,9 mil lei.

Autoritatea de Management au acceptat rambrursarea integrală a valorilor solicitate prin cererea de rambursare nr.8 reprezentând cheltuieli nerambursabile în valoare de 13,3 mil lei și cererea de rambursare nr.9 reprezentând cheltuieli nerambursabile în valoare de 11,7 mil lei.

Totodată, în ceea ce privește **Planul Re PowerEU** s-au transmis clarificări, pentru fișele de proiecte aferente proiectelor depuse de Transelectrica în vederea finanțării acestora prin *RePowerEU – Investiția I6 - digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 148.000.000 euro)*, la termenul cerut de Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene astfel:

- *Investiția 6.a – Accelerarea integrării surselor regenerabile de energie și facilitarea schimburilor transfrontaliere a energiei electrice prin construirea Liniei Electrice Aeriană de 400 kV Suceava – Bălți, incluzând lucrări relevante în stațiile Suceava (RO) și Bălți (MD) (alocare 76.512.000 euro);*

- *Investiția 6.b – T-STARES - Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 32.170.000 euro);*
- *Investiția 6.c – Retehnologizarea SMART SA – filiala Transelectrica S.A (alocare 29.940.000 euro);*
- *Investiția 6.d - Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date –Teletrans SA, filiala Transelectrica S.A. (alocare 9.378.000 euro).*

Planul REPowerEU stabilește o serie de măsuri menite să reducă rapid dependența de combustibilii fosili din Rusia și să accelereze tranziția verde, sporind în același timp reziliența sistemului energetic din UE.

În același timp, în luna martie 2023, reprezentanți din cadrul companiei au fost invitați de către Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene la sesiunea publică de prezentare a planului RePowerEU, în urma lansării procesului de consultare publică pentru transmiterea propunerilor de reforme și investiții pentru noul capitol REPowerEU de către actorii interesați.

Totodată, Transelectrica a participat la procesul de selecție inițiat de Universitatea Politehnica București pentru înființarea și operaționalizarea unui Consorțiu pentru crearea unei rute profesionale complete pentru învățământul tehnic, unde, împreună cu UPB s-a depus cererea de finanțare pentru implementarea proiectului "Campus Dual Politehnica București".

În perioada 23-25 martie 2023, o delegație a companiei a participat la întrunirea "Smart Electricity Grids TEN-E Thematic Area Group" organizată de către Comisia Europeană la Bruxelles, Belgia, pentru susținerea proiectului CARMEN în vederea reconfirmării pe lista a 6-a de proiecte de interes comun a Comisiei Europene.

Tot în luna martie 2023 prin participarea în cadrul **Consorțiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor TwinEU și SmartTwin** au fost depuse **aplicații de**

finanțare prin Programul European de Cercetare – Horizon Europe.

Consortiul format pentru dezvoltarea proiectului TwinEU - reunește peste 70 de parteneri din diferite locații din Europa, inclusiv operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții, în timp ce **consortiul format pentru dezvoltarea proiectului SmartTwin** – reunește peste 40 de parteneri din diferite locații din Europa, inclusiv operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții.

SmartTwin își propune să dezvolte o infrastructură energetică inteligentă care să utilizeze tehnologia Digital Twin, să realizeze îmbunătățirea integrării surselor regenerabile și a participării active a consumatorilor la tranziției energetice. Acest lucru vine în deplină aliniere cu direcțiile introduse de Comisia Europeană în „Planul de acțiune al UE cu privire la digitalizarea sistemului energetic” pentru a spori eficiența și inteligența rețelei.

Aplicațiile de finanțare au fost depuse în cadrul apelului HORIZON-CL5-2023-D3-01-10 "Supporting the development of a digital twin to improve management, operations, and resilience of the EU Electricity System in support to REPowerEU".

Beneficiile estimate pentru Companie privind participarea în cadrul Consorțiilor menționate, constau în instruirea și familiarizarea personalului cu soluțiile tehnice de dezvoltare a rețelei de transport folosind tehnologiile smart și cu beneficiile pe care acestea le pot aduce sistemului, având în vedere necesitatea găsirii unor soluții pentru integrarea energiei din surse regenerabile la cotele stabilite în Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC) pentru anul 2030 și a îndeplinirii obligațiilor impuse de ANRE.

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

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).

Afilierarea 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 (50.000 euro). În data de 07.02.2023 prin rambursarea contravalorii acțiunilor deținute, Compania a ieșit efectiv din această asociere concomitent cu încasarea integrală a contravalorii acestora.



Evenimente semnificative

IANUARIE – MARTIE 2023

• Contract încheiat cu filiala Opcom

Conform informațiilor incluse în Raportul curent din data de 10 ianuarie 2023 Compania a încheiat un contract cu filiala OPCOM în vederea achiziției de energie electrică pentru acoperirea necesarului de consum propriu tehnologic (CPT) pentru anul 2023, prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) prevăzut în Anexa la OUG nr. 153/2022.

• Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 26 ianuarie 2023

AGEA întrunită în ședință în data de 26 ianuarie 2023, a aprobat modificarea, începând cu data de 1 martie 2023, a Anexei nr.1 la Actul constitutiv, prin înlocuirea termenilor *unitățile*, *Unității* și *Unitatea* cu termenii *sucursalele*, *Sucursalei*, respectiv *Sucursala*, cu mandatarea Directoratului de a proroga data intrării în vigoare a modificării, cu cel mult 30 de zile și mandatarea președintelui de ședință de a semna Actul constitutiv actualizat.

Conform comunicatului din data de 20 februarie 2023, Directoratul Companiei pe baza HAGEA nr. 1/2023 aprobă prorogarea datei de intrare în vigoare a modificărilor Actului constitutiv ca fiind data de 30 martie 2023.

• Întâlnire bilaterală cu oficialii Guvernului Republicii Moldova pentru proiectele de cooperare în domeniul interconectării energetice

Reprezentanții Companiei au primit joi, 26 ianuarie 2023, delegația oficială din Republica Moldova, condusă de Andrei Spînu, vicepremierul și ministrul Infrastructurii și Dezvoltării Regionale, într-o vizită pe tema consolidării colaborării în domeniul energetic.

În cadrul întâlnirii a fost abordată analiza oportunității de extindere a OPCOM (Operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale din România), filială a Companiei, pe piața de energie electrică din Republica Moldova, fiind agreeați astfel pașii următori pentru ca OPCOM să devină operatorul de piață electrică din Republica Moldova.

La discuții au luat parte domnul Gabriel Andronache, președintele Directoratului Transelectrica, domnul

Bogdan Toncescu, membru al Directoratului, precum și domnul Victor Ionescu, directorul general OPCOM.

• Transelectrica pune bazele dezvoltării unui Centru Operațional de Securitate propriu cu o investiție americană în valoare totală de 2,7 milioane de dolari

Conform comunicatului de presă al Companiei din data de 3 februarie 2023, Transelectrica a semnat un Acord de Grant în valoare de circa 1,1 milioane de dolari cu Guvernul Statelor Unite ale Americii, reprezentat de Agenția pentru Comerț și Dezvoltare a Statelor Unite ale Americii (USTDA), pentru constituirea unui Centru Operațional de Securitate al Companiei.

Proiectul pe care Transelectrica îl va implementa cu sprijinul partenerilor americani, presupune realizarea unui studiu de fezabilitate și a unui proiect-pilot care să testeze și să valideze soluții de hardware și software pentru adoptarea unui model eficient de îmbunătățire a securității cibernetice.

Demersurile premergătoare pentru obținerea finanțării din partea USTDA au fost făcute, în 2021, de către compania americană Pythia (în calitate de prestator de servicii) alături de compania americană Fortinet (furnizor de licențe și produse software de securitate), care au elaborat împreună cu Transelectrica SA (în calitate de beneficiar), documentația de fundamentare a deciziei de acordare a Grantului în valoare de circa 1,1 milioane de dolari.

De asemenea, pentru întreaga desfășurare a acestui proiect, Fortinet, în calitate de subcontractor, va contribui cu circa 1,6 milioane de dolari, sumă ce reprezintă contravaloarea utilizării sistemelor de securitate pe care compania americană le va pune la dispoziție pentru proiectul-pilot, timp de un an de zile. Astfel, valoarea totală a investiției se ridică la aproximativ 2,7 milioane de dolari.

Hotărârea nr. 2 și 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 16 februarie 2023

AGOA întrunită în ședință în data de 16 februarie 2023, a aprobat numirea în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere pe :

- ATANASIU Teodor,
- DASCĂL Cătălin-Andrei,
- ORLANDEA Dumitru Virgil,
- PĂUN Costin-Mihai,
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe,

- VASILESCU Alexandru-Cristian,
- ZEZEANU Luminița.

cu o durată a mandatului pe o perioadă de patru luni începând cu data de 22 februarie 2023 și până la data de 21 iunie 2023, a aprobat indemnizația fixă a membrilor cât și forma contractului de mandat .

A aprobat de asemenea, formularea cererii de chemare în judecată împotriva foștilor membri ai Directoratului în vederea recuperării prejudiciului în cuantum de 237.044 lei, reprezentând despăgubiri de natură salarială/cheltuieli de judecată.

• Litigii

Conform comunicatelor emise de Transelectrica există cereri de arbitraj depuse de catre fosti membri ai Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului la Centrul de Arbitraj de la Viena reprezentând solicitări de compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024.

• **Acceptare mandate membri provizorii și stabilire componență comitete consultative în cadrul Consiliului de Supraveghere 2023**

Membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere numiți prin HAGOA nr. 2 din data de 16 februarie 2023, respectiv:

- ATANASIU Teodor,
- DASCĂL Cătălin - Andrei,
- ORLANDEA Dumitru Virgil,
- PĂUN Costin-Mihai,
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe,
- VASILESCU Alexandru-Cristian și
- ZEZEANU Luminița

au semnat, în fața notarului public, declarația de acceptare a mandatelor, astfel, mandatele tuturor membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere desemnați în data de 16 februarie 2023 sunt efective.

De asemenea, în conformitate cu atribuțiile statutare și legale, Consiliul de Supraveghere întrunit în ședință în data de 28.02.2023 a desemnat membrii comitetelor consultative după cum urmează

Comitetul de nominalizare și remunerare:

- Alexandru-Cristian VASILESCU – președinte
- Gheorghe STERP VINGĂRZAN
- Costin-Mihai PĂUN
- Dumitru Virgil ORLANDEA
- Cătălin-Andrei DASCĂL

Comitetul de audit:

- Luminița ZEZEANU– președinte
- Teodor ATANASIU
- Gheorghe STERP VINGĂRZAN

- Cătălin-Andrei DASCĂL
- Costin-Mihai PĂUN

Comitetul de securitate energetică:

- Costin-Mihai PĂUN - președinte
- Alexandru-Cristian VASILESCU
- Luminița ZEZEANU
- Teodor ATANASIU
- Dumitru Virgil ORLANDEA.

• **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 28 februarie 2023**

AGOA întrunită în ședință în data de 28 februarie 2023 a aprobat:

- Bugetul de Venituri și Cheltuieli pentru anul 2023 al Companiei precum și estimările pentru anii 2024 și 2025 precum și
- stabilirea Programului de investiții pentru exercițiul financiar 2023 și estimările pentru anii 2024 și 2025
- **Parteneriat strategic în domeniul cercetării și al inovării**

În data de 21 martie 2023 Compania și Universitatea Politehnica București (UPB) au semnat un parteneriat strategic în domeniul cercetării și al inovării.

Urmărind materializarea unei viziuni pe parcursul a 5 ani, parteneriatul își propune să crească calitatea educației și formării, pentru a facilita tranziția studenților și absolvenților pe piața muncii, dar și să implementeze proiecte de cercetare, dezvoltare sau inovare, pentru a asigura transfer tehnologic, dar și un impact social mai mare.

De asemenea Compania continuă parteneriatul în domeniul energetic cu Universitatea Politehnică din Timișoara participând alături de reprezentanții Universității în data de 31 martie 2023 la un eveniment dedicat identificării noilor oportunități de colaborare între industrie și mediul academic.

• **Finalizare retehnologizare Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Iaz**

Reprezentanții Companiei au inaugurat în data de 30 martie 2023, în prezența Secretarului General Adjunct al Guvernului, domnul Lucian Rusu, precum și a autorităților locale, finalizarea procesului de retehnologizare a Stației Electrice de Transformare 220/110 kV Iaz (județul Caraș-Severin), cu o investiție de aproximativ 62 de milioane de lei, din fonduri proprii.

Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Iaz reprezintă un nod de conexiune în cadrul SEN prin liniile de 220 kV racordate, fiind un obiectiv important pentru funcționarea sistemului electroenergetic și pentru alimentarea cu energie electrică din zona de vest a țării.

EVENIMENTE ULTERIOARE

• Tarife reglementare aplicabile de la 01 aprilie 2023

În data de 30.03.2023 a avut loc publicarea în Monitorul Oficial nr.266 a Ordinului ANRE nr. 28/29.03.2023 privind modificarea tarifului mediu pentru serviciul de

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 aprilie 2022	Tarif aplicabil de la 01 aprilie 2023	Componenta principală	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT	Variație ▲ (3)-(2)
	lei/MWh	lei/MWh	%	lei/MWh	%
Tariful mediu pentru serviciul de transport, din care	28,10	31,20	28,61	2,59	+11,0%
Tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea – (T _G)	2,53	4,04	3,35	0,69	+59,68%
Tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea – (T _L)	25,57	27,44	25,50	1,94	+7,31%

• Convocare AGOA în data de 07 iunie 2023

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor a fost convocată în data de 11 aprilie 2023 (data raportului curent) având în vedere:

- Încheierea pronunțată de Tribunalul București, Secția a VI a Civilă în dosarul nr. 7925/3/2023 la data de 28.03.2023;
- Prevederile din Actul Constitutiv al Societății, în vigoare („Actul Constitutiv”);
- Prevederile Legii nr. 31/1990 privind societățile, cu modificările și completările ulterioare;
- Prevederile Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice;
- Prevederile Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată;
- Prevederile Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare;

având pe ordinea de zi numirea membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei”.

Prelungirea mandatelor membrilor provizorii ai Directoratului

Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 19 aprilie 2023, prin raportare la încetarea prin ajungere la termen în data de 24.04.2023 a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului, prelungirea cu o durată de 2 luni începând cu data de 25.04.2023 a mandatelor următorilor membri provizorii ai Directoratului: Gabriel ANDRONACHE, Ștefăniță

transport, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (TL), practicate de Companie.

Astfel, tarifele reglementate aferente serviciului de transport al energiei electrice, aplicabile începând cu 01 aprilie 2023, sunt:

MUNTEANU, Cătălin Constantin NADOLU, Florin Cristian TĂTARU și Bogdan TONCESCU și alegerea domnului Gabriel ANDRONACHE ca Președinte al Directoratului.

• Schimbări în componența Directoratului

În ședința din data de 24 aprilie 2023, în conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, Consiliul de Supraveghere al Companiei,

- a luat act de renunțarea la mandatul de membru provizoriu al Directoratului Companiei și implicit la funcția de Președinte al Directoratului a domnului Gabriel ANDRONACHE începând cu sfârșitul zilei de 23 aprilie 2023.
- a decis alegerea ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA, începând cu data de 24 aprilie 2023, a domnului Ștefăniță MUNTEANU, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–SA.

• Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 27 aprilie 2023

AGOA întrunită în ședință în data de 27 aprilie 2023, a aprobat declanșarea procedurii de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei, situațiile financiare separate și consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2022, descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2022, politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a Companiei.

Cu privire la punctele 7 și 8 de pe ordinea de zi, Adunarea generală a acționarilor nu a aprobat

repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2022 și distribuirea de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2022, cu dividend brut de 0,71 lei/acțiune.

- **Propunerea privind repartizarea/distribuirea dividendelor aferente exercițiului financiar al anului 2022**

În data de 28 aprilie 2023 Compania, luând act de HAGO nr. 5 din data de 27 aprilie 2023, prin care acționarii au votat împotriva pentru distribuirea de dividende propusă de Companie din profitul înregistrat la 31.12.2022, coroborat cu Adresa Ministerului de Finanțe nr. 1011756/19.04.2023 transmisă către Secretariatul General al Guvernului, înregistrată în Companie în data de 26.04.2023, prin care se restituie neavizat Proiectul de Memorandum referitor la propunerea de repartizare de dividend într-o cotă de 50% din profitul repartizabil aferent exercițiului financiar al anului 2022, a emis un comunicat prin care informează acționarii și investitorii cu privire la menținerea poziției Companiei în sensul aplicării unei „rate de distribuire” de 50% calculată la profitul repartizabil aferent exercițiului financiar al anului 2022.

Pentru a-și putea îndeplini misiunea de asigurare a funcționării SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate, realizând astfel infrastructura pieței naționale de electricitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piața, operatorul de transport și de sistem din România, cu un rol cheie pe piața de energie electrică din România, are nevoie de predictibilitate în estimarea, alocarea și distribuirea tuturor tipurilor de resurse.

În susținerea justificării unei „rate de distribuire” de 50% calculată la profitul repartizabil aferent exercițiului financiar al anului 2022, Compania a făcut demersuri și a supus atenției tuturor acționarilor argumente detaliate, care se referă în principal la:

- Prezentarea în detaliu a Proiectelor de investiții strategice majore ale Companiei pentru perioada 2023-2025;

- Previziunile de flux de numerar pentru perioada 2023-2025, plecând de la disponibilul existent în conturile Companiei la data de 31.12.2022.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.03.2023 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	16.043.034	21,9%
Alți acționari - persoane fizice	5.478.544	7,4%
Total	73.303.142	100%

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Ștefăniță MUNTEANU	Președinte 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)

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 ian – 31 mar 2022	Tarif aplicat 1 apr 2022 – 31 mar 2023	Diferența (%)
1	2	3	4	5=4/3
Tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	23,96	28,10	17,28%
<i>Tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea</i>	lei/MWh	1,49	2,53	69,8%
<i>Tariful de transport - componenta de extragere a energiei electrice în rețea</i>	lei/MWh	22,47	25,57	13,8%

În conformitate cu prevederile art.14, alin.(1) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr.27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, ANRE a stabilit valoarea cheltuielilor suplimentare cu achiziția de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic generate de creșterea prețurilor pe piața angro.

Astfel, față de valoarea prețului mediu al energiei electrice pentru acoperirea CPT reglementat luată în considerare ex-ante la calculul tarifelor pentru anul 2021 de 288,76³ lei/MWh, noul preț mediu al energiei electrice pentru acoperirea CPT reglementat recunoscut de ANRE a fost stabilit la valoarea de 455,28 lei/MWh. Având în vedere cele menționate mai

sus, în tabel 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 aprilie 2022, conform Ordinului ANRE nr.33/23.03.2022.

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful aferent serviciului de transport:

Prin Ordinul ANRE nr.28/29.03.2023 s-a aprobat tariful mediu pentru serviciul de transport și componentele tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețele (TG) și de extragere a energiei electrice din rețele (TL), practicate de CNTEE Transelectrica SA, aplicabile de la 1 aprilie 2023:

³ Preț rezultat în urma calculului: $262,71 \times 1,0206 \times 1,077 = 288,76$, unde:
262,71 lei/MWh – prețul CPT prognozat pentru anul 2021 în termeni reali ai anului 2019
1,0206 – inflația realizată în anul 2020
1,077 – inflația estimată a se realiza în anul 2021, conform prognozei de toamnă emisă de Comisia Națională de Prognoză

	Tarif de la 01 aprilie 2022 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 33/2022, din care:	Tarif de la 01 aprilie 2023 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 28/2023, din care:			Diferența (%)
		Componenta principală (lei/MWh)	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT (lei/MWh)	Tarif aplicabil	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(3)+(4)	(6)=(5)/(2)
Tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	28,10	28,61	2,59	31,20	11,03%
Tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea	2,53	3,35	0,69	4,04	59,68%
Tariful de transport - componenta de extragere a energiei electrice în rețea	25,57	25,50	1,94	27,44	7,31%

La determinarea tarifului mediu de transport al energiei electrice aplicabil de la 1 aprilie 2023, ANRE a utilizat o parte din veniturile obținute de Companie din alocarea capacităților de interconexiune, ca venit complementar venitului obținut din aplicarea tarifului de transport pentru acoperirea costurilor reglementate, după cum urmează:

- o corecție negativă în valoare de 90 mil lei.

Corecția suplimentară menționată mai sus a fost stabilită având în vedere contextul economic actual, în urma căruia Uniunea Europeană a decis instituirea unei intervenții de urgență pentru a atenua efectele prețurilor extrem de ridicate ale energiei electrice fiind astfel adoptat Regulamentul (UE) 2022/1854 al Consiliului din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie.

Conform prevederilor art.9, alin.(1) din Regulamentul (UE) 2022/1854, prin derogare de la normele Uniunii privind veniturile din congestii care rezultă din alocarea capacității interzonale (venituri din alocarea capacității de interconexiune), statele membre pot utiliza veniturile excedentare pentru a finanța măsuri de sprijinire a clienților finali de energie electrică.

Potrivit art.10, alin.(4), lit.(b) din Regulamentul (UE) 2022/1854, aceste măsuri de sprijinire a clienților finali pot consta în utilizarea veniturilor excedentare din alocarea capacităților de interconexiune pentru reducerea tarifelor de rețea.

Precizăm că, în conformitate cu prevederilor art.9, alin.(2) și (3) din Regulamentul (UE) 2022/1854, utilizarea acestor venituri excedentare pentru sprijinirea clienților finali face obiectul aprobării de către ANRE și se notifică Comisiei Europene. Totodată, ANRE a comunicat CNTEE Transelectrica SA că a informat atât Guvernul României, cât și Ministerul Energiei cu privire la utilizarea veniturilor excedentare din alocarea capacităților de interconexiune obținute de CNTEE Transelectrica SA, în scopul ajustării tarifelor de transport al energiei electrice aplicabile de la 1 aprilie 2023.

În acest sens, suma de 90 mil lei corectează în minus veniturile din alocarea capacității de interconexiune realizate în anul 2023 și nu devine sursă de finanțare a investițiilor în menținerea și/sau creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră a rețelei electrice de transport din România și, prin urmare, nu va fi repartizată la "Alte rezerve prevăzute de lege".

Tariful aferent serviciului de sistem (fost servicii tehnologice de sistem), cu aplicabilitate din data de 1 ianuarie 2023, conform Ordinului ANRE nr.144/21.12.2022, este prezentat în tabelul de mai jos:

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2022	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2023	Diferența (%)
Serviciul de sistem	lei/MWh	9,32	7,73	-17,06%

Principalele elemente ce au condus la reducerea tarifului aplicat în perioada tarifară 2023 față de perioada tarifară 2022, sunt:

- aplicarea de către ANRE a corecției (parțiale) negative aferente semestrului I 2022;
- neregnoașterea de către ANRE a cantităților integrale aferente rezervei de reglaj secundar,

solicitate de către CNTEE Transelectrica SA pentru anul 2023.

Evenimente ulterioare probabile perioadei raportate privind tariful aferent serviciului de sistem:

Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem este reglementat de Metodologia de stabilire a tarifului

pentru achiziția serviciilor de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022.

Conform metodologiei menționate, tariful are la bază o prognoza a costurilor cu achiziția serviciilor de sistem necesare pentru funcționarea în siguranță a SEN (servicii pentru reglajul frecvenței sistemului electroenergetic național, servicii pentru reglajul tensiunilor în rețeaua electrică de transport, servicii de participare la apărarea și la restaurarea sistemului electroenergetic național).

Tariful este stabilit ex-ante prin împărțirea costurilor prognozate la o cantitate estimată de energie electrică extrasă de consumatori din rețelele electrice publice.

De regulă, tariful este stabilit pentru perioade de 12 luni cu începere la data de 1 ianuarie.

Metodologia prevede verificări intermediare la primul trimestru și la primul semestru al anului tarifar ale valorilor realizate față de valorile prognozate la stabilirea tarifului, cu scopul de a monitoriza și a evalua gradul de precizie al prognozei aprobate.

În situația în care la verificările intermediare se constată deviații importante față de valorile prognozate ale costurilor și cantităților tarificate, metodologia prevede ajustarea corespunzătoare a tarifului în timpul anului pentru alinierea acestuia la costurile și cantitățile tarificate reale. Totodată, metodologia prevede că la ajustarea tarifului în timpul anului sunt incluse și eventuale corecții neefectuate provenite din perioadele anterioare.

Pentru anul 2023 tariful pentru achiziția serviciilor de sistem a fost aprobat de ANRE și a intrat în vigoare la dată de 1 ianuarie 2023. Verificarea intermediară la finalul primului trimestru al anului 2023 a arătat că sunt îndeplinite condițiile pentru revizuirea tarifului în timpul anului. Conform metodologiei ANRE, revizuirea intermediară declanșată de rezultatul verificării datelor primului trimestru are loc la data de 1 iunie 2023. Având în vedere aspectele metodologice și situația costurilor și veniturilor aferente activității de servicii de sistem din primul trimestru al anului 2023, este probabilă o ajustare în sens negativ a tarifului pentru servicii de sistem la data de 1 iunie 2023.

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 aprobat Raportul final întocmit de lichidatorul judiciar New Insolvency SPRL, s-a închis procedura falimentului debitoare, s-a dispus radierea societății debitoare din RECOM conform Hotărârii 293/12.12.2022. Procedură de soluționare apeluri împotriva hotărârii de încheiere.

La termenul din data de 06.04.2023 s-a respins apelul împotriva Sentinței nr. 293/F/2022 pronunțată de Tribunalul Alba în dosar nr. 2088/107/2016. Definitivă. Hotărâre nr. 134/06.04.2023.

• RAAN

Obiectul dosarului nr. **9089/101/2013/a140** este acțiune în pretenții/contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoare 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 părata 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 debitoare 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 06.10.2022.

La termenul din 06.10.2022 s-a acordat termen pentru continuarea procedurii, respectiv pentru valorificarea bunurilor, încasarea creanțelor și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare și se stabilește următorul termen pentru data de 09.02.2023, reprogramat pentru data de **15.06.2023**.

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. Soluția 09.05.2022: Respinge cererea de repunere a cauzei pe rol ca neîntemeiată. Cu recurs pe toată durata suspendării.

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. Definitivă. Soluția CAB: Admite apelul formulat. Schimbă în tot sentința atacată în sensul ca: admite cererea de chemare în judecată astfel cum a fost formulată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 10.048.628,86 lei. Cu drept de recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 1933/12.12.2022

Dosarul nr. 28458/3/2017 - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 2.106.843 lei. La termenul de judecată 03.03.2022: Respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă Transelectrica împotriva deciziei civile nr. 825/12.05.2021 pronunțată de Curtea de Apel București, în contradictoriu cu intimata-reclamantă RAAN. 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. Soluția din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului.

• 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 Vâlcea – Consiliul Județean Vâlcea solicită admiterea acțiunii formulată de către CET Govora și anularea Deciziei Președintelui ANRE nr. 738/28.03.2014, considerând că aceasta este nemotivată, fiind un act nelegal. Soluție la data de 16.05.2022: Respinge cererea de chemare în judecată, astfel cum a fost modificată, ca neîntemeiată. Respinge cererea de intervenție accesorie în favoare reclamantei, ca neîntemeiată.

• 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.

Soluția 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.

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraș Severin. Termen judecată: 02.03.2023.

La termenul din data de 02.03.2023 s-a suspendat judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecării.

• **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

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

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 formulate împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor și 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 accesoriile 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 cuprinzând 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.

Se 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. **Soluție la data de 24.05.2022:** Respinge ca neîntemeiată cererea de lămurire și de completare a dispozitivului. Admite cererea de îndreptare a erorii materiale în sensul că se vor menționa ca fiind corecte sumele de bani cu titlu de obligații fiscale principale și accesorii, aferente celor 349 facturi fiscale, astfel cum acestea figurează în decizia de impunere contestată. Dispune îndreptarea erorii materiale în sensul înlăturării denumirii greșite a reclamantei din cuprinsul sentinței recurate.

Părțile au declarat recurs. Termen ICCJ: **13.12.2023**.

- **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.

La termenul din data de 28.09.2022 se amână cauza pe fondul lipsei răspunsului la obiecțiuni. Noul termen de judecată este **03.05.2023**.

- **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 aferenta 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. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform Hotărâre nr. 532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.532/12.10.2022 pronunțată de CAB, dosarul fiind înaintat ICCJ se află în procedură de filtru.

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: **16.05.2023** pentru administrare proba cu expertiza.

- **GRAND VOLTAGE**

Dosarul nr.**17976/3/2021**, 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 subscrierii 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”.

Soluția la data 25.07.2022 conform Hotărâre 1812: respinge acțiunea, ca nefondată. Cu drept de apel în termen de 10 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București – Secția a VI-a, sub sancțiunea nulității.

• **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 parțial 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 pârâtă 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 pârâtă împotriva sentinței nr. 2771 din 13 iunie 2018 a CAB - Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, ca nefondate. Definitivă.

Dosar nou nr. **2985/1/2021** în data de 24.11.2022 ICCJ constată nulitatea recursului formulat de Companie.

- **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, TEL a declarat recurs la data de 19.11.2021 și **dosar nr.6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, la termenul de judecată din data de 31.03.2023: Conform procesului-verbal din 29.03.2023, dosarul nr. 6581/2/2017 a fost versionat în cadrul completului 12 Fond al Secției a VIII-a Contencios administrativ și fiscal sub nr. **6581/2/2017*** (în data de 31.03.2023 Soluția pe scurt: Pentru a da posibilitatea părților să depună concluzii scrise, amână pronunțarea pentru data de 13.04.2023 și ulterior pentru data de 28.04.2023 cu soluția: având nevoie de timp pentru a delibera, amână pronunțarea la data de **12.05.2023**).

Sase 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.6578/2/2017**, privind anularea constatărilor de la punctul 9 precum și a măsurii dispuse la punctul II.11, **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).

- Obiectul dosarului cu nr.**2153/2/2021** este anularea actului administrativ emis ca urmare a controlului efectuat de CCR în perioada ianuarie-iulie 2020 prin care a dispus 10 măsuri de implementat de către Companie cuprinse în Decizia nr.15/2020.

La termenul din 10.12.2021 CAB respinge cererea de chemare în judecată formulată de Companie.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, 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 2023	2022	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.993	4.002	(8)	n/a
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	20	22	(2)	(9%)
Imobilizări necorporale	315	338	(23)	(7%)
Imobilizări financiare	86	86	(0)	(0%)
Total active imobilizate	4.414	4.447	(33)	(1%)
Active circulante				
Stocuri	45	42	3	8%
Creanțe	1.755	3.340	(1.585)	(47%)
Numerar și echivalente	324	315	9	3%
Impozit pe profit de recuperat	0	4	(4)	n/a
Total active circulante	2.124	3.702	(1.577)	(43%)
Total active	6.539	8.149	(1.610)	(20%)
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	n/a
<i>Capital social subscris</i>	733	733	-	n/a
Primă de emisiune	50	50	-	n/a
Rezerve legale	147	147	-	n/a
Rezerve din reevaluare	687	703	(16)	(2%)
Alte rezerve	39	39	-	0%
Rezultat reportat	2.293	2.196	97	4%
Total capitaluri proprii	3.949	3.869	80	2%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	488	439	49	11%
Împrumuturi pe termen lung	50	56	(6)	(11%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	13	15	(2)	(14%)
Datorii privind impozitele amânate	103	107	(4)	(4%)
Obligații privind beneficiile angajaților	71	71	-	n/a
Total datorii pe termen lung	724	687	37	5%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	1.696	3.372	(1.676)	(50%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	8	0,0	1%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	12	13	(1)	(6%)
Împrumuturi pe termen scurt	25	92	(68)	(73%)
Provizioane	67	68	(1)	(1%)
Venituri în avans pe termen scurt	40	39	1	3%
Impozit pe profit de plată	17	-	17	n/a
Total datorii curente	1.866	3.593	(1.727)	(48%)
Total datorii	2.590	4.281	(1.691)	(39%)
Total capitaluri proprii și datorii	6.539	8.149	(1.610)	(20%)

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]

Indicator	2021	T1 2022	2022	T1 2023	Bugetat T1 2023	Realizat 2023 vs 2022	Realizat 2023 vs 2022 (%)	Realizat vs Bugetat 2023	Realizat vs Bugetat 2023 (%)
0	1	2	3	4	5	6=4-2	7=4/2	8=4-5	9=4/5
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	1.252	419	1.885	487	492	68	16%	(5)	(1%)
Venituri din serviciile de sistem	624	134	534	101	109	(33)	(25%)	(8)	(7%)
Venituri din piața de echilibrare	1.823	665	3.479	508	1.555	(157)	(24%)	(1.047)	(67%)
Alte venituri	57	13	389	12	56	(0)	(3%)	(44)	(78%)
Total venituri din exploatare	3.756	1.231	6.286	1.108	2.212	(123)	(10%)	(1.104)	(50%)
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	576	274	902	171	235	(102)	(37%)	(64)	(27%)
Cheltuieli cu piața de echilibrare	1.810	657	3.480	508	1.555	(149)	(23%)	(1.047)	(67%)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	610	121	467	110	134	(12)	(10%)	(25)	(18%)
Amortizare	274	63	272	82	80	20	31%	2	3%
Cheltuieli cu personalul	244	61	306	75	78	14	22%	(4)	(5%)
Reparații și mentenanță	97	18	108	19	19	0	2%	(1)	(3%)
Materiale și consumabile	10	3	13	2	3	(1)	(30%)	(1)	(34%)
Alte cheltuieli din exploatare	123	21	145	46	53	24	114%	(7)	(13%)
Total cheltuieli din exploatare	3.745	1.218	5.692	1.012	2.157	(206)	(17%)	(1.145)	(53%)
Profit din exploatare	11	13	594	96	55	83	n/a	41	75%
Venituri financiare	6	2	65	17	19	15	n/a	(2)	(12%)
Cheltuieli financiare	15	4	72	16	21	12	n/a	(5)	(25%)
Rezultat financiar net	(9)	(2)	(7)	1	(1)	3	n/a	3	201%
Profit înainte de impozitul pe profit	2	11	587	97	53	86	n/a	44	82%
Impozit pe profit	1	3	73	17	5,4	14,2	n/a	11	212%
Profitul exercițiului	0,4	8	515	80	48	72	n/a	32	68%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	T1 2023	T1 2022	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderele perioadei	80,26	8,03	72,2
Cheltuiala cu impozitul pe profit	16,77	2,53	14,2
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor	82,18	62,65	19,5
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	0,52	0,48	0,0
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(0,43)	(0,28)	(0,2)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	0,00	0,07	(0,1)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(0,12)	0,30	(0,4)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	(0,31)	0,05	(0,4)
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(1,63)	-	(1,6)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(0,84)	(12,76)	11,9
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	0,46	1,40	(0,9)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	176,88	62,47	114,4
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	1.225,30	(704,98)	1.930,3
Clienți - echilibrare	369,28	259,31	110,0
Clienți - cogenerare	(9,44)	(2,54)	(6,9)
Stocuri	(3,18)	(1,67)	(1,5)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(1.229,56)	453,02	(1.682,6)
Datorii - echilibrare	(420,71)	(325,35)	(95,4)
Datorii - cogenerare	(6,40)	4,04	(10,4)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(0,77)	(3,34)	2,6
Venituri în avans	25,97	7,55	18,4
Modificari ale capitalului circulant net	127,38	(251,48)	378,9
Dobânzi plătite	(1,03)	(1,60)	0,6
Impozit pe profit plătit	(0,02)	-	(0,0)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	126,33	(253,08)	379,4
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(67,32)	(91,30)	24,0
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	0,24	-	0,2
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	23,91	-	23,9
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	0,9	-	0,9
Dobânzi încasate	0,85	0,25	0,6
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(41,38)	(91,05)	49,7
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(5,92)	(5,96)	0,03
Utilizare linie de credit cogenerare	-	45,57	(45,6)
Utilizare linie de credit capital de lucru	-	145,11	(145,1)
Plăți leasing clădire	(2,63)	(2,65)	0,0
Rambursări linie de credit cogenerare	(67,62)	-	(67,6)
Dividende plătite	(0,01)	(0,04)	0,0
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(76,17)	182,04	(258,2)
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	8,77	(162,10)	170,9
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	315,15	252,23	62,9
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	323,92	90,13	233,8

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	T1 2023	2022
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,14	1,03
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	2,4%	4,4%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	2,4%	4,3%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	60,55	57,88
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,25	1,33

* În cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat conține împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung și alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt și lung aferente leasing-ului clădiri conform IFRS16.

**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: incerți, din mecanismul de cuplare piețe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.

ANEXA 5: Acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-martie 2023

- Modificarea începând cu data de 01 martie 2023 a Anexei nr.1 la Actul Constitutiv prin înlocuirea termenilor *Unitățile*, *Unității* și *Unitatea* cu termenii *Sucursalele*, *Sucursalei*, respectiv *Sucursala*.

Aceste modificări au fost aprobate în Hoărârea nr.1 a AGEA din data de 26 ianuarie 2023, înregistrată la Oficiul Național al Registrului Comerțului.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-martie 2023

Consiliul de Supraveghere

- Conform Hotărârii AGOA nr.2/16.02.2023 s-a aprobat numirea, cu o durată a mandatului de patru luni, începând cu data de 22 februarie 2023 și până la data de 21 iunie 2023, a următorilor membrii ai Consiliului de Supraveghere al Companiei: ATANASIU Teodor, DASCĂL Cătălin–Andrei, ORLANDEA Dumitru-Virgil, PĂUN Costin-Mihai, STERP VINGĂRZAN Gheorghe, VASILESCU Alexandru-Cristian, ZEZEANU Luminița.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în Trimestrul I 2023 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 198/2023	Servicii de mentenanță în domeniul telecomunicații, tehnologia informației, informatică de proces și securitate cibernetică la nivelul CNTEE Transelectrica SA	36	139.223	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
2	C 93/2023	Cresterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Aâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV	20	71.975	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 348/2023	LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET - etapa 1	24	41.428	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 67/2023	Montarea unui conductor de protecție cu fibră optică înglobată pe LEA 400 kV Roșiori - Mukacevo (execuție/proiectare)	12	4.973	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
5	SB 2/2023	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă (STT Sibiu)	36	2.190	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
6	BA 1/2023	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă (STT Bacău)	36	2.095	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 358/2023	Servicii de asigurare de răspundere civilă profesională a funcției de membru al consiliului de supraveghere și al directoratului CNTEE Transelectrica SA (inclusiv presedinții)	12	811	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
8	C 161/2023	Contract subsecvent nr. 2 la acordul cadru nr. C 245/ 2021 "servicii de telefonie mobilă și internet mobil"	15	737	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare
9	C 357/2023	Servicii de reparații și mentenanță pentru sistemul integrat de securitate - sediul UNO-DEN (LOT 1)	36	624	0,00	Servicii	OUG 114/2011	Licitație restrânsă
10	TM 1/2023	Retehnologizare stația 110 kV Arad și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Anina-Resița-Timișoara-Săcălaz-Arad. Stația 400 kV Arad (etapa iii) (proiectare)	12	595	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

Anexa 6 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București. operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CAB”	Curtea de Apel București
„CEE”	Comunitatea Economica Europeana
„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 Romania 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

