

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Raport semestrial
Ianuarie – Iunie 2025



	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	21
	Dezvoltare RET	26
	Evenimente semnificative	32
	Alte aspecte	40
	Anexe	46

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

conform prevederilor art. 67 din legea nr.24/ 2017 modificată prin legea 11/2025 privind piața de capital și Regulamentul nr.5/ 2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF)

pentru perioada încheiată la data de 30 iunie 2025

Data raportului:	14 august 2025
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:	J2000008060404
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:	4.178.279.094,00 lei (57,00 lei/acțiune la 30.06.2025)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare semestriale întocmite la data de 30.06.2025 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2024 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de 6 luni încheiată la 30 iunie 2025 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, 05 august 2025

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte Directorat**

**Victor
MORARU**

**Membru
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie S1 2025 vs S1 2024

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

2.922	mil lei	▼	-38%	Venituri
			y/y	
456	mil lei	▲	4%	EBITDA
			y/y	
256	mil lei	▼	-3%	Profit net
			y/y	
25,87	TWh	▲	1,8%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,14%	*	▼	- 0,13	pp	CPT
			y/y		
20,73	TWh	▼	-0,4%	Energie transportată***	
			y/y		

INVESTIȚII

197	mil lei	▼	-23%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
319	mil lei	▼	-11%	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
			y/y	

CPT - Consum Propriu Tehnologic

* Pondere consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată). Datele la luna iunie 2025 sunt preliminare

** 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 30 iunie 2025 este prezentată mai jos. Rezultatele financiare semestriale la 30.06.2025 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]	S1 2025	S1 2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	25,87	25,40	0,5	1,8%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	1.151	1.205	(54)	(4%)
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	1.119	1.046	73	7%
Tarif reglementat	925	801	124	16%
Alte venituri din PE*	42	143	(101)	(70%)
Interconexiune	151	102	49	48%
Alte venituri	32	159	(127)	(80%)
Costuri operaționale	(741)	(716)	(24)	(3%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(358)	(355)	(3)	(1%)
Reparații și mentenanță	(60)	(52)	(8)	(15%)
Cheltuieli cu personalul	(202)	(187)	(14)	(8%)
Alte costuri	(121)	(121)	1	0%
EBITDA	410	489	(79)	(16%)
Amortizare	(192)	(172)	(20)	(12%)
EBIT	218	317	(99)	(31%)
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	1.772	3.480	(1.709)	(49%)
V.Servicii de sistem	281	251	30	12%
V.Piața de echilibrare	1.491	3.229	(1.739)	(54%)
Costuri operaționale	(1.726)	(3.530)	1.805	51%
C.Servicii de sistem	(235)	(301)	66	22%
C.Piața de echilibrare	(1.491)	(3.229)	1.738	54%
EBIT	46	(50)	96	193%
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	2.922	4.685	(1.763)	(38%)
Costuri operaționale	(2.466)	(4.246)	1.780	42%
EBITDA	456	439	18	4%
Amortizare	(192)	(172)	(20)	(12%)
EBIT	264	267	(3)	(1%)
Rezultat financiar	25	16	9	56%
EBT	290	283	6	2%
Impozit pe profit	(33)	(20)	(13)	(68%)
Profit net	256	264	(7)	(3%)

* (+)Venituri impact pozitiv, (+)Cheltuieli impact negativ

**Piața de energie (ITC, energie reactivă, vânzare CPT,schimburi energie,aj. avarie)

Situția separată a poziției financiare				
[mil RON]	S1 2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	5.805	5.775	30	0,5%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	6	0	7%
Imobilizări necorporale	296	312	(17)	(5%)
Imobilizări financiare	90	86	4	5%
Total active imobilizate	6.197	6.179	18	0,3%
Active circulante				
Stocuri	49	47	2	4%
Creanțe	2.672	3.779	(1.107)	(29%)
Numerar și echivalente	971	672	299	45%
Total active circulante	3.691	4.497	(806)	(18%)
Total active	9.888	10.676	(788)	(7%)
Capitaluri proprii	5.794	5.815	(21)	(0%)
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	671	537	133	25%
Împrumuturi pe termen lung	2	8	(6)	(75%)
Alte datorii pe termen lung	329	338	(9)	(3%)
Total datorii pe termen lung	1.001	883	118	13%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	2.988	3.862	(873)	(23%)
Împrumuturi pe termen scurt	19	24	(6)	(24%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	7	7	-	4%
Alte datorii pe termen scurt	75	73	2	2%
Impozit pe profit de plată	4	13	(9)	(71%)
Total datorii curente	3.092	3.978	(886)	(22%)
Total datorii	4.094	4.861	(768)	(16%)
Capitaluri proprii și datorii	9.888	10.676	(788)	(7%)

Situția separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	S1 2025	S1 2024	Δ	Δ (%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	480	281	199	71%
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(162)	(235)	73	31%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(18)	(38)	19	52%
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	299	8	291	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	672	519	152	29%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	971	527	444	84%

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

În S1 2025, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (25,87 TWh) a înregistrat o ușoară creștere de 1,8% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 (diferența între cele două perioade fiind de 0,5 TWh).

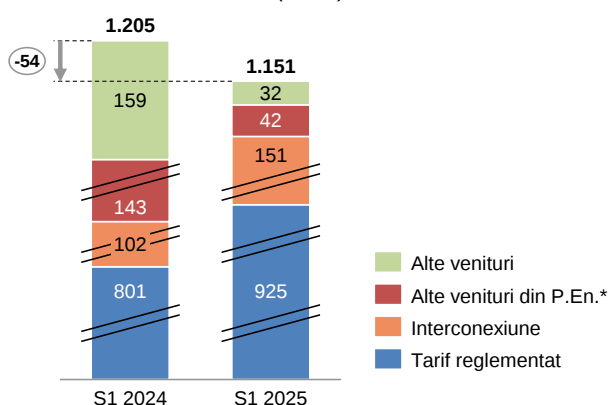
Segmentul profit permis

Venituri operaționale



Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o scădere cu 4% a veniturilor (1.151 mil lei în S1 2025 față de 1.205 mil lei în S1 2024) în principal pe fondul scăderii cu 44 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (60 mil lei) și capitalizare CPT (-23 mil lei).

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



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

Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (1.119 mil lei în S1 2025 față de 1.046 mil lei în S1 2024) a fost influențată în principal, de creșterea cantității de energie electrică, cât și de tariful aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 124 mil. lei (+16%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

În intervalul ianuarie-iunie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 102 mil lei în S1 2024 la 151 mil lei în S1 2025 (+48%).

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

Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute 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. Licitațiile pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicate - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicate - 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).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – "IDA" care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

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”.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC) au fost la S1 2025 în sumă de 14,4 mil lei, mai mari (+2,7 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024 când au fost 11,6 mil lei și provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Ucraina a aderat la mecanismul ITC și nu a mai fost considerată țară perimetrică. Ca urmare, schimburile luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat creștere în S1 2025 cu următoarele mențiuni:

- deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2 ori;
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (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 fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibre.

În S1 2025, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (26,1 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2024 (70,1 mil lei), respectiv cu suma de -44 mil lei.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost cu circa 16% mai mari decât veniturile realizate în perioada similară a anului precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor ușor crescute pe această piață. Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibre au fost de 3 ori mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în semestrul I 2025 a fost mai mic decât în perioada similară a anului precedent. Având în

vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din ajutoare de avarie

În intervalul ianuarie-iunie 2025 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 0,3 mil lei comparativ cu 60 mil lei venituri înregistrate în ianuarie-iunie 2024. În S1 2025 au fost acordate ajutoare de avarie către Serbia (luna martie) pe fondul opririlor accidentale de grupuri din această țară.

Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

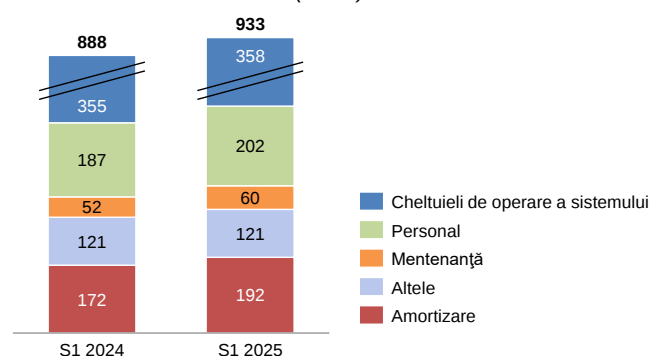
Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Astfel, Compania a înregistrat în S1 2025 venituri din capitalizarea CPT în sumă de 0,9 mil lei (față de 23,9 mil lei venit înregistrat în S1 2024), reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 5% (933 mil lei în S1 2025 față de 888 mil lei S1 2024), fiind influențată în principal de creșterea cheltuielilor cu mentenanța și reparații RET, a cheltuielilor cu personalul, a amortizării și a cheltuielilor privind operarea sistemului. Din categoria **cheltuielilor de operare a sistemului** cel mai mare impact l-au avut cheltuielile cu ITC.

Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



CPT: În intervalul ianuarie-iunie 2025 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 288 mil lei, mai mici cu 3% (-8 mil lei) comparativ cu suma de 296 mil lei înregistrată în S1 2024, având în vedere o serie de aspecte, în principal:

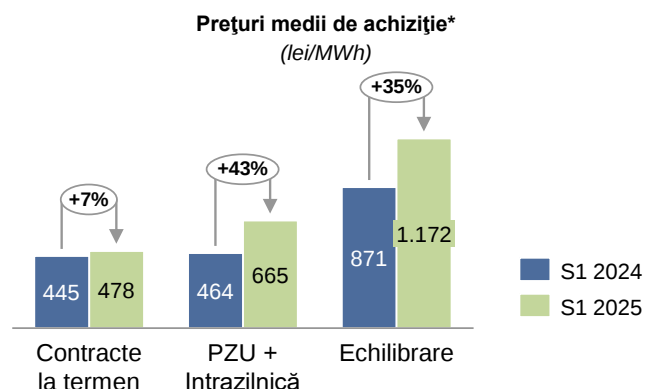
- datorită caracteristicilor sale, CPT în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile 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 condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în semestrul I 2025 a fost mai mică cu 6% decât cea înregistrată în anul precedent;
- față de anul 2025, în primele trei luni ale anului 2024, ca urmare a prevederilor OUG nr. 153/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022, CNTEE Transelectrica SA 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 prețul reglementat de 450 lei/MWh;
- Începând cu 1 aprilie 2024, mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice (MACEE) a fost modificat prin OUG nr. 32/2024, în sensul:
 - ✓ reducerii prețului de achiziție reglementat la valoarea de 400 lei/MWh
 - ✓ eliminării obligativității de participare a producătorilor la mecanism
 - ✓ modificării perioadei de aplicare a mecanismului de la 31.03.2025 la 31.12.2024
 - ✓ permiterii participării la mecanism și a altor producători, cu capacități de producție mai mici de 10MW.

Modificările introduse prin OUG 32/2024 au condus spre o ieșire treptată din schema de sprijin și o revenire la mecanismele de piață concurențiale. Ca urmare, începând cu 01.01.2025, energia necesară acoperirii CPT a fost achiziționată în proporție de circa 50% prin contracte bilaterale, la un preț mediu pentru primul semestru al anului 2025 de 478 lei/MWh.

- Eliminarea mecanismului MACEE, cu preț reglementat, creșterea consumului și temperaturile scăzute din luna februarie, precum și scăderea producției hidroelectrice au condus la creșterea importurilor și la o creștere a prețurilor energiei pe piețele pe termen scurt față de perioada similară a anului 2024.

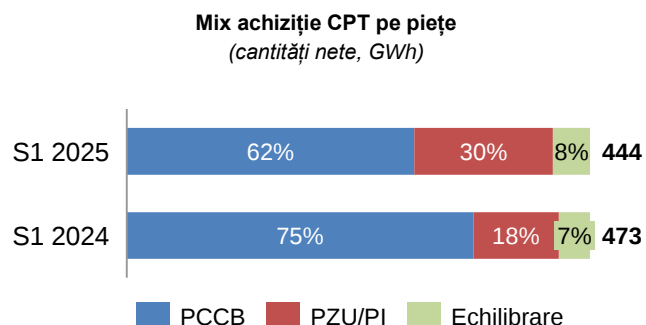
- Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână.
- Începând cu data de 01 Iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024. Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic cu circa 6% față de perioada similară a anului 2024, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de aceeași perioadă a anului 2024.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în S1 2025 a fost 589 lei/MWh, mai mare față de prețul din perioada similară a anului 2024, respectiv 478 lei/MWh.



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

Mixul de achiziție (cantitativ net) prezintă următoarele componente în cele două perioade analizate:



Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În perioada ianuarie-iunie 2025 aceste cheltuieli au fost mai mari cu 11 mil lei comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent. Acestea 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.

Factorii care influențează valorile costurilor/veniturilor cu mecanismul ITC sunt schimbările de energie electrică – import, export, tranzit pe liniile de interconexiune ale SEN, corelate cu fluxurile de energie electrică tranzitate la nivelul tuturor țărilor participante la mecanism.

Cheltuieli privind consumul de energie - consum servicii interne stații din RET

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

Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 4,9 mil lei în S1 2025 (20,6 mil lei) comparativ cu S1 2024 (25,6 mil lei).

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În luna iunie 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17,4 mil lei.

Prin deciziile ANRE nr. 2780/20.12.2024 și nr. 2781/20.12.2024, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2025, pentru societățile Rețele Electrice România S.A. și Distribuție Energie Oltenia S.A.

Cheltuielile cu reparații și mentenanța RET au fost în sumă de 58 mil lei, mai mari cu 11 mil față de S1 2024.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Cheltuielile cu amortizarea prezintă o creștere cu 20 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+10 mil lei), calculată la valoarea reevaluată a imobilizărilor corporale la 31 decembrie

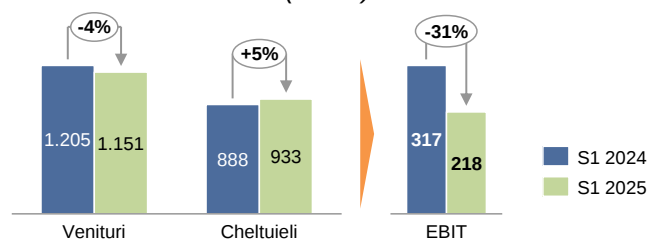
2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în S1 2025 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 45,5 mil lei și prezintă o creștere față de S1 2024 (+10 mil lei). Costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, s-au capitalizat trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Rezultat operațional-profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 218 mil lei în S1 2025, în scădere cu 99 mil lei față de rezultatul în sumă de 317 mil lei realizat în S1 2024, în contextul în care veniturile operaționale sunt diminuate cu suma de 54 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 45 mil lei.

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** au înregistrat o scădere a veniturilor (-1.709 mil lei) de la 3.480 mil lei din S1 2024 la 1.772 mil lei în S1 2025, determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-1.739 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, concomitent cu aprecierea veniturilor din servicii de sistem (+30 mil lei), la tariful aprobat de ANRE, comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul creșterii cantității cu 1,8%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o diminuare semnificativă a costurilor (-1.805 mil lei) determinată de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost de peste 2 ori mai mici în S1 2025 față de S1 2024.

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

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de

echilibrare;

- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- s-a înregistrat o continuare de creștere accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- o îmbunătățire a controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;

Pentru perioada următoare din anul 2025 este important să se evalueze corect echilibrul producție-consum, iar cele mai importante elemente care vor avea un impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

- *contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică,*
- *cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare,*
- *evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică,*
- *prognozele de precipitații și de temperatură,*
- *evoluția producție solare și eoliene,*
- *evoluția hidraulicității,*
- *evoluția producției și a consumului de energie electrică la nivel național,*
- *comportamentul participanților la piață,*
- *evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.*

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în procent de 30% comparativ cu perioada similară a anului trecut (281 mil lei în S1 2025 față de 251 mil lei în S1 2024), determinată de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor (+1,8%) la tarifele aprobate de ANRE pentru aceste servicii.

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare se efectuează de Companie în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național (DEN), unitate organizațională din cadrul Companiei, care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui ANRE, cu modificările și completările ulterioare.

În S1 2025, Compania a contractat energie reactivă de

la a Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- Deciziei ANRE nr. 2281/2024, privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea,
- Hotărârilor Transelectrica prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în S1 2025, a înregistrat o scădere (22%) comparativ cu aceeași perioadă din 2024.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în Semestrul I al anului 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și și un trend de creștere începând cu luna mai 2025 la RRFm la reducere de putere:

- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la creștere – 60,51 lei/hMW,
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la reducere – 62,75 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la creștere – 36,57 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la reducere – 38,09 lei/hMW.

Pentru perioada următoare a anului 2025 estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem/capacitate de echilibrare prin licitații zilnice și pe sens la nivelul Transelectrica, îl vor avea:

- comportamentul de piață al participanților înregistrați la piața capacităților de echilibrare,
- cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, evoluția prețurilor pe piața de echilibrare,
- cât și contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică.

Rezultat operațional-zero profit

EBIT generat de activitățile zero-profit a înregistrat un rezultat pozitiv în S1 2025 în sumă de 46 mil lei, comparativ cu S1 2024 (-50 mil lei).

Pentru activitatea de servicii de sistem, 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.

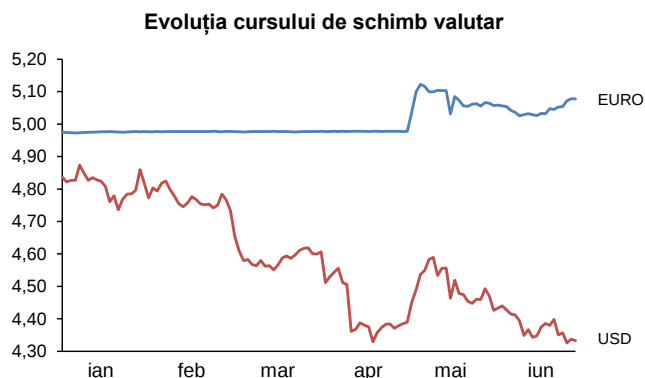
Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

II. Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în S1 2025 în valoare netă de 25 mil lei, comparativ cu rezultatul de 16 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat în principal de dividendele încasate de la filiala OPCOM SA în sumă de 22 mil lei, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

În cele două perioade analizate, nivelul veniturilor și cheltuielilor din diferențele de curs valutar a fost influențat, în principal, de volumul tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor coroborat cu evoluția ratelor de schimb valutar a monedei naționale în raport cu moneda euro.

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în anul S1 2025 este redată în graficul următor:



III. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

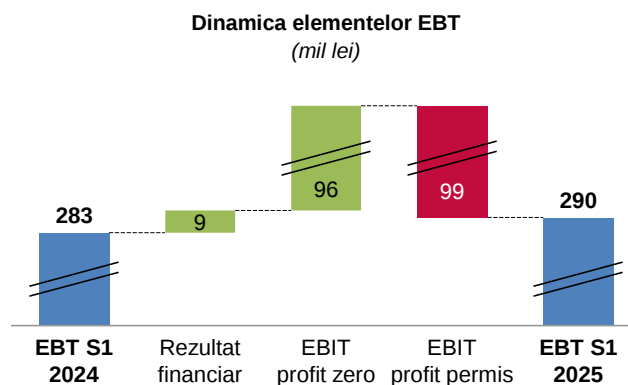
Veniturile totale operaționale realizate în S1 2025 au înregistrat o scădere în procent de 38% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (2.922 mil lei în S1 2025 față de 4.685 mil lei în S1 2024), în contextul impactului semnificativ a reducerii veniturilor din activitățile zero-profit (piata de echilibrare) cât și a veniturilor conjuncturale (ajutoare de avarie, litigiul câștigat în instanță cu ANAF).

Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în pe parcursul S1 2025 au înregistrat scădere cu 40% comparativ cu perioada similară a anului anterior 2.658 mil lei în S1 2025 față de 4.418 mil lei în S1 2024 în contextul impactului semnificativ a reducerii cheltuielilor din activitățile zero-profit.

Rezultatul brut a înregistrat o valoare mai mare în perioada analizată, de la 283 mil lei în S1 2024 la 290 mil lei în S1 2025, în principal datorită creșterii cu 1,8% a cantității de energie electrică transportată, a creșterii veniturilor din tarif reglementat, a veniturilor din interconexiune și veniturilor din servicii de sistem.

Dinamica între rezultatul înregistrat în S1 2025 comparativ cu S1 2024, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:



IV. Rezultat net

Rezultatul brut influențat cu impozitul pe profit în valoare de 33 mil lei la S1 2025 față de 20 mil lei la S1 2024, a condus la un **rezultatul net** la sfârșitul S1 2025 în valoare de 256 mil lei, în scădere față de 264 mil lei la S1 2024.

POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în primul semestru din 2025 comparativ cu decembrie 2024, o creștere ușoară în sumă de 18 mil lei, determinată de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale (+30 mil lei) concomitent cu diminuarea valorii nete a imobilizărilor necorporale (-17 mil lei).

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 30 iunie 2025, valoarea contabilă netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 6,4 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 30 iunie 2025 înregistrează un sold de 28 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie electronică în cadrul CN Transelectrica SA – 12,9 mil lei;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5,9 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 2,5 mil lei;
- Program pentru calculul off-line al curenților de scurtcircuit, verificarea reglajelor protecțiilor, determinarea echivalențelor de sistem și simularea scenariilor de defect în rețele electrice – 2,6 mil lei.

În primul semestru din 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de 13,2 mil lei, din care cele mai importante sunt:

- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componenta achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11,5 mil lei;
- Program off-line pentru realizarea modelelor individuale de rețea, calcul regim permanent, calcul

capacitate transfrontalieră, modul de conversie format CGMES (cf. cerințe ENTSO-E), în vederea programării și funcționării SEN pe diverse orizonturi de timp – 1,1 mil lei.

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 perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse 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.

La 30 iunie 2025, pentru primul semestru din anul 2025, s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar în sumă de 0,9 mil lei (de natură nemonetară) reprezentând costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costul recunoscut în tarif.

Valoarea contabilă netă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 253 mil lei.

II. Active circulante

Activele circulante la 30 iunie 2025 (3.691 mil lei) au înregistrat o scădere în procent de 18% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 (4.497 mil lei), datorată scăderii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 19% față de 31 decembrie 2024 (2.702 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 2.179 mil lei la 30 iunie 2025). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- **clienții din activitatea operațională** care datorită scăderii volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie (trimestrul II al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024) au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (1.413 mil lei la data de 30 iunie 2025 față de 1.899 mil lei la data de 31 decembrie 2024).
- **clienții – piața de echilibrare** care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2025, față de trimestrul IV din anul 2024 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate

(641 mil lei la data de 30 iunie 2025 față de 668 mil lei la data de 31 decembrie 2024).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Electrica Furnizare SA, Hidroelectrica, OPCOM, RAAN, PPC ENERGIE SA, JAO. Ponderea acestora este de 62,8% în total creanțe comerciale.

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o scădere în primul semestru din 2025 (-12 mil lei) determinată, în principal, de scăderea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

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

La data de 30 iunie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 121 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;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,5 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,9 mil lei, Petprod – 4,4 mil lei, Romenergy Industry – 2,7 mil lei, RAAN – 2,4 mil lei, UGM Energy – 1,5 mil lei, CET Govora – 0,9 mil lei, KDF Energy – 0,5 mil lei etc.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024 (suma de 8,6 mil lei) de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8,4 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Alte creanțe la data de 30 iunie 2025, în sumă de 221 mil lei au înregistrat o scădere în procent de 5% (-10 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 și includ în principal:

- *debitori diverși* (117 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 81 mil lei (din care suma de 25,85 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).

Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (16,9 mil lei), Electromontaj (11,5 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), OPCOM (4,3 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), ISPE Proiectare și Consultanță (1,1 mil lei), GE Digital Services Europe (0,8 mil lei). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Arelco Power (0,99 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Next Energy Partners (8,39 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.
- sume primite cu caracter de subvenție în sumă de 38,1 mil lei aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 22,4 mil lei reprezentate în principal de taxa pe stâlp (10,9 mil lei) cotizații interne și internaționale (4 mil lei), impozite și taxe aferente anului 2025 (2,1 mil lei), CPT (1,9 mil lei), contribuție anuală ANRE aferentă anului 2025 (1,3 mil lei), polițe asigurări (1,1 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (0,8 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 4,6 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 30 iunie 2025 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 287 mil lei au scăzut semnificativ (-483 mil lei) față de decembrie 2024 când au fost în sumă de 770 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 și IDA - "IntraDay Auction" (MAVIR – 201 mil lei, IBEX – 70,2 mil lei și JAO – 15,5 mil lei).

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. Scopul SDAC este de a crea o piață de energie pan-europeană unică transfrontalieră pentru ziua următoare.

În calitate de agent de transfer pentru zona de ofertare a României, CNTEE Transelectrica SA are rolul de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA și IBEX.

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 Coupling, 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.

Începând cu data de 18 Martie 2025 a fost pusă în funcțiune o noua piață cuplată de energie electrică, IDA - "IntraDay Auction", care presupune tranzacții transfrontaliere de energie electrică, între OPCOM și piețele de energie electrică din statele vecine ale UE, Ungaria și Bulgaria. Și în cadrul acestei activități, Compania își păstrează rolul de Shipper (Agent de transfer).

TVA de recuperat în sumă de 184 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada martie - iunie 2025, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 58 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare pentru luna martie 2025.

Ajustările de depreciere existente în sold la 30 iunie 2025, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 198 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (30,6 mil lei), CET Govora (24,6 mil lei), Romelectro (24,5 mil lei), Arelco Power (14,5 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,9 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), OPCOM (9,1 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de de 1.001 mil lei la data de 30 iunie 2025 au înregistrat o creștere în procent de 13% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2024 care era în sumă de 883 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 30 iunie 2025 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 (-6 mil lei), în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente, iar valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat de asemenea, o scădere de 24%.

În intervalul ianuarie-iunie 2025, **datoriile curente** au înregistrat o diminuare în procent de 22%, de la 3.978 mil lei la 31 decembrie 2024 la 3.092 mil lei la 30 iunie 2025, în principal pe fondul scăderii datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 663 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.590 mil lei la 30 iunie 2025 față de 2.253 mil lei la decembrie 2024.

Această evoluție a fost influențată în principal de:

- **scăderea soldului datoriilor aferente activității operaționale** cu 544 mil lei, influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, au fost puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrica SA, OPCOM, S Complexul energetic Oltenia SA, CIGA Energy SA, Bursa Română de Mărfuri, Joint Allocation Office, Nova Power&Gas, OMV Petrom SA.

La 30 iunie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 69%.

- **scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"** cu 85 mil lei a fost determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

- **scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)** cu 34 mil lei a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna iunie 2025 față de luna decembrie 2024.

- **furnizorii de imobilizări** au scăzut cu un procent de 10% (-15 mil lei) datorită efectuării plăților ajunse la scadență,
 - **furnizori alte activități** au scăzut de asemenea cu un procent de 13% (-10 mil lei), fiind reprezentate în principal de categoria datoriilor aferente serviciilor prestate de către terți neajunse la scadență.
 - **“alte datorii”** au scăzut cu 14% (- 191 mil lei), de la soldul de 1.372 mil lei în 31 decembrie 2024 la 1.181 mil lei în 30 iunie 2025.
- *dividendele cuvenite acționarilor Companiei* la data de 30 iunie 2025 în sumă de 279,4 mil lei, au crescut semnificativ (0,1 mil lei la 31 decembrie 2024).
 - *datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri*, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 7 mil lei,
 - *alte datorii pe termen scurt* în sumă de 219,9 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 197 mil lei, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 17 mil lei și impozitul minim global estimat aferent Grupului, ca urmare a aplicării prevederilor *Legii nr. 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni* în sumă de 5,6 mil lei.

Structura **“alte datorii”** se prezintă, astfel:

- *creditori diverși* în sumă de 285 mil lei (au scăzut cu 100 mil lei față de 31 decembrie 2024) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (265,7 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (16,4 mil lei), redevență trim II 2025 (1,8 mil lei), garanții și altele (1 mil lei),
- *clienți creditori* la data de 30 iunie 2025 în sumă de 389 mil lei (au scăzut cu 445 mil lei față de 31 decembrie 2024) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 386,44 mil lei ICP (*Interim Coupling Project*), SIDC (*Single Intraday Coupling*), SDAC (*Single Day-ahead Coupling*), FBMC (*Flow Based Market Coupling*) și IDA (*Intra Day Auction*), de la: BRM (293,8 mil lei), IBEX (46,1 mil lei), MAVIR (21,3 mil lei), JAO (1,2 mil lei) și OPCOM (24,1 mil lei),

III. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o ușoară diminuare, determinată în principal de înregistrarea distribuției profitului net aferent anului 2024 ca dividende ce urmează a fi repartizate acționarilor în anul 2025 în sumă de 279 mil lei.

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul primului semestru din 2025 sunt în valoare de 5.794 mil lei față de 5.815 mil lei la 31 decembrie 2024.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

Simbol: TEL
ISIN: ROTSSELACNOR9
Tip: Acțiuni
Segment: Principal
Categorie: Premium
Stare: Tranzactionabila

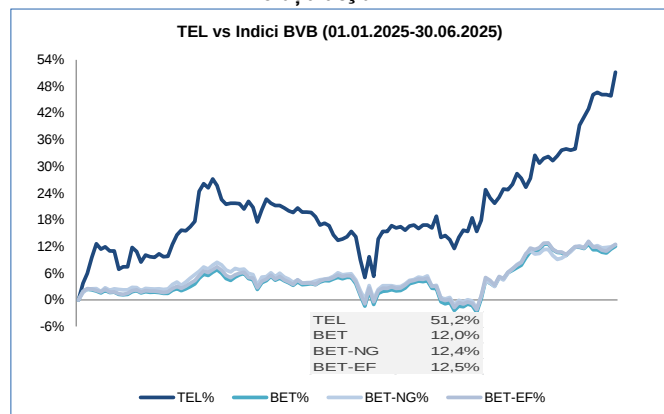
Semestrul I al anului 2025 a debutat cu un preț de tranzacționare de 37,70 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 57,00 lei/acțiune înregistrat la sfârșitul perioadei în data de 30 iunie 2025 ce a generat acționarilor un randament maxim de aproximativ 51%.

Prețul final al perioadei a adus acțiunilor TEL o capitalizare bursieră de 4.178 mil lei.

Variația randamentului acțiunilor TEL față de BET, BET-NG și BET-EF a oscilat în cadrul perioadei analizate și a înregistrat în data de 30 iunie 2025, evoluție pozitivă cu o creștere de 39 p.p. față de BET, BET-NG și BET-EF.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe parcursul primului semestru al anului 2025 pe piața de capital din România a înregistrat 17.500 de tranzacții cu un număr mediu de 146 tranzacții/zi și 2.464.296 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 115.944 mii lei.

Evoluția acțiunii TEL



Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-NG | BET-EF | BET-BK. 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 listate pe piața reglementată a BVB).
- indicele BET-EF (Bucharest Exchange Trading Energy, Utilities And Financials Index- indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie, utilităților și financiar cu excepția fondurilor de investiții listate pe piața reglementată a BVB).

Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 13.06.2025, acțiunile TEL dețin o pondere de 2,00% în indicele BET, 3,46% în indicele BET-NG și 2,57% în indicele BET-EF.

Pe plan internațional acțiunile TEL fac parte din componența indicilor MSCI Frontier și MSCI România.

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



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

Analiza problemelor decizionale în condiții de risc implică o evaluare a alternativelor de decizie și a consecințelor acestora, având în vedere incertitudinea efectelor deciziilor.

Managementul riscului la nivelul Companiei presupune identificarea, evaluarea și implementarea măsurilor de control pentru optimizarea rezultatelor, în conformitate cu prevederile legale și cu limitele de volatilitate acceptate.

Riscurile identificate sunt analizate periodic și sistematic, fiind consemnate în Registrul riscurilor și monitorizate prin fișe specifice și planuri de implementare a măsurilor de control.

Din perspectiva managementului riscului financiar, rezultatele financiare ale Companiei în primul semestru al anului 2025 au fost expuse la o serie de riscuri generate atât de instrumentele financiare utilizate, cât și de cadrul operațional specific de monopol reglementat.

Aceste riscuri includ: riscul investițional, riscul valutar, riscul de lichiditate, riscul de contrapartidă, riscul privind prevederile din acordurile de finanțare, riscul deteriorării ratingului de credit (un eveniment semnificativ în această perioadă), riscul de rată a dobânzii, riscul de reglementare, riscul de neîndeplinire a condițiilor legale și riscul de fiscalitate.

Principalele riscuri identificate și analiza lor specifică pentru primul semestru al anului 2025 sunt prezentate în continuare:

➤ 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, iar pentru creditele pe termen scurt au fost negociate cele mai avantajoase rate de dobândă.

În primele șase luni ale anului 2025, ratele de dobândă de pe piața monetară națională au prezentat o stabilitate relativă, cu ROBOR 1M fluctuând între 5,8% și 6,91%, cu o valoare medie de 6,14%.

Compania este expusă riscului de rată a dobânzii în principal prin linia de credit revolving pe termen scurt, cu rată variabilă, care nu a fost trasă la data de 30 iunie 2025. Creditele pe termen lung în euro au rată fixă.

Compania monitorizează permanent indicatorii macroeconomici iar acest risc nu s-a materializat în perioada analizată.



➤ variația cursului valutar

Riscul valutar exprimă o probabilitate de a înregistra pierderi din contractele comerciale internaționale sau din alte raporturi economice (depreciere RON vs valute), din cauza modificării cursului de schimb valutar în perioada dintre încheierea contractului și scadența acestuia.

O 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 și monitorizează permanent indicatorii macroeconomici. Pentru onorarea obligațiilor în valută, Compania are deschise conturi în valută la bănci comerciale din cadrul sistemului bancar românesc.

În ansamblu, riscul valutar în primele 6 luni ale anului 2025 a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale.

Deși BNR a asigurat menținerea unui curs stabil, incertitudinile economice și politice, în special alegerilor prezidențiale din luna mai, au contribuit la o volatilitate mărită.

În primul semestru al anului 2025, Compania a gestionat expunerea valutară provenită în principal din plăți pentru importuri de echipamente și potențiale venituri din contracte de interconectare.

Fluctuațiile cursului de schimb leu/valută în această perioadă au avut un impact semnificativ, cursul mediu Euro pentru primul semestru al anul 2025 fiind de 5,0042 lei.



➤ prevederile din acordurile de finanțare

În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori 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.

În primul semestru al anului 2025, Compania a respectat prevederile (covenanții) stipulate în acordurile de finanțare existente, menținând un nivel foarte scăzut al ratei de îndatorare.

➤ **riscul de credit:** o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale. Procesul de facturare și încasare de la clienți s-a derulat eficient în perioada analizată, termenele de plată fiind respectate sau înregistrându-se abateri nesemnificative.

➤ riscul de preț

Transelectrica nu este direct expusă fluctuațiilor prețurilor de piață ale energiei, deoarece veniturile sale provin în mare parte din tarifele reglementate pentru serviciile de transport al energiei electrice. Totuși, volatilitatea pieței poate afecta indirect Compania, influențând cererea de energie.

Dacă prețurile energiei cresc semnificativ pe piața liberă, consumatorii pot încerca să își reducă consumul sau să migreze către contracte mai ieftine, ceea ce poate modifica volumul de energie transportată de Transelectrica.

Politici energetice naționale și europene, deciziile guvernamentale și reglementările ANRE (Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei) pot influența prețurile, cum ar fi politica de tranziție energetică sau schimbările de taxe și impozite.

Creșterea sau scăderea capacității de producție din surse regenerabile (eoliană, solară) poate determina fluctuații semnificative ale prețului energiei, mai ales în perioadele de vreme extremă (vânt sau soare).

O măsură de gestionare a acestui risc este reprezentată de colaborarea cu ANRE pentru a ajusta periodic tarifele de transport al energiei electrice, având în vedere fluctuațiile pieței de energie, astfel încât să reflecte costurile de operare și investițiile necesare. Investițiile în tehnologie și în managementul avansat al energiei, pot determina o flexibilitate a Companiei în fața fluctuațiilor pieței de energie.

Datorat imprevizibilității pieței de energie (care pot duce la creșteri semnificative de costuri asociate CPT), acest risc poate afecta Compania într-o varietate de moduri, iar impactul său poate fi amplificat de volatilitatea piețelor de energie la nivel național și internațional.

În primul semestru al anului 2025, prețurile energiei pe piața națională și internațională au prezentat o ușoară tendință de creștere. Deși Transelectrica nu este direct expusă, evoluția prețurilor este monitorizată pentru a evalua potențialul impact indirect asupra volumelor transportate.

➤ riscul de contrapartidă

Reprezintă riscul ca într-o tranzacție financiară, cealaltă parte să nu-și respecte obligațiile contractuale.

Evaluarea bonității contrapartidei (ratinguri de credit, analize financiare) și solicitarea de garanții sunt măsuri pe care Compania le utilizează pentru a monitoriza, gestiona și trata acest tip de risc.

Pe termen scurt, Transelectrica are contractată o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, cu o dobândă variabilă calculată în funcție de referința ROBOR 1M.

În relațiile contractuale derulate în primul semestru al anului 2025, Compania a monitorizat cu atenție riscul de contrapartidă.

Nu au fost identificate alte expuneri semnificative la risc de contrapartidă, având în vedere calitatea ridicată a majorității partenerilor comerciali.

➤ riscul macroeconomic - deficitul bugetar

Conform celor mai recente previziuni de la Comisia Europeană și observatorii economici, deficitul bugetar al României pentru anul 2025 este estimat la aproximativ 8,6% din PIB.

Această proiecție ia în calcul pachetul de consolidare fiscală implementat la sfârșitul anului 2024, dar semnalează că este necesară o corecție semnificativă față de ținta inițială asumată de guvernul de 7 % din PIB. Abordarea acestui dezechilibru va necesita fie măsuri de austeritate, fie majorări de taxe.

Pentru a finanța deficitul bugetar, România a crescut nivelul datoriei publice, ajungând la 54,6% din PIB în ianuarie 2025, conform datelor Ministerului de Finanțe, cu perspective clare de creștere spre 60%+ în anul curent.

Această creștere a datoriei a ridicat semne de întrebare privind sustenabilitatea fiscală pe termen lung și a contribuit la volatilitatea piețelor financiare.

Lipsa unor măsuri privind reducerea deficitului ar putea duce la suspendarea fondurilor UE, creșteri de dobânzi la finanțare și retrogradări în ratingul de credit, afectând Transelectrica în mod direct și indirect, prin diverse canale economice, fiscale și de reglementare.

Transelectrica, fiind implicată în proiecte de modernizare a rețelei și de interconectare europeană, poate fi afectată prin întârzierea unor proiecte strategice.

Un deficit mare duce, de obicei, la creșterea dobânzilor pe piața internă.

În cazul unor împrumuturi pentru investiții din partea Transelectrica (ex.proiecte de modernizare rețea, digitalizare etc.), Compania se va putea confrunta cu rate mai mari ale dobânzii, crescând astfel costurile de capital.

Deficitul bugetar este adesea asociat cu o depreciere a leului, ceea ce afectează companiile cu componente de costuri în valută.

Deși impactul unui deficit bugetar este semnificativ, Transelectrica are câteva avantaje:

- Activitatea de transport al energiei electrice este o activitate de interes general în domeniul energiei electrice, autorizată și monitorizată de o autoritate publică, cu caracter de monopol natural;
- Are reglementări ANRE care oferă o anumită stabilitate veniturilor;
- Este listată la BVB, deci are un acces relativ bun la capital.

Aceste riscuri pot influența capacitatea Companiei de a investi, de a-și menține marjele de profit și de a livra randamente către acționari.

Compania acordă o importanță deosebită 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 unor eventuale riscuri.

➤ **riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale**

Riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale pentru Transelectrica se referă la posibilitatea de a nu respecta anumite obligații prevăzute de legislația națională sau europeană, ceea ce poate avea consecințe semnificative asupra activității sale.

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).

➤ **riscul de lichiditate** – acesta reprezintă riscul ca Transelectrica să nu-și poată onora obligațiile de plată la scadență. O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate 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.

Pentru situațiile ce impun finanțarea capitalului de lucru, Compania apelează la credite pe termen scurt, sub forma liniilor de credit revolving.

Pe parcursul primului semestru al anului 2025, Compania a menținut un nivel adecvat al lichidității. Fluxurile de numerar operaționale au fost pozitive, asigurând capacitatea Companiei de a-și onora obligațiile pe termen scurt.

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 o posibilă nevoie de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții din cadrul Planului de Dezvoltare RET 2024-2033.

În data de 18 Martie 2025 agenția de rating Moody's a revizuit perspectiva ratingului de credit de la "stabil" la "negativ" pentru Companie, menținând ratingul de credit pe termen lung la Baa3 și BCA la ba1.

Această modificare este consecința directă a schimbării perspectivei ratingului suveran al României de către Moody's din data 14 Martie 2025.

Monitorizând elementele analizate de agentia de rating, precum lichiditatea, veniturile, structura datoriei, covenantii, capitalul de lucru, Compania nu se află în dificultate financiară însă schimbarea perspectivei ca urmare a rating-ului suveran poate influența costurile de finanțare și o diminuare a interesului investitorilor.

➤ **riscul investițional**

În primul semestru al anului 2025, Transelectrica a continuat implementarea planului său de investiții (CAPEX) pentru modernizarea și extinderea rețelei de transport, monitorizând constant stadiul de execuție al proiectelor majore și evoluția costurilor.

Eforturile s-au concentrat pe respectarea termenelor stabilite și pe identificarea timpurie a oricăror potențiale riscuri de depășire a bugetelor sau de întârziere. De asemenea, Compania a efectuat analize periodice privind perspectivele de rentabilitate ale acestor investiții, asigurând astfel o alocare prudentă a capitalului și urmărind maximizarea beneficiilor economice pe termen lung.

În perioada analizată (S1 2025), Transelectrica a monitorizat activ performanța filialelor care furnizează servicii esențiale, evaluând capacitatea acestora de a susține operațiunile companiei-mamă.

Eforturile s-au concentrat pe asigurarea continuității și calității serviciilor prestate, identificarea timpurie a potențialelor riscuri operaționale sau financiare la nivelul filialelor și implementarea măsurilor preventive necesare pentru a minimiza impactul asupra activității Transelectrica.

Datorită gestionării proactive a riscurilor asociate investițiilor în active și a performanței filialelor, potențialul impact negativ a fost eficient mitigat pe parcursul primului semestru al anului 2025.

➤ **riscuri tehnice și operaționale**

Materializarea riscurilor de natură tehnică sau rezultate din nerespectarea procedurilor sau sistemelor existente, generate de comportamentului angajaților sau de evenimente externe, ar putea influența negativ activitatea Companiei.

În perioada analizată s-a constatat menținerea expunerii la risc la nivel similar cu anul anterior. Nu au fost identificate evenimente tehnice sau operaționale majore cu impact financiar semnificativ în primul semestru al anului 2025.

➤ **riscul legislativ**

Se referă la posibilitatea ca modificările în legislație, reglementări sau politici guvernamentale să afecteze negativ Compania.

În anul 2025, Guvernul a implementat mai multe schimbări care au afectat impozitele pe venit, TVA și impozitele pe profit. Aceste modificări au fost adesea realizate într-un timp scurt și au impus companiilor să se adapteze rapid, crescând riscurile de neconformitate din cauza dificultății de a înțelege și implementa noile reglementări.

Conform Ordonanței de Urgență nr. 156/2024, publicată în Monitorul Oficial nr. 1.334 din 31 decembrie 2024, cota de impozit pe veniturile din dividende a fost majorată de la 8% la 10%, începând cu dividendele distribuite după 1 ianuarie 2025.

Această schimbare se aplică tuturor dividendelor distribuite, indiferent de anul în care a fost realizat profitul. Totuși, pentru dividendele distribuite în baza situațiilor financiare interimare întocmite în cursul anului 2024, cota de impozit rămâne 8%, fără a se efectua recalculări ulterioare după regularizarea acestora pe baza situațiilor financiare anuale.

Compania monitorizează și se adaptează mereu noilor modificări fiscale și de reglementare pentru a asigura conformitatea cu noile cerințe legislative.

Nu au fost identificate cazuri semnificative de neconformitate în primul semestru al anului 2025, toate declarațiile fiscale fiind depuse la termen.

Introducerea unor impozite noi, cum ar fi „taxa pe stâlp” (impozit pe construcții), poate genera incertitudine și riscuri privind impactul financiar suportat de Companie, care deține infrastructură extinsă (posturi, stații de transformare, linii electrice etc.).

Ministerul Finanțelor a stabilit o reducere la 0,5% - impozit pentru companiile private, și 0,25% pentru cele ale statului.

Această măsură fiscală poate descuraja investițiile și poate afecta dezvoltarea economică pe termen lung.

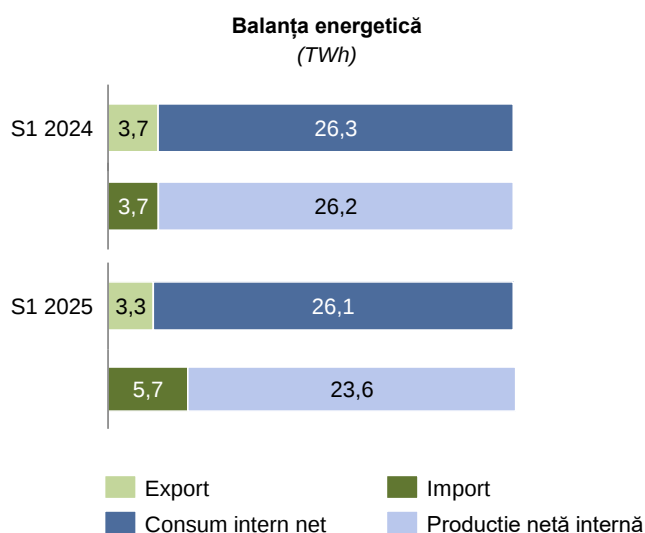


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – iunie 2025 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024, se observă o scădere ușoară în procent de 0,6% a consumului intern net¹ și o scădere cu 10% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în S1 2025 o scădere de 11% față de aceeași perioadă din anul 2024, iar cele de import au înregistrat o creștere în procent de 54%.



În ceea ce privește consumul de energie electrică la nivelul SEN, lunile ianuarie (-1,76%), martie (-3,71%) mai (-2,53%) și iunie (-9,52%), au înregistrat scăderi ale consumului, cu excepția lunii februarie (+6,12%) și aprilie (+1,12%) care au înregistrat creșteri ale consumului.

Creșterea semnificativă a consumului înregistrat în luna februarie 2025 a fost influențată în mare parte de temperatura medie lunară, care a înregistrat valoarea de -2,10°C, comparativ cu luna februarie 2024, când s-au înregistrat +6,0°C.

În ceea ce privește scăderile de consum din lunile menționate, acestea au un trend descrescător tot mai pronunțat de la o lună la alta, pe măsură ce crește durata intervalului zilnic al radiației solare cu alte

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, consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj precum și stocare consum

cuvinte, o dată cu creșterea producției de energie la nivelul prosumatorilor (cantitate care nu este măsurată), se înregistrează o scădere a consumului măsurat la nivel național.

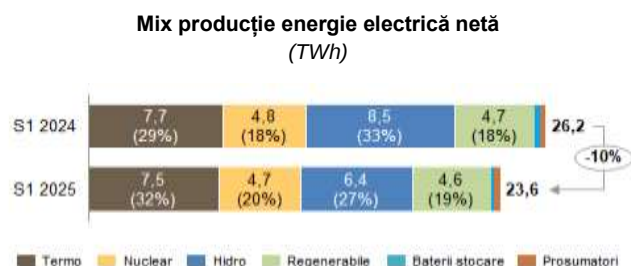
Lunile ianuarie - aprilie 2025 includ energia injectată în rețea de către prosumatori, dar fără consumul intern al acestora. În ceea ce privește energia netă produsă pentru lunile mai și iunie, aceasta nu include cantitățile de energie introduse în rețea de către prosumatori. De asemenea, pentru luna iunie 2025 valorile pentru energiile regenerabile și hidro sunt provizorii, nefiind incluse nici cantitățile de energie introduse în rețea de către bateriile de stocare.

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - iunie 2025 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024, s-a înregistrat o scădere pe toate componentele respectiv, din surse Termo în procent de 3%, Nuclear 1%, Hidro 25%, Regenerabile 2%.

La sfârșitul semestrului I din 2025 producția din baterii a cumulat valoarea de 68,95 GWh, în timp ce valoarea înregistrată pentru prosumatori a fost de 434 GWh.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – iunie 2025 se observă că cea mai mare pondere, 32%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 27%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 19% respectiv 20%.



PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

În intervalul ianuarie – iunie 2025, puterea instalată în centralele pe surse termo a înregistrat, comparativ cu aceeași perioadă din 2024, o creștere ușoară cu aproximativ 0,2%, de la 5.477 MW instalați la 30 iunie 2024, la 5.490 MW instalați la 30 iunie 2025.

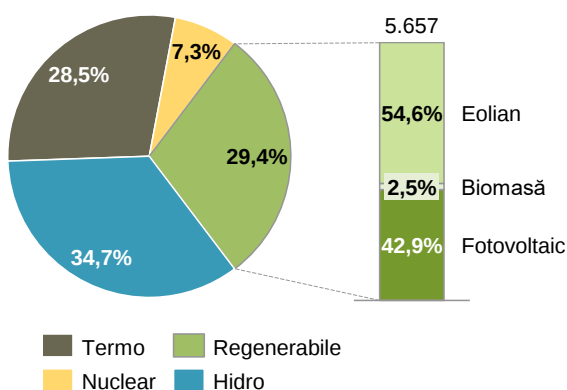
La data de 14 mai 2025, puterea instalată în instalațiile de stocare totaliza 240,7 MW, iar la data de 01.06.2025 puterea instalată la prosumatori totaliza 2.726 MW

La data de 01 iulie 2025, puterea brută instalată în SEN totaliza 19.246 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 2.762 MW (2.162 MW net), hidrocarburi – 2.727 MW (2.198 MW net), nuclear

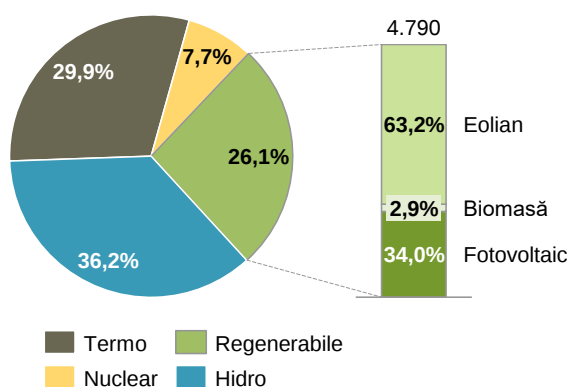
– 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.686 MW (6.363 MW net), eolian – 3.091 MW (3.034 MW net), fotovoltaic – 2.427 MW (2.326 MW net), biomasă – 139 MW (127 MW net).

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - iunie 2025 comparativ cu ianuarie-iunie 2024, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată S1 2025 (19.246 MW. valoare brută)

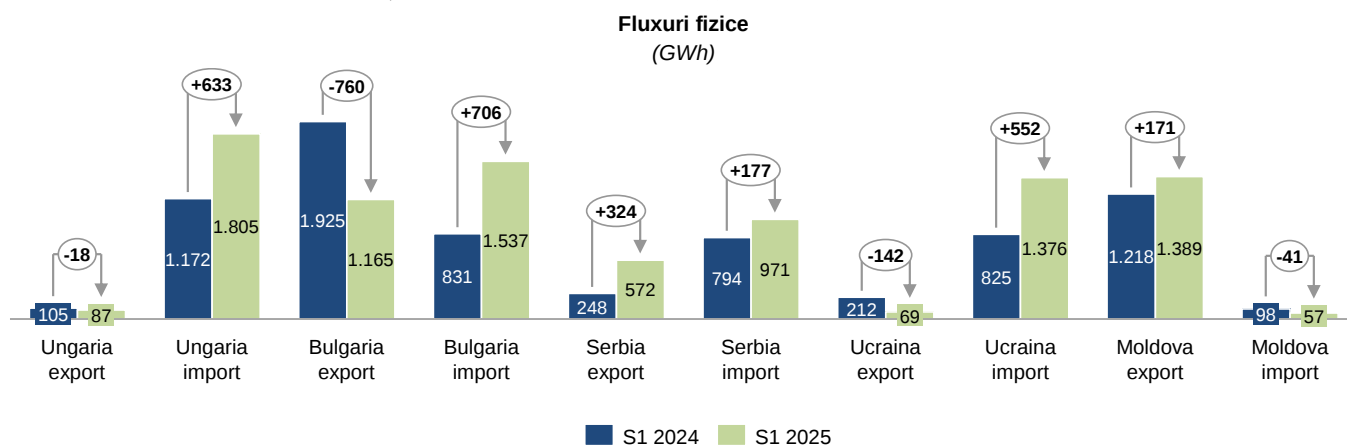


Putere instalată S1 2024 (18.319 MW. valoare brută)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

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



Distribuția fluxurilor fizice de import (S1 2025: 5,7 TWh, S1 2024: 3,7 TWh) / export (S1 2025: 3,3 TWh, S1 2024: 3,7 TWh) pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – iunie 2025 față de ianuarie - iunie 2024 se prezintă astfel:

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - iunie 2024, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-39% -760GWh), Ungaria (-17% -18GWh) și Ucraina (-67% -142GWh) și au crescut pe granița cu

Serbia (+131% +324GWh) și Moldova (14% +171 GWh).

Față de semestrul I din anul 2024, s-a înregistrat o creștere de 56% a schimburilor comerciale la import și o scădere de 34% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidraulicități mult mai scăzute comparativ cu anul trecut în această perioadă a anului și în condițiile unui consum intern de energie electrică în general mai mic față de perioada similară din 2024, cu excepția lunilor februarie și aprilie, când consumul a înregistrat o creștere la nivel SEN.

Schimburile comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC),

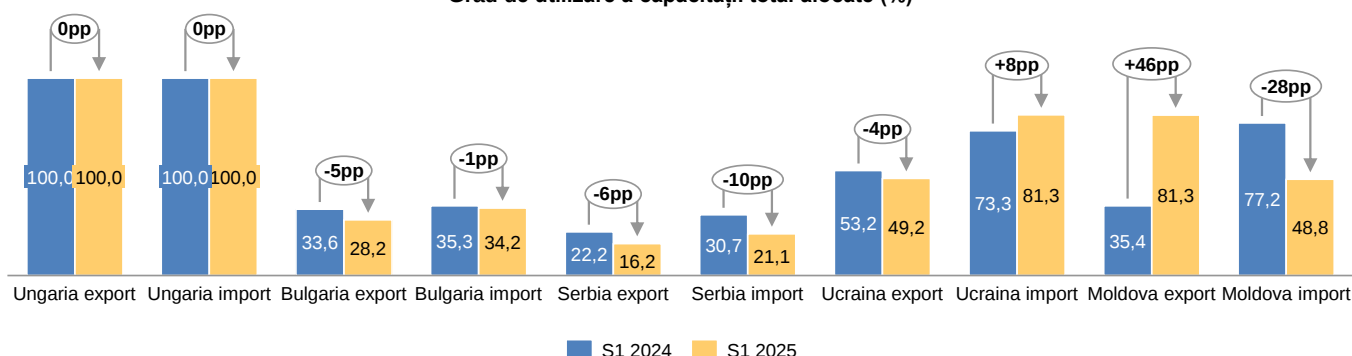
Începând cu data de 17 decembrie 2021. În data de 01 iulie 2024, la ora 00:00, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica S.A., a fost actualizat în ceea ce privește modul de activare a rezervelor de tip RRFa, activarea acestora realizându-se în ordinea de merit a prețurilor oferite de către participanți, cu ciclul de optimizare la 4 secunde.

Prin această actualizare, Transelectrica, Operatorul de Transport și Sistem din România, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 21), fiind pregătit din punct de vedere tehnic, pentru a se

alătura platformei de echilibrare europene pentru rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată, PICASSO.

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.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

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 – iunie 2025, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna ianuarie 2024 cu 8%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Republica Moldova, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de

cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,25% în 2024 la 2,09% în 2025.

Energia intrată în contur scăzut cu 0,8% în luna ianuarie 2025 (31,4 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 17,6% (583,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 29,4% (69 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 119,2% (621,1 GWh) a energiei primite din import.

În luna februarie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna februarie 2024 cu 9%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina și Ungaria, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice mult mai favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,17% în 2024 la 1,95% în 2025.

Energia intrată în contur a crescut cu 1,2% (44,5 GWh) în luna februarie 2025 față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii și cu 133,7% (592,7 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 13,8% (402,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 51,7% (145,4 GWh) a energiei primite din RED.

În luna martie 2025 CPT-ul a crescut față de luna martie 2024 cu 3,2%, în special ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Serbia și Bulgaria, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice mai defavorabile, 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 2,24% în 2024 la 2,31% în 2025.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,2% (6,3 GWh) în martie 2025 față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 14,5% (412,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 4,3% (11,2 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 78,6% (417,2 GWh) a energiei primite din import.

În luna aprilie 2025 CPT-ul a crescut față de luna aprilie 2024 cu 0,8%, ca urmare a creșterii cu 3,7% a energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Republica Moldova, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, iar condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,44% în 2024 la 2,37% în 2025. Energia intrată în contur crescut cu 0,76% în luna aprilie 2025 (116,7 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 38% (256,2 GWh) a energiei

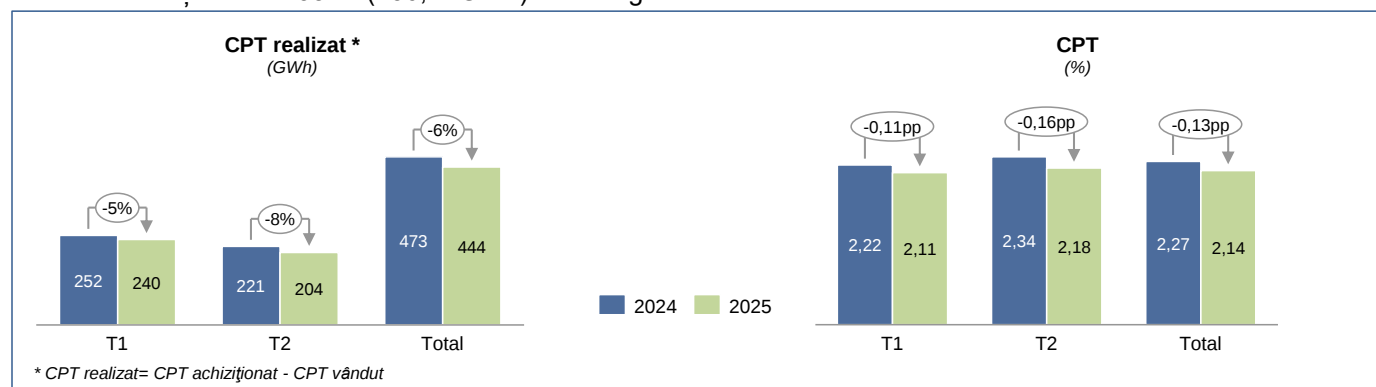
primite din import, în condițiile scăderii cu 9,9% (29,3 GWh) a energiei primite din RED și cu 5,1% (110,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna mai 2025 CPT-ul a crescut față de luna mai 2024 cu 1,1%, ca urmare a creșterii cu 5,4% a energiei intrate în conturul RET, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona, în condițiile în care fluxurilor fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,36% în 2024 la 2,27% în 2025. Energia intrată în contur crescut cu 5,39% în luna mai 2025 (160,8 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 2,18% (42,6 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, cu 14,88% (38,0 GWh) a energiei primite din RED și cu 10,33% (80,2 GWh) a energiei primite din import.

În luna iunie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna iunie 2024 cu 24,7%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,21% în 2024 la 1,88% în 2025. Energia intrată în contur scăzut cu 11,26% în luna iunie 2025 (375,8 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 20,54% (481,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 7,68% (59,5 GWh) a energiei primite din import și cu 21,41% (46,6 GWh) a energiei primite din RED.



Concluzii

Pe ansamblul semestrului I din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 6% comparativ cu perioada similară din anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în RET în luna iunie, dar în principal ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, în mod deosebit a celor de pe granițele cu Ucraina și Ungaria și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie și iunie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET, pierderile au scăzut de la 2,27% la 2,14%, în condițiile în care energia intrată în RET în prima jumătate a anului 2025 a fost cu doar 0,4% sub cu cea din anul anterior.



Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a înregistrat o apreciere la 30 iunie 2025 față de 31 decembrie 2024 fiind determinată de creșterea valorii imobilizărilor corporale în curs concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în ianuarie-iunie 2025 este de 319,5 mil lei (358,7 mil lei în aceeași perioadă a anului 2024) în scădere cu 39 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:

- 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 – 176,8 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 83,4 mil lei;

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I de finanțare) - 30,7 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele – 14,8 mil lei;
- Optimizarea funcționării LEA 400kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 4,8 mil lei;
- Înlocuire instalație interioară de încălzire și climatizare clădire administrativă sediul U.T.T București (S.F+P.T+C.S) – 2,7mil lei;
- Eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între drum de legătură DN 69 cu A1 și LEA 220 kV Arad - Calea Aradului – 1,9 mil lei;
- Cumpărarea cotei-părți de 49,6% deținută de către Smart SA, din imobilul Centru de Instruire Pălăniș – 1,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina – 1 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în S1 2025 sunt în sumă de 196,6 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 când achizițiile au fost în sumă de 256,2 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 30 iunie 2025, în sumă de 834 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 281,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 66,2 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 58,8 mil lei;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 58,6 mil lei;

- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 50 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fâlcu 1 și CEE 18 MW Fâlcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 43,5 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 39,8 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 38,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 26,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 9,4 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 8,6 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 30 iunie 2025 pe principalele capitole din programul anual de investiții, se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Programat *	Realizat (mil lei)	
		(mil lei)	S1 2025	S1 2024
	Total general (A+B)	726,3	212,95	236,98
A	Cheltuieli proprii Companiei	613,00	201,56	220,70
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	113,30	11,38	16,28

(*) PAI 2025 rev. A2

Astfel, gradul de realizare a programului anual de investiții la 30 iunie 2025 este de 29,3% față de Program și 49,0% față de bugetat Trimestrul I + II la Total General și de 32,9% față de Program și 51,0% față de bugetat Trimestrul I + II la categoria Cheltuieli proprii Companiei.

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 171,03 mil lei și reprezintă 84,9% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2025.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 11,38 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pentru anul 2025 a fost revizuit de două ori până la 30.06.2025.

Planul de dezvoltare 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.

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 S1 2025 sunt:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (etapa III) – 185,21 mil lei,
- Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și rețehnologizarea stației 110 kV Teleajen – 161,95 mil lei,
- LEA 400 kV Suceava - Bălți pentru porțiunea de proiect pe teritoriul României – 133,43 mil lei.

FONDURI EUROPENE

Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București

Investiția în formarea tinerilor reprezintă un obiectiv de bază pentru Companie.

Transelectrica participă 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”**.

Proiectul se derulează pe o perioadă de 3 ani (termen maxim de implementare: până la data de 30 iunie 2026). Începând cu luna noiembrie 2023 și până în prezent, în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. se

organizează stagii de practică pentru un număr de 5 elevi înscriși în învățământul dual la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei”.

În perioada ianuarie-iunie 2025, cei 11 elevi ai Colegiului Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei” București, cu care am încheiat contracte individuale de pregătire practică în învățământul dual, au continuat stagiile de practică în cadrul Companiei.

De asemenea, au avut loc întâlniri pentru desemnarea unor specialiști din cadrul Companiei care să fie cadre didactice asociate în cadrul programului de licență dual “Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile”.

În luna mai 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de masterat dual “Sisteme de

energie regenerabilă", în cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București. Pentru acest program de masterat, tot în luna mai a avut loc prima sesiune de admitere, iar din comisia de admitere a făcut parte și un reprezentant al Companiei.



Fondul de Modernizare

În prezent sunt în derulare 11 Contracte de finanțare:

1. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Medgidia Sud-Constanța Nord, echipată cu un singur circuit;
2. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN;
3. Etapa II "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, Retehnologizarea stației 110 /220 kV Timișoara și trecerea la 400 kV;
4. Etapa III "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV Timișoara/Săcălaz – Arad, Retehnologizarea stației de 110kV Arad și trecerea la 400kV și construirea noii stații Săcălaz de 400 kV;
5. Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu;
6. Proiect pilot - Retehnologizarea Stației de 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală;
7. Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
8. Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID);
9. Digitalizarea RET prin instalarea a 2 sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, și pentru Monitorizarea calității energiei electrice;

10. Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului;

11. Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit.

În ianuarie-iunie 2025, pentru proiectele 1-11, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres pentru semestrul II al anului 2024 și rapoarte anuale aferente 2024, precum și alte categorii de informații solicitate de către Minister (raportări aferente procedurilor de achiziții publice etc).

De asemenea, responsabilii Contractelor de finanțare participă, în mod constant, la reuniuni tehnice online cu reprezentanții Ministerului Energiei în scopul monitorizării contractelor finanțate din Fondul pentru Modernizare.

În perioada ianuarie-iunie 2025 au fost depuse Cereri de prefinanțare / Cereri de rambursare, în valoare totală de 46.725.028,50 lei.

Proiectul "LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan"

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*, în perioada iunie-septembrie 2024 **au fost depuse 2 (două) cereri de rambursare cu o valoare totală rambursată de 27.590.123,87 lei către Autoritatea de Management – POIM.**

Prin semnarea Contractului de finanțare nr. 146 din 12 decembrie 2024, proiectul Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit Gutinaș-Smârdan a intrat în Etapa a II-a de implementare începând cu 1 ianuarie 2025. Această fază este finanțată din Programul de Dezvoltare Durabilă 2021-2027 (cod MySMIS2021+: 326878), beneficiind de o alocație nerambursabilă de 100.339.057,89 lei din Fondul de Coeziune. Etapa inițială, finalizată la 31 decembrie 2024, a fost susținută prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (cod MySMIS2014+: 129245), cu o finanțare de 138.136.986,79 lei din Fondul European de Dezvoltare Regională.

Lansarea publică a etapei a doua a fost marcată prin publicarea anunțului în presa națională la 6 martie 2025, urmată de organizarea, în 26 martie 2025, a ședinței oficiale de începere a derulării Contractului de finanțare din fonduri nerambursabile nr. 146/2024.

În luna iunie 2025 a fost încasată valoarea de 7.211.894,87 lei, reprezentând cheltuiala nerambursabilă aferentă Cererii de rambursare nr. 1, finanțată prin programul PDD 2021-2027.

A fost inițiată implementarea Hotărârii de Guvern nr.174/2025 din 27 februarie 2025, care aprobă scoaterea definitivă din fondul forestier național a 0,1941 ha și ocuparea temporară a 32,6358 ha pentru realizarea LEA 400 kV d.c. Gutinaș–Smârdan. Terenurile vizate, situate în județele Bacău, Vrancea și Galați, urmează a fi predate către C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. în termen de maximum 180 de zile de la intrarea în vigoare a hotărârii, cu respectarea obligațiilor privind regenerarea și compensațiile silvice.

Planul REPowerEU

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.

Obiectivul investiției finanțate prin REPowerEU este de a crește flexibilitatea și de a soluționa blocajele din rețeaua de electricitate pentru accelerarea integrării capacităților suplimentare de energie regenerabilă și pentru creșterea gradului de reziliență a rețelei, consolidând, în același timp, securitatea cibernetică printr-o mai bună capacitate de reacție la atacurile cibernetice.

După semnarea Contractului de finanțare dintre Secretariatul General al Guvernului (Coordonator de reformă și/sau investiție) și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (Beneficiar) din data de 09.04.2024 s-au realizat activități aferente pentru implementarea Investiției 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 56.237.200 euro), finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență, aferentă Componentei 16. REPowerEU, care cuprinde următoarele Subinvestiții:

- Subinvestiția 5a. – 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 29.557.000 euro);
- Subinvestiția 5b. – Retechnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 18.240.000 euro);
- Subinvestiția 5c. - Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date –Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).

În data de 09.04.2024 a fost semnat Contractul de finanțare pentru implementarea acestei investiții între

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și Secretariatul General al Guvernului, în calitate de Coordonator de reformă și/sau investiție.

În perioada ianuarie-martie 2025 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului raportări săptămânale și bilunare privind stadiul implementării Investiției 5.

Totodată, pentru Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile Transelectrica în perioada de referință, au fost elaborate și depuse cereri de transfer, în valoare de 597.595,04 lei.



Programul Horizon

Reprezentanții Companiei participă în cadrul Consorțiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor **dezvoltarea proiectelor TwinEU și SmartTwin** finanțate prin Programul de Cercetare – Inovare al Uniunii Europene Horizon.

Proiectul TwinEU (Digital Twin for Europe) finanțat prin programul Horizon Europe, a demarat la data de 01.01.2024 și se va derula pentru o perioadă de 36 de luni.

- Compania face parte din consorțiul format pentru dezvoltarea acestui proiect, – care reunește 71 de parteneri din Europa, printre care se numără operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții.
- Obiectivul proiectului vizează creșterea nivelului de eficiență și de penetrare a tehnologiilor smart în cadrul rețelelor electrice conducând către o rețea cu adevărat inteligentă. Rezultatele proiectului sunt așteptate să contribuie la dezvoltarea unor noi arhitecturi de rețele inteligente, precum și la integrarea acestora în cadrul infrastructurii digitale europene.

- Beneficiile pentru Companie 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
- În trimestrul I al anului 2024, Compania a încasat prefinanțarea în sumă de 65.625 euro, reprezentând 75% din valoarea bugetului estimat la rambursare, activitatea în cadrul proiectului pe parcursul anului 2024 continuând conform graficului.

În perioada ianuarie-iunie 2025, activitatea în cadrul proiectului a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.



Proiecte de Interes Comun

Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network)

În decursul anului 2024, Compania a reluat procesul de obținere a finanțării prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF). A fost demarat procesul de pregătire a aplicației de finanțare comună a partenerilor implicați în proiect (Delgaz Grid S.A., C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD) în cadrul apelului de proiecte deschis la data de 30.04.2024. În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A. a inclus următoarele Obiective de investiții:

- „Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș și Roșiori;

- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni,”
- „Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE);
- „Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”.

În urma analizei procesului de pregătire a aplicației și a oportunității de accesare a finanțării, s-a decis amânarea depunerii acesteia pentru anul 2024, concluzionându-se că șansele de succes vor fi mai ridicate în cadrul apelului următor, programat pentru anul 2025.

Astfel, pentru Proiectul CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network), în perioada ianuarie-iunie 2025, s-a desfășurat procesul de elaborare a aplicației de finanțare prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF).

Evenimente

În legătură cu **elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul primului semestru 2025**, se pot menționa:

- Volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor, cu impact asupra valorii contribuției companiei la finanțarea proiectelor.
- Întârzieri mari înregistrate în avizarea de către instituțiile abilitate a proiectelor de acte normative care reglementează transferul dreptului de administrare, în numele statului român, asupra unor terenuri aflate pe culoarul liniilor electrice aeriene pe care le construiește C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., fapt care a indus întârzieri în asigurarea de către companie, a accesului antreprenorilor la aceste terenuri, având ca efect înregistrarea unor mari întârzieri în implementarea proiectelor și respectarea termenelor de punere în funcțiune a proiectelor de investiții linii electrice aeriene, având, la rândul său ca efect, unele întârzieri în respectarea graficului de rambursare a sumelor eligibile pentru proiectele cu finanțare nerambursabilă. Ca o consecință a acestui fapt,

Transelectrica a trebuit să ia în considerare riscul de a nu putea beneficia în totalitate de fondurile nerambursabile europene care i-au fost alocate, cu efect negativ și asupra ratei de absorbție de fonduri europene a României.

Perspective 2025

Compania are în vedere următoarele:

- Abordarea oportunităților de finanțare nerambursabilă vizează două paliere:
 - *procesul de monitorizare a oportunităților de finanțare nerambursabilă lansate de autoritățile finanțatoare de la nivel național și european, care se desfășoară în mod constant,*
 - *identificarea oportunităților de finanțare care se realizează corelat cu prioritățile de dezvoltare ale*

Companiei, precum și cu nevoile identificate în ceea ce privește susținerea implementării acestora.

- Continuarea unei bune colaborări inter-instituționale, cu Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, Ministerul Energiei, Ministerul Economiei, Secretariatul General al Guvernului și celelalte entități guvernamentale, pentru asigurarea cadrului legal necesar implementării proiectelor de interes comun și de importanță națională pe care le implementează Compania.

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**
- **GECO POWER COMPANY**

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.

GECO POWER COMPANY

Adunarea generală a acționarilor întrunită în data de 12 august 2024 a decis prin HAGEA nr.4, participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei.

Compania, alături de Azerenerji Open Joint Stock Company, JSC Georgian State Electrosystem și MVM Energy Private Limited Liability Company, a constituit o societate cu răspundere limitată cu sediul în România, organizată și funcționând potrivit legii române, cu un capital social total de 15 mil lei împărțit în 1.500.000 părți sociale în valoare de 10 lei fiecare, în care aportul Companiei este de 3,75 mil lei, corespunzător unui număr de 375.000 părți sociale în valoare de 10 lei fiecare și reprezentând o cotă de participare la capitalul social precum și la beneficii/pierderi de 25%.



Evenimente semnificative

IANUARIE – Iunie 2025

- **Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 15 ianuarie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 15 ianuarie 2025:

- a aprobat indicatorii cheie de performanță rezultați din Planul de Administrare,
- nu a aprobat indemnizația fixă a membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei ca fiind în cuantum de 42.350 lei brut/lună,
- nu a aprobat stabilirea limitelor generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, precum și alte avantaje acordate acestora,
- a aprobat stabilirea datei de 06 februarie 2025 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor.

- **Planificare investiții de peste 9,4 miliarde de lei pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport**

În data de 20 ianuarie 2025, printr-un comunicat de presă, Transelectrica a adus la cunoștința persoanelor interesate faptul că va implementa un plan de dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2024-2033, aprobat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, în valoare de 9,49 miliarde de lei, cu peste 2 miliarde de lei mai mult decât planul precedent.

Noul plan include proiectele de investiții deja aflate în derulare, precum și 12 proiecte noi, structurate pe 4 axe prioritare de dezvoltare:

- ✓ rețehnologizare/modernizare RET,
- ✓ siguranța alimentării consumului,
- ✓ integrarea producției din surse regenerabile și din centrale noi în Dobrogea și Moldova și
- ✓ creșterea capacității de interconexiune.

Valoarea Planului de Dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033 înregistrează o creștere de 2,3 miliarde de lei față de valoarea planului precedent aferent perioadei 2022-2031, iar structura cheltuielilor de investiții, din punct de vedere al obiectivelor prioritare urmărite, este:

- Lucrări de investiții care au ca scop rețehnologizarea rețelelor electrice de transport (RET) existente – 30% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată;
- Lucrări de investiții care au ca scop integrarea producției din surse regenerabile și din alte centrale noi – 28% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată;
- Investiții planificate în vederea creșterii capacității de interconexiune – 26% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată;
- Investiții destinate creșterii siguranței alimentării cu energie electrică – 13% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată.

Astfel, Compania își propune pentru următorii 10 ani proiecte de investiții în valoare de aproape 2,7 miliarde de lei destinate integrării noilor unități de producție de energie din surse regenerabile, atât din Dobrogea și Moldova, cât și din alte zone.

Planul de Dezvoltare al RET pentru perioada 2024-2033 include proiecte de interes european care contribuie la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană din următoarele clustere de investiții: Proiectul 138 „Black Sea Corridor”, Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”, Proiectul 259 Ungaria - România și Proiectul 341 North CSE Corridor.

- **Moody's confirmă rating-ul Baa3, perspectivă stabilă**

Compania a informat acționarii și părțile interesate că în data de 20.01.2025 a fost notificată cu privire la faptul că Agenția Internațională de Rating Moody's Investors Service a publicat confirmarea rating-ului pe termen lung "Baa3", menținând totodată perspectiva stabilă.

- **Linia Aeriană 400 kV Reșița-Pancevo a intrat în exploatare comercială**

Conform Comunicatului Companiei, în data de 29 ianuarie 2025 a intrat în exploatare comercială și cel de-al doilea circuit al liniei electrice aeriene dublu circuit (LEA) 400 kV Reșița (RO) - Pancevo (RS), respectiv circuitul 1, marcând un pas important în consolidarea interconexiunii rețelelor electrice de transport ale României și Serbiei.

Anul trecut în luna noiembrie, a fost operaționalizat comercial circuitul 2 al LEA 400 kV Reșița Pancevo, ca urmare a punerii în funcțiune parțiale a noii stații 400 kV Reșița.

Odată cu operaționalizarea comercială completă a LEA 400 kV Reșița – Pancevo, capacitatea de schimb transfrontalier a României cu Serbia ajunge până la 1000 MW.



Astfel, LEA 400 kV Reșița-Pancevo devine cea de-a 11-a linie de interconexiune de 400 kV dintre România și țările vecine, reafirmând angajamentul Transelectrica pentru dezvoltarea infrastructurii energetice și integrarea pieței regionale de electricitate.

LEA 400 kV Reșița-Pancevo are o lungime totală de 131 de kilometri, dintre care 63 de kilometri pe teritoriul României.

Intrarea în exploatare comercială completă a liniei de interconexiune dintre Reșița și Pancevo s-a realizat în cadrul etapei a doua a proiectului de construire a nivelului de 400 kV în Stația Electrică de Transformare Reșița, etapă care va fi finalizată integral până la sfârșitul primului trimestru al acestui an.

- **Retehnologizarea Stației Stâlp și construirea noii stații de 400 kV**

Printr-un comunicat emis în data de 31 ianuarie 2025, Compania a anunțat că demarează lucrările de execuție pentru investiția privind construirea „Stației Electrice 400 kV Stâlp” și pentru investiția „Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în Stația Stâlp”.

Ca urmare a semnării contractului de execuție și finalizare a lucrărilor, care a avut loc în luna ianuarie,

conducerea Transelectrica și membrii echipei responsabile de implementarea investiției au avut prima întâlnire cu reprezentanții contractorului, respectiv Electromontaj SA.

Realizarea investiției pentru retehnologizarea stației existente Stâlp și construirea noii stații de 400 kV au la bază atât necesitatea evacuării energiei produse în zona Dobrogea de viitoare grupuri 3 și 4 ale Centralei Nucleare Cernavodă, a realizării și racordării la rețea a noilor centrale din surse regenerabile, precum și a consolidării siguranței în alimentare a consumatorilor.

Astfel, finalizarea noii stații de 400 kV Stâlp va permite racordarea Liniei Electrice Aeriene 400 kV Cernavodă – Stâlp, linie finalizată și racordată în prezent în stația Gura Ialomiței, precum și conectarea Axului LEA Brazi Vest - Teleajen – Stâlp, după finalizarea lucrărilor de trecere la tensiunea de 400 kV, aflate în derulare la această dată.

Lucrările de execuție, cu o valoare de aproximativ 95 de milioane de lei, au ca termen de finalizare luna ianuarie 2027.

- **Înregistrare la ONRC Geco Power Company-Green Energy Corridor Power Company**

Compania a informat publicul investitor în data de 31 ianuarie 2025 asupra înregistrării la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a societății Joint Venture, respectiv ”GECO POWER COMPANY-Green Energy Corridor Power Company.

- **Hotărârea nr. 2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 24 februarie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 24 februarie 2025:

- a aprobat efectuarea de către „Transelectrica” de operațiuni și servicii financiare cu disponibilul bănesc în lei sau valută, decizia pentru fiecare operațiune de trezorerie de acest tip (inclusiv schimburi valutare și constituire depozite bancare) fiind în competența Directoratului, în limita maximă de până la 500.000.000 lei (sau echivalent în euro) pe tranzacție;
- a aprobat achiziționarea de către Companie a serviciilor de asistență juridică și reprezentare în fața instanțelor de judecată în vederea apărării intereselor Companiei în cauza ce face obiectul dosarului nr. 28414/3/2024, în limita a 50.000 lei, fiind incluse toate cheltuielile ocazionate cu reprezentarea în instanță până la pronunțarea unei sentințe definitive;
- a aprobat numirea PKF FINCONTA SRL în calitate de auditor financiar al C.N.T.E.E. Transelectrica

S.A., pentru o perioadă de 12 luni, dar nu mai târziu de 31.12.2025;

- a aprobat conținutul actului adițional la contractul de mandat încheiat între membrii Consiliului de Supraveghere și societate prin includerea indicatorilor aprobați prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor nr. 1/15.01.2025 și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în Adunarea Generală a Acționarilor pentru a semna în numele Companiei actele adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere.

- **Moody's a revizuit perspectiva de la „stabilă” la „negativă”**

Compania a informat acționarii și părțile interesate că Agenția Internațională de Rating Moody's Investors Service (Moody's) a revizuit perspectiva ratingului de credit al Companiei de la "stabil" la "negativ". Această modificare este consecința directă a schimbării perspectivei ratingului suveran al României de către Moody's, anunțată la data de 14 martie 2025.

Ratingul de credit pe termen lung al "Transelectrica" S.A. a fost menținut la Baa3, iar evaluarea de credit de baza (BCA) a fost confirmată la ba1.

- **Retehnologizare Stația electrică de transformare 220/110/20 kV Baru Mare**

Transelectrica a inaugurat finalizarea procesului de retehnologizare a stației 220/110/20 kV Baru Mare, un proiect important pentru funcționarea sigură și stabilă a rețelei electrice din regiune. Odată cu această investiție, Compania a încheiat procesul de modernizare a tuturor stațiilor electrice de transformare din județul Hunedoara, consolidând infrastructura energetică din zonă.

- **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 1 aprilie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 1 aprilie 2025:

- a aprobat stabilirea Programului de investiții pe exercițiul financiar 2025 și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2025, precum și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat reconfirmarea, conform art. 38 și art. 39 al OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, a punctului 10 al Hotărârii AGOA nr. 3

din 29 aprilie 2024, respectiv: stabilirea, limitelor generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, indemnizația variabilă, precum și alte avantaje acordate acestora.

- **Solicitare acționar majoritar**

Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 08 aprilie 2025 a înregistrat adresa acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), având ca subiect Memorandumul cu tema: *Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de Administrație, după caz, la societățile naționale, companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2024 sub formă de dividende/vărsăminte la bugetul de stat, în vederea ducerii la îndeplinire a prevederilor acestuia.*

Solicitarea acționarului majoritar și răspunsul pe care l-a formulat Compania sunt postate pe site-ul Companiei, în secțiunea Relații Investitori/AGA/Materiale, aferent ședinței AGOA anuală, convocată pentru data de 29 (30) aprilie 2025.

- **Exercițiu de restaurare a SEN realizat cu succes din Hidrocentrala Porțile de Fier I**

Aproape 100 de specialiști tehnici și dispeceri din sistemul electroenergetic național, din cadrul Transelectrica, Hidroelectrica, OMV Petrom, Romgaz, CE Oltenia, CNE Cernavodă, DEER, PPC Rețele Electrice, Distribuție Energie Oltenia, Delgaz Grid, Nova Power&Gas și Monsson au realizat, în data de 8 aprilie 2025, un exercițiu de restaurare a SEN din Centrala Hidroelectrică Porțile de Fier I, cu alimentare din sistemul sârbesc.

La această acțiune de restaurare au fost invitați și deținători de instalații de stocare de mari dimensiuni, întrucât în contextul integrării în sistem a unor volume din ce în ce mai mari de energie regenerabilă rolul stocării devine tot mai important pentru siguranța sistemului.

Exercițiul organizat la Centrala Hidroelectrică Porțile de Fier I a presupus pornirea unui grup având sursă de alimentare din Serbia, din CHE Djerdap I, și a implicat dispeceri din cadrul Transelectrica - DEN, Hidroelectrica - CHE Porțile de Fier I și Dispecerul Energetic Național din Serbia.

Pe tot parcursul exercițiului, instalațiile energetice s-au comportat conform parametrilor proiectați și așteptați, acțiunea fiind una de succes.

Menționăm că acțiunile de restaurare a SEN sunt organizate ca urmare a obligațiilor legale pe care Transelectrica le are în calitate de Operator de Transport și Sistem, membru al rețelei interconectate europene, în conformitate cu prevederile Regulamentului European 2196/2017.

De asemenea, un alt obiectiv al exercițiilor de acest tip este instruirea și pregătirea personalului operativ și tehnic al entităților din cadrul Sistemului Electroenergetic Național, sarcină aflată în responsabilitatea Transelectrica.

Apărarea și restaurarea sunt activități esențiale, care permit gestionarea unor situații de urgență și readucerea sistemului la starea normală de funcționare.



- **Trecere cu succes a provocărilor generate de un consum minim istoric**

Sistemul Electroenergetic Național (SEN) a trecut cu succes provocările tehnice fără precedent din primele două zile ale Sărbătorilor Pascale, când consumul de electricitate a atins niveluri minime istorice, pe fondul suprapunerii sărbătorilor pascale pentru creștinii ortodocși și catolici.

Duminică, în Prima Zi de Paște, consumul a coborât până la aproximativ 2.500 MW – cel mai scăzut nivel istoric, iar luni, A Doua Zi de Paște, în intervalul 12:00 – 13:00, consumul minim instantaneu a fost de 2.701 MW.

Instalațiile de stocare au avut un rol important în echilibrarea sistemului, consumul acestora depășind 130 MW în ambele zile, respectiv 135 MW duminică și 133 MW luni.

Acest echilibru al sistemului în condiții excepționale a fost posibil datorită colaborării extraordinare și a implicării constante a entităților din SEN, autorități, producători și operatori de rețea, dar mai ales datorită

profesionalismului, vigilenței și devotamentului colegilor care au fost prezenți la datorie.

- **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 29 aprilie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 29 aprilie 2025:

- nu a aprobat situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2024;
- nu a aprobat situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024;
- nu a aprobat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024;
- nu a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2024 în sumă de 585.924.311 lei;
- nu a aprobat dividedndul brut pe acțiuni din profitul înregistrat la data de 31.12.2024 la valoarea de 2,12 lei;
- nu a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2024;
- a aprobat Raportul de remunerare aferent anului financiar 2024;
- a aprobat „Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a CNTEE „Transelectrica”– S.A. revizuită la nivelul lunii martie 2025;
- nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru

aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;

- nu a aprobat Raportul de sustenabilitate consolidat al CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru anul 2024;
- nu a aprobat stabilirea datei de 05 iunie 2025 ca dată „ex date”, dată calendaristică de la care acțiunile Companiei obiect al Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor se tranzacționează fără drepturile care derivă din respectiva hotărâre;
- a aprobat stabilirea datei de 06 iunie 2025 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor;
- nu a aprobat stabilirea datei de 26 iunie 2025 ca „data plății” dividendului brut pe acțiune din profitul înregistrat la data de 31.12.2024.

Precizări, drept la replică, articol publicat de Asociația Prosumatorilor și Consumatorilor de Energie

Având în vedere comunicatul de presă intitulat „*Transelectrica: 18 milioane de euro încasate necuvenit în 2024*”, publicat de Asociația Prosumatorilor și Consumatorilor de Energie și conținând afirmații tendențioase, cu potențialul de a induce în eroare opinia publică și de a afecta în mod nejustificat imaginea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, Compania a considerat necesară prezentarea unor clarificări esențiale, în spiritul transparenței și al unei informări corecte.

Astfel, prin intermediul Comunicatului de presă publicat pe site-ul Companiei, s-a reiterat faptul că veniturile Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA sunt reglementate și controlate de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), instituție care aprobă tarifele practicate de Transelectrica pentru transportul energiei electrice și pentru achiziția serviciilor de sistem.

De asemenea, în ceea ce privește tariful pentru transportul energiei electrice, criteriul de dimensionare a tarifului este acoperirea costurilor necesare pentru dezvoltarea, întreținerea și exploatarea rețelei de transport al energiei electrice cu care este prestat serviciul public de transport al energiei electrice iar în ceea ce privește tariful pentru achiziția serviciilor de sistem, criteriul de dimensionare a tarifului este acoperirea costurilor cu achiziția de la furnizori terți autorizați (producători de energie electrică, instalații de stocare a energiei electrice, consumatori de energie

electrică comandabili) a serviciilor de sistem necesare pentru buna și sigura funcționare a Sistemului Electroenergetic Național.

Comunicatul în întregime poate fi consultat pe pagina de internet a Companiei accesând linkul https://web.transelectrica.ro/noutati/lista_noutati.html.

Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 11 iunie 2025

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 11 iunie 2025:

- a aprobat Situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2024;
- a aprobat Situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A. întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024;
- a aprobat Situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024;
- a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2024 (*în procent de 90% conform Memorandum acționar majoritar*) în sumă de 585.924.311 lei;
- a aprobat dividendul brut pe acțiune din profitul înregistrat la data de 31.12.2024, la valoarea de 3,81 lei;
- descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2024;
- a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru

aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;

- Raportul de sustenabilitate consolidat al CNTEE „Transelectrica” – S.A. pentru anul 2024;
- a aprobat stabilirea datei de 31 iulie 2025 ca „data plății” dividendului brut pe acțiune din profitul înregistrat la data de 31.12.2024.

70 de ani de funcționare neîncetată a Dispecerului Energetic Național, un reper pentru siguranța și securitatea energetică a României

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. a marcat 70 de ani de la asigurarea primei ture, la 13 iunie 1955, în cadrul Dispecerului Energetic Național (DEN) – structura-cheie care asigură, în timp real, siguranța funcționării sistemului electroenergetic național și coordonarea acestuia în rețeaua interconectată europeană.

Aniversarea a fost celebrată printr-un eveniment care a reunit oficiali guvernamentali, oficiali din cadrul autorității de reglementare din sectorul energetic, reprezentanți ai Parlamentului, lideri ai celorlalți operatori din sistemul energetic, precum și actuali și foști angajați ai Dispecerului Energetic Național.

Dispecerul Energetic Național a avut o evoluție impresionantă de-a lungul timpului. La data de 1 februarie 1955 s-a înființat Dispecerul Energetic Național, inițial sub denumirea de Serviciul Dispecer Național.

La inițiativa conducătorilor tehnici și a dispecerilor care au contribuit la înființarea Dispecerului Energetic Național, în data de 13 iunie 1955, s-a asigurat prima tură, aceasta fiind și data oficială de naștere a DEN.

Acest moment a reprezentat baza pentru dezvoltarea și transformările ulterioare ale conducerii Sistemului Electroenergetic Național.

Astfel, 13 iunie 1955 este data care marchează punctul de pornire pentru transformările și dezvoltarea ulterioare ale conducerii Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

Înființarea Dispecerului Energetic Național, la 13 iunie 1955, a fost impusă de interconectarea sistemelor energetice zonale ale Ardealului și Moldovei, în 1954.

Precizări privind misiunea de audit de conformitate realizată de Curtea de Conturi la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA

Ca urmare a apariției în spațiul public a unor informații referitoare la concluziile unui raport de audit de

conformitate întocmit de Curtea de Conturi, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA a adus la cunoștința acționarilor și investitorilor, prin intermediul unui comunicat de presă, unele clarificări care se regăsesc integral pe pagina de internet a Companiei accesând următorul link <https://www.transelectrica.ro/web/tel/rapoarte-curente>.

Nu în ultimul rând, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA reafirmă angajamentul ferm față de principiile transparenței, responsabilității și informării corecte a investitorilor și acționarilor, asigurând că orice informație de interes va fi comunicată public în măsura în care este completă, certă și relevantă, evitând crearea unor percepții distorsionate, tensionate sau speculative, care nu reflectă realitatea și pot afecta nejustificat interesele legitime ale Companiei și ale acționarilor săi.

Exercițiu complex de restaurare a Sistemului Electroenergetic Național, realizat de Transelectrica în parteneriat cu Hidroelectrica și în colaborare cu Operatorul de Transport și Sistem din Bulgaria

În data de 21 iunie 2025, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, în colaborare cu SPEEH Hidroelectrica SA și cu Operatorul de Transport și Sistem din Bulgaria – ESO – EAD, a desfășurat cel mai complex exercițiu de restaurare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), care a presupus pornirea fără tensiune a centralelor hidroelectrice CHE Lotru și CHE Vidraru.

Activitățile s-au desfășurat în Centrala Hidroelectrică Vidraru, Centrala Hidroelectrică Lotru și în zona de rețea adiacentă, în Stația Electrică de Transformare 400/220/110/20 kV Arefu, în Stația Electrică de Transformare 400/220/110/20 kV Sibiu Sud, în Stația Electrică de Transformare 400/220/110/20 kV Bradu, în Stația Electrică de Transformare 220/110/20 kV Târgoviște și în Stația Electrică 110/20 kV Șotânga.

Exercițiul a avut ca scop testarea și validarea capacității de a restaura Sistemul Electroenergetic Național în scenariul unei avarii majore, prin metoda „bottom-up”, adică prin repornirea sistemului de la nivel local, cu ajutorul unor surse autonome de energie și extinderea treptată către întreaga rețea.

Au fost create două insule energetice independente, care au fost sincronizate în Stația Electrică de Transformare 400/220/110/20 kV Arefu, iar ulterior s-a realizat sincronizarea cu sistemul energetic al Bulgariei, pe un traseu tehnic special configurat.

Exercițiul face parte dintr-o serie de testări inițiate de Transelectrica, în parteneriat cu Hidroelectrica, menite să asigure pregătirea tehnică și operațională a sistemului pentru situații de urgență.

Acțiunea continuă demersurile similare realizate anterior la CHE Vidraru, CHE Lotru și CHE Porțile de Fier I.

Acțiunile de restaurare ale SEN sunt realizate în conformitate cu obligațiile legale pe care Transelectrica le are în calitate de Operator de Transport și Sistem, membru al rețelei de interconectare europene, în baza Regulamentului European nr. 2196/2017 privind codul rețelei pentru situații de urgență și restaurare.

Într-un context regional în care securitatea energetică devine tot mai importantă, aceste tip de exerciții contribuie la întărirea capacității de reacție rapidă, îmbunătățirea cooperării transfrontaliere în Europa de sud – est, precum și la creșterea rezilienței sistemului energetic național.

Procedura de plată a dividendelor distribuite în temeiul HAGOA nr. 5/2025

În temeiul Hotărârii nr. 5 a Adunării generale ordinare a acționarilor din data de 11 iunie 2025, CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) a transmis, prin intermediul unui comunicat, procedura de plată a dividendelor din profitul înregistrat la data de 31.12.2024.

Valoarea dividendului brut aferent exercițiului financiar 2024 este de 3,81 lei brut/acțiune iar dividendele se vor efectua, începând cu data de 31 iulie 2025 (data plății), către acționarii înregistrați la data de 11 iulie 2025 în Registrul Acționarilor TEL (dată ex-date 10 iunie 2025), prin intermediul Depozitarului Central SA (DC) și al agentului de plată BRD – Group Société Générale (BRD).

EVENIMENTE ULTERIOARE

Hotărârea nr. 6 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 8 iulie 2025

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 iulie 2025:

- a aprobat raportul de evaluare, conform prevederilor art. 30 alin. (7) și art. 30 alin. (71) din OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, întocmit de Păun Costin Mihai, membru al Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23093/30.05.2025,
- a aprobat raportul de evaluare, conform prevederilor art. 30 alin. (7) și art. 30 alin. (71) din

OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, întocmit de Atanasiu Teodor, membru al Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23088/30.05.2025,

- a aprobat raportul de evaluare, conform prevederilor art. 30 alin. (7) și art. 30 alin. (71) din OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, întocmit de Vasilescu Alexandru-Cristian, membru al Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23089/30.05.2025,
- a aprobat raportul de evaluare, conform prevederilor art. 30 alin. (7) și art. 30 alin. (71) din OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, întocmit de Zezeanu Luminița, membru al Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23092/30.05.2025,
- a aprobat raportul de evaluare, conform prevederilor art. 30 alin. (7) și art. 30 alin. (71) din OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, întocmit de Dascăl Cătălin-Andrei, membru al Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23090/30.05.2025,
- a aprobat raportul de evaluare, conform prevederilor art. 30 alin. (7) și art. 30 alin. (71) din OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, întocmit de Orlandea Virgil-Dumitru, membru al Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23091/30.05.2025,
- a aprobat raportul de evaluare, conform prevederilor art. 30 alin. (7) și art. 30 alin. (71) din OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, întocmit de Rusu Rareș Stelian, membru al Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23094/30.05.2025

Incident în rețeaua electrică de transport în zona de vest a țării

În data de 9 iulie 2024, Compania a anunțat faptul că, în urma fenomenelor meteorologice extreme înregistrate, în după-amiaza zilei de 8 iulie 2025 în zona de vest a țării, manifestate prin furtuni violente și rafale de vânt cu viteze cuprinse între 90 și 120 km/h (cod roșu), o porțiune a Liniei Electrice Aeriene dublu circuit (LEA) 220 kV Reșița–Timișoara a fost semnificativ afectată, mai mulți stâlpi fiind avariați, pe raza județului Timiș.

Totodată, condițiile meteo severe de vijelii și vânt puternic (cod roșu) manifestate recent în zona de vest și nord-vest a țării au afectat și Linia Electrică Aeriană 400 kV Roșiori – Gădălin, unde a fost avariat un stâlp de pe traseul LEA.

Incidentul care a afectat LEA 220 kV Reșița - Timișoara nu a generat întreruperi în alimentarea cu energie

electrică a consumatorilor, însă a afectat temporar disponibilitatea completă a rețelei electrice de transport (RET) în zona de vest a țării.

Echipele de intervenție au fost mobilizate imediat după producerea evenimentului au fost în teren pentru evaluarea pagubelor și stabilirea măsurilor tehnice necesare remedierii, fiind implicate toate entitățile tehnice cu responsabilități din cadrul Transelectrica și a filialei SMART SA.

În gestionarea situației a fost stabilită o cooperare permanentă cu autoritățile competente și cu operatorul local de distribuție.

Sistemul Electroenergetic Național (SEN) funcționează în condiții de siguranță, fiind monitorizat în permanență de către Dispecerul Energetic Național.

Mobilizare pentru înlocuirea stâlpului avariat de pe Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Roșiori

În data de 16 iulie 2025, intervenția de înlocuire a stâlpului de înaltă tensiune al Liniei Electrice Aeriene 400 kV Gădălin – Roșiori, avariat în urma furtunii violente din zona localității Jibou, județul Sălaj, a fost finalizată cu succes, linia fiind repusă în funcțiune.

Intervenția, asigurată de echipele tehnice ale SMART SA, filiala Transelectrica, și ale Sucursalei Teritoriale de Transport Cluj – Napoca, a fost una de mare complexitate și s-a desfășurat în condiții dificile de teren, într-o zonă greu accesibilă pentru utilaje și echipamente.

Echipele de intervenție s-au mobilizat rapid și au lucrat fără oprire, într-o adevărată cursă contra cronometru, pentru a reda în sistem cât mai rapid linia electrică aeriană indisponibilizată.

Pentru aceasta, au fost necesare o serie de activități logistice complexe, precum adaptarea unor drumuri de acces, transportul agabaritic, pe o distanță de câteva sute de kilometri, al unui stâlp cu o înălțime de peste 30 metri și o greutate de circa 7,5 tone, precum și aducerea în teren a unei macarale pe șenile de mare tonaj.

Datorită unui efort coordonat și intens, linia a fost repusă sub tensiune, iar funcționarea în condiții de siguranță a rețelei în zona de nord – vest a țării a fost restabilită integral.

Transelectrica investește continuu în modernizare, mentenanță și extinderea rețelei.

În ultimii trei ani, Transelectrica a construit 60% din liniile nou construite în ultimii 20 de ani, respectiv 305 kilometri de linii de 400 kV și 220 kV, din totalul de 496 kilometri finalizați de la începutul anilor 2000.

Până în 2030 Transelectrica are în pregătire, în diferite etape sau în lucru, peste 740 de kilometri de noi linii electrice aeriene.

Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor

Directoratul Companiei a convocat în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală extraordinară a acționarilor în data de 18/19 august 2025, cu următoarea ordine de zi:

- aprobarea achiziționării de către Transelectrica a serviciilor de consultanță și respectiv asistență juridică și reprezentare în fața instanțelor de judecată în vederea apărării intereselor Companiei în legătură cu ducerea la îndeplinire și respectiv contestarea Hotărârii Plenului Curții de Conturi a României nr. 47/23.01.2025 și în subsidiar Raportul de Audit de Conformitate nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea de Management nr. 6001/23.01.2025, întocmite de Curtea de Conturi,
- Informare privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligații importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanții pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 30.06.2025 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	16.584.688	22,6%
Alți acționari - persoane fizice	4.936.890	6,7%
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
Victor MORARU	Membru Directorat
Florin-Cristian TĂTARU	Membru Directorat
Vasile-Cosmin NICULA	Membru Directorat

TARIFE

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE

nr.68/2024, s-a stabilit tariful de transport aplicat în anul 2025 începând cu data de 1 ianuarie.

I) Tariful de transport aplicat în trimestrul II 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei

electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T _G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T _L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19.16%

*Notă: Începând cu data de 1 ianuarie 2025 s-a eliminat noțiunea de "tarif mediu de transport". Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L. Tariful mediu de transport avea doar o valoare indicativă și reprezenta un indicator al evoluției în timp a tarifului de transport în ansamblul acestuia indiferent de modul de alocare a costurilor pe cele două tarife TG și TL.

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L),

practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

Componente tarifare - Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T _G)	3,29	2,84	0,45

Componente tarifare - Tarif de iextracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C)) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (T_L)	33,03	24,01	7,73	1,29

Valorile planurilor de investiții anuale ale CNTEE „Transelectrica” S.A., aprobate de către ANRE, corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare (2025 - 2029), defalcate pe surse de finanțare cât și valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare

perioadei a V-a de reglementare, au rămas nemodificate față de cele prezentate în *“Raportul aferent trimestrului I 2025”*.

De asemenea, valorile aferente celorlalte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029), au rămas nemodificate față de cele prezentate în *“Raportul aferent trimestrului I 2025”*.

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful pentru achiziția serviciilor de sistem:

II)Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în trimestrul II 2025

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea si fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 iunie 2025.

Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a comunicat CNTEE Transelectrica SA că valoarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 iunie 2025, este de 7,04 lei/MWh, aprobat prin Ordinul ANRE nr.21/2025.

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare (aplicabil de la 01 iunie 2025) cnf. Ordin ANRE nr.21/2025	Tarif aplicat în perioada 01 septembrie 2024 – 31 mai 2025 cnf. Ordin ANRE nr.15/2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(3)/(4)
Tarif	Lei/MWh	7,04	11,51	-38,81%

Ajustarea în sens negativ a tarifului începând cu data de 1 iunie 2025, s-a efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022. Articolele menționate mai sus prevăd următoarele:

- *Art.22 Pentru evitarea înregistrării ulterioare a unui nivel semnificativ al corecțiilor datorate modificării prețurilor de achiziție și/sau a cantităților de servicii de sistem achiziționate prevăzute la art. 2, OTS are obligația să calculeze, pentru trimestrul I, respectiv pentru semestrul I al unei perioade tarifare t-1, diferența dintre veniturile și costurile realizate și cele prognozate, la care se adaugă valoarea corecțiilor neefectuate aferente perioadei/perioadelor*

anterioare, și să transmită calculul la ANRE la data de 1 mai, respectiv la data de 1 august a anului t-1;

- *Art.23 În cazul în care OTS constată că valoarea determinată conform prevederilor art. 22 prezintă o variație mai mare de „5% din veniturile prognozate pentru aceeași perioadă, acesta este obligat să transmită la ANRE și solicitarea de revizuire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, care va include valoarea determinată conform prevederilor art. 22, cu valabilitate până la sfârșitul perioade tarifare.*

Astfel, în urma verificării intermediare la finalul primului trimestru al anului 2025 a situației costurilor și veniturilor aferente activității de servicii de sistem, ANRE a ajustat în mod corespunzător valoarea tarifului începand cu data de 1 iunie 2025.

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

• **RAAN**

În dosarul nr. **9089/101/2013**, la data de 19.09.2013, Tribunalul Mehedinți a dispus deschiderea procedurii generale a insolvenței împotriva RAAN.

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

La data de 14.06.2016, s-a dispus deschiderea procedurii falimentului împotriva RAAN.

CNTEE Transelectrica SA a formulat contestație la tabelul suplimentar de creanțe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o creanță în valoare de 78.096.209 lei pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN." Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, Tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă. Prin Hotărârea 163/20.06.2019, soluția Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepția decăderii. S-a admis în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. S-a respins în rest cererile conexe. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. obligă pârâta să plătească reclamantei 1.000 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019. Transelectrica a declarat apel în termenul legal. La termenul din 06.11.2019, Curtea de Apel Craiova a dispus respingerea apelului Transelectrica, ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. 9089/101/2013, CNTEE Transelectrica SA a fost înscrisă la masa credală cu următoarele creanțe: 2.162.138,86 lei + 16.951.117,14 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **17.09.2025**.

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. **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. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentința apelată în sensul că: a fost admisă cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități, cu drept de recurs. Hotărâre 806/20.05.2024. Transelectrica a declarat recurs, fără termen fixat.*

*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 03.06.2024: s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs. Hotărâre 898/03.06.2024. Transelectrica a declarat recurs cu termen în data de **16.10.2025**.*

• **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.

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.

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedință, aflate la filele 172-174, depuse de către pârâta Transelectrica SA. S-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe precizările depuse de către reclamantul Municipiul Reșița ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviințat cererea reclamantului de amânare a cauzei și s-a dispus comunicarea către acesta a unui exemplar al raportului de expertiză. S-a prorogat discutarea cu privire la onorariul definitiv al raportului de expertiză după studierea acestuia de către ambele părți. S-a amânat judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei și pârâtei să plătească fiecare câte 1000 lei onorariu expert, s-a dispus efectuarea unui supliment de expertiză.

La termenul din 12.12.2024 s-a acordat un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 și ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanța a respins excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la

efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

La termenul din data de 29.05.2025 a fost admisă cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziție: a fost obligată reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constând în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

Mun. Reșița a declarat apel. Fara termen fixat.

• ANAF

În anul 2017 s-a finalizat Inspekția fiscală generală începută la sediul Transelectrica SA la data de 14.12.2011, control ce a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010.

Inspekția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției finale cu Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării controlului, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, respectiv impozit pe profit și TVA, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspekției fiscale.

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

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

Aceste facturi au făcut obiectul unui litigiu cu ANAF care a emis un raport de inspekție fiscală în data de 20 septembrie 2011 prin care a fost estimată TVA

colectată pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

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

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

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

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

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amânată judecarea cauzei la data de 21.11.2024 și ulterior pentru 06.03.2025. În data de 06.03.2025, instanța de judecată a amânat pronunțarea cauzei la data de 17.04.2025. La termenul din 17.04.2025 instanța amână cauza pentru data de 19.06.2025 pentru lipsă raport de expertiză. La termenul din 19.06.2025 instanța amână cauza pentru data de **02.10.2025**.

• **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatărefuz 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 03.01.2024 TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat appel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

• **OPCOM**

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

Obligarea pârâtei 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 catre CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societatii OPCOM SA, emisa in baza Contractului de imprumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project".

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferenta facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 si 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.1532/12.10.2022: 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.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . In data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou **22567/3/2019*** cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025.

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

În data de 07.11.2023 Solutia TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată. Cu drept de a formula apel, în termen de 30 zile de la comunicare pentru părți, Hotărâre 2600/07.11.2023.

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru. Cu recurs în termen de 30 zile de la comunicare.

Dosarul nr. **44380/3/2024 are ca obiect:** pretentii si incheiere act aditional pentru suma de 2.914.065,21, cval. servicii calculare drepturi de incasat si obligatii de plata ale tranzactiilor realizate de PRE si PPE + doabanda legala. Termen de judecare **30.09.2025**.

• **CURTEA DE CONTURI**

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 mai multe 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 au fost pe rolul Curții de Apel București dintre care **dosarul 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*** Solutia pe scurt: Pentru a da posibilitatea părților să depună concluzii scrise și pentru a delibera, amână pronunțarea la următoarele termene 31.03.2023, 13.04.2023, 28.04.2023, 12.05.2023.

La termenul de judecată din data de 26.05.2023 s-a admis cererea de chemare în judecată. S-a anulat parțial Încheierea nr. 77/03.08.2017, în ceea ce privește respingerea pct. 6 din Contestația nr. 26140/17.07.2017, Decizia nr. 8/27.06.2017 în privința constatărilor de la pct. 6 și a măsurii dispuse la pct. 11.9, precum și Raportul de control nr. 19211/26.05.2017 în privința constatărilor de la pct. 3.2. Obligă pârâta la plata către reclamantă a cheltuielilor de judecată în quantum total de 10.450 de lei, reprezentând taxă judiciară de timbru și onorariul expertului judiciar. Cu recurs în termen de 15 zile de la comunicare. Hotărâre 920/26.05.2023.

Transelectrica a declarat recurs respins ca nefondat în data de 23.01.2025. Hotărâre definitivă nr.288/2025.

- 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. Transelectrica a declarat recurs respins ca nefondat în data de 07.03.2024. Hotărâre definitivă nr.1319/2024.

• **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Bacău, CET Govora, Nuclearelectrica, ,CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Opcom, Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, EXPLOCOM GK SRL, Grand Voltage și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

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



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	S1 2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	5.805	5.775	30,2	0,5%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	6	-	7%
Imobilizări necorporale	296	312	(16,7)	(5%)
Imobilizări financiare	90	86	4	5%
Total active imobilizate	6.197	6.179	18	0,3%
Active circulante				
Stocuri	49	47	2	4%
Creanțe	2.672	3.779	(1.107)	(29%)
Numerar și echivalente	971	672	299	45%
Total active circulante	3.691	4.497	(806)	(18%)
Total active	9.888	10.676	(788)	(7%)
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	-
<i>Capital social subscris</i>	733	733	-	-
Primă de emisiune	50	50	-	-
Rezerve legale	147	147	-	-
Rezerve din reevaluare	1.460	1.514	(54)	(4%)
Alte rezerve	259	257	2	1%
Rezultat reportat	3.146	3.115	32	1%
Total capitaluri proprii	5.794	5.815	(21)	(0%)
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	671	537	133	25%
Împrumuturi pe termen lung	2	8	(6)	(75%)
Datorii privind impozitele amânate	240	244	(4)	(1%)
Obligații privind beneficiile angajaților	88	88	-	0%
Alte datorii pe termen lung	-	6	(6)	(100%)
Total datorii pe termen lung	1.001	883	118	13%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	2.988	3.862	(873)	(23%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	7	7	0,2	4%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	15	18	(3)	(16%)
Împrumuturi pe termen scurt	19	24	(6)	(24%)
Provizioane	32	33	(0)	(1%)
Venituri în avans pe termen scurt	27	22	5	22%
Impozit pe profit de plată	4	13	(9)	(71%)
Total datorii curente	3.092	3.978	(886)	(22%)
Total datorii	4.094	4.861	(768)	(16%)
Total capitaluri proprii și datorii	9.888	10.676	(788)	(7%)

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	2023	S1 2024	2024	S1 2025	Bugetat S1 2025	Realizat S1 2025 vs S1 2024	Realizat S1 2025 vs S1 2024 (%)	Realizat vs Bugetat S1 2025	Realizat vs Bugetat S1 2025 (%)
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	1.956	985	2.024	1.119	1.093	133	14%	26	2%
Venituri din serviciile de sistem	391	312	633	282	297	(30)	(10%)	(15)	(5%)
Venituri din piața de echilibrare	2.269	3.229	4.966	1.491	2.711	(1.739)	(54%)	(1.220)	(45%)
Alte venituri	102	159	256	32	40	(127)	(80%)	(8)	(20%)
Total venituri din exploatare	4.718	4.685	7.879	2.922	4.140	(1.763)	(38%)	(1.218)	(29%)
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(640)	(355)	(716)	(358)	(412)	(3)	(1%)	54	13%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	(2.269)	(3.229)	(4.966)	(1.491)	(2.711)	1.738	54%	1.220	45%
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(499)	(301)	(524)	(235)	(291)	66	22%	57	20%
Amortizare	(334)	(172)	(356)	(192)	(193)	(20)	(12%)	1	1%
Cheltuieli cu personalul	(348)	(187)	(373)	(202)	(201)	(14)	(8%)	(1)	(0%)
Reparații și mentenanță	(115)	(52)	(129)	(60)	(79)	(8)	(16%)	19	24%
Materiale și consumabile	(8)	(3)	(9)	(3)	(6)	-	13%	3	52%
Alte cheltuieli din exploatare	(270)	(118)	(229)	(118)	(161)	-	0%	43	26%
Total cheltuieli din exploatare	(4.484)	(4.418)	(7.301)	(2.658)	(4.053)	1.760	(40%)	1.395	34%
Profit din exploatare	234	267	579	264	87	(3)	(1%)	177	202%
Venituri financiare	36	20	27	55	19	35	178%	36	186%
Cheltuieli financiare	(36)	(4)	(14)	(30)	(2)	(26)	n/a	(27)	n/a
Rezultat financiar net	0	16	13,5	25	17	9	56%	8	50%
Profit înainte de impozitul pe profit	234	283	592	290	104	6	2%	185	n/a
Impozit pe profit	(21)	(20)	(6)	(33)	(14)	(13)	(68%)	(19)	n/a
Profitul exercițiului	214	264	586	256	90	(7)	(3%)	166	n/a

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	S1 2025	S1 2024	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	256,44	263,66	(7,2)
Cheltuiala cu impozitul pe profit	33,15	19,73	13,4
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	192,05	171,64	20,4
Venituri din productia de imobilizari necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	(0,92)	(23,87)	22,9
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	2,13	0,02	2,1
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	-	(2,06)	2,1
Pierderi din creanțe și debitori diverși	1,67	2,92	(1,25)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	0,12	1,61	(1,5)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(0,15)	0,78	(0,9)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	(1,07)	4,38	(5,5)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(0,26)	(4,26)	4,0
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(27,55)	(16,71)	(10,8)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	455,62	417,85	37,8
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	1.065,28	(473,83)	1.539,1
Clienți - echilibrare	26,55	(786,61)	813,2
Clienți - cogenerare	11,66	(16,32)	28,0
Stocuri	(1,61)	(4,01)	2,4
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(1.048,33)	249,10	(1.297,4)
Datorii - echilibrare	(84,92)	979,60	(1.064,5)
Datorii - cogenerare	(34,11)	(111,54)	77,4
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3,01)	(2,24)	(0,8)
Venituri în avans	132,59	51,09	81,5
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	519,72	303,09	216,6
Dobânzi plătite	(0,74)	(1,23)	0,5
Impozit pe profit plătit	(39,14)	(20,97)	(18,2)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	479,84	280,89	199,0
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(196,61)	(256,21)	59,6
Titluri de participare deținute la Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company SRL	(3,75)	-	(3,8)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	8,12	2,71	5,4
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	1,38	-	1,4
Dobânzi încasate	6,24	3,43	2,8
Dividende încasate	22,12	14,65	7,5
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(162,50)	(235,42)	72,9
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(12,00)	(11,98)	(0,02)
Plăți leasing clădire	(6,24)	(5,33)	(0,9)
Dividende plătite	(0,01)	(20,41)	20,4
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(18,24)	(37,72)	19,5
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	299,10	7,75	291,4
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	671,56	519,36	152,2
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	970,66	527,10	443,6

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	S1 2025	2024
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,19	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	0,47%	0,67%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	0,47%	0,66%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	68,37	51,58
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,47	1,24

* In 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-iunie 2025

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în S1 2025.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-iunie 2025

Consiliul de Supraveghere

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Consiliului de Supraveghere.

Directorat

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Directoratului Companiei.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în T2 2025 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	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 1845/2025	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (Etapa III)	36	185,21	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
2	C 1592/2025	Stația 220 kV Ostrovu Mare	24	76,94	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
3	BC 12/2025	Modernizare sistem de comandă - control - protecție - metering 220 kV 110 kV în stația 220/110/20 kV și re tehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	24	39,86	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
4	C 1723/2025	Achiziție și montare bobină de compensare în stația 400kV Porțile de Fier	24	28,94	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
5	C 1827/2025	Serviciul de consultanță de specialitate pentru lucrări/servicii în LEA 110 - 750 kV	48	11,12	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
6	SB 16/2025	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA 220-400 kV din zone cu vegetație arboricolă (STT Sibiu)	36	4,17	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
7	BA 16/2025	Mărirea capacității de transport lea 220 kV Gutinaș-Dumbrava (proiectare)	12	3,57	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
8	C 1708/2025	Inspekția aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750 kV	36	2,89	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
9	BA 17/2025	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru (proiectare)	12	2,15	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
10	TM 15/2025	Servicii de întreținere a culoarului de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă	24	1,75	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
11	SB 12/2025	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Fântânele - Ungheni (proiectare)	9	1,45	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
12	C 1682/2025	Studiul de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă	8	1,00	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
13	TM 36/2025	Realizarea LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba circ.2 și lucrări conexe în stația 400 kV Nădab (proiectare)	9	0,98	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
14	BC 16/2025	Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110/10kV Bucuresti Sud (proiectare)	10	0,72	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
15	C 1846/2025	Subscripție de licențe autocad	36	0,65	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
16	PT 6/3779/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru subsistemele de detecție și semnalizare la incendiu și subsisteme de localizare și stingere automată a incendiilor, din obiectivele aparținând stt pitești: stația Arefu, stația Stupărei, stația Răureni, stația Slatina/CE Slatina	36	0,60	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
17	CR 1753/2025	Modernizare SCCPA stația 220/110 kV Ișalnița (proiectare)	8	0,59	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 Economică Europeană
„Companie”. „CNTEE”. „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi. impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„ENTSOE”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MFP”	Ministerul Finanțelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport. rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„RS”	Reglaj secundar
„RTL”	Reglaj terțiar lent
„SMART”	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SS”	Serviciul de sistem
„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



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist