

CNTEE TRANSELECTRICA SA

**Raport trimestrial
ianuarie – Martie 2026**



	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	21
	Dezvoltare RET	25
	Evenimente semnificative	32
	Alte aspecte	40
	Anexe	48

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

**conform prevederilor art. 63 din legea nr.24/ 2017 actualizată privind piața de capital și
Regulamentul nr.5/ 2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF)**

pentru perioada încheiată la data de 31 martie 2026

Data raportului:	28 mai 2026
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:	6.599.907.179 lei (91,40 lei/acțiune la 31.03.2026)
Standardul contabil aplicat:	Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2026 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, în baza Standardului Internațional de Contabilitate 34- "Raportarea Financiară Interimară"
Auditarea:	Situațiile financiare trimestriale întocmite la data de 31.03.2026 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2025 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate la data și pentru perioada de 3 luni încheiată la 31 martie 2026 au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016, pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, cu modificările și completările ulterioare, 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, 19 mai 2026

DIRECTORAT

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie T1 2026 vs T1 2025

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

1.613	mil lei	▲	14%	Venituri
			y/y	
349	mil lei	▲	24%	EBITDA
			y/y	
201	mil lei	▲	27%	Profit net
			y/y	
13,57	TWh	▲	0,02%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,60%	*	▲	0,48	pp	CPT
			y/y		
11,71	TWh	▲	3,0%		Energie transportată***
			y/y		

INVESTIȚII

139	mil lei	▲	90%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
11	mil lei	▼	-79%	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
			y/y	

CPT - Consum Propriu Tehnologic

* Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată). Datele la luna martie 2026 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 procentele calculate.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 31 martie 2026 este prezentată mai jos. Rezultatele financiare la 31.03.2026 nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora, pentru aceeași perioadă, este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere				
[mil RON]	T1 2026	T1 2025	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	13,57	13,57	0,003	0,02%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	721	587	134	23%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	707	576	131	23%
<i>Tarif reglementat</i>	541	487	55	11%
<i>Alte venituri din PE*</i>	28	21	7	36%
<i>Interconexiune</i>	138	69	69	100%
Alte venituri	14	11	3	28%
Costuri operaționale	(430)	(364)	(66)	(18%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(246)	(189)	(57)	(30%)
Cheltuieli cu personalul	(95)	(96)	2	2%
Reparații și mentenanță	(26)	(26)	(0)	(1%)
Alte costuri	(62)	(52)	(10)	(20%)
EBITDA	291	223	68	30%
Amortizare	(99)	(94)	(5)	(5%)
EBIT	192	129	63	49%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	892	824	67	8%
V.Servicii de sistem	201	158	44	28%
V.Piața de echilibrare	690	667	24	4%
Costuri operaționale	(834)	(767)	(67)	(9%)
C.Servicii de sistem	(144)	(100)	(44)	(44%)
C.Piața de echilibrare	(690)	(667)	(24)	(4%)
EBIT	57	57	-	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.613	1.411	201	14%
Costuri operaționale	(1.264)	(1.131)	(134)	(12%)
EBITDA	349	281	68	24%
Amortizare	(99)	(94)	(5)	(5%)
EBIT	249	186	63	34%
Rezultat financiar	2	1	1	85%
EBT	251	188	64	34%
Impozit pe profit	(51)	(30)	(21)	(68%)
Profit net	201	158	43	27%

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

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

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	T1 2026	2025	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.202	6.182	20	0,3%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	2	0,3	14%
Imobilizări necorporale	234	259	(25)	(10%)
Imobilizări financiare	88	88	-	n/a
Total active imobilizate	6.526	6.531	(5)	(0%)
Active circulante				
Stocuri	41	45	(4)	(9%)
Creanțe	2.831	3.349	(518)	(15%)
Impozit pe profit de recuperat	-	12	(12)	(100%)
Numerar și echivalente	800	734	66	9%
Total active circulante	3.672	4.140	(468)	(11%)
Total active	10.198	10.671	(473)	(4%)
Capitaluri proprii	6.168	5.966	202	3%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	844	769	75	10%
Împrumuturi pe termen lung	1	1	-	n/a
Alte datorii pe termen lung	268	267	1	1%
Total datorii pe termen lung	1.113	1.037	77	7%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	2.734	3.407	(673)	(20%)
Împrumuturi pe termen scurt	67	179	(112)	(63%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	3	2	0,3	13%
Alte datorii pe termen scurt	76	80	(4)	(5%)
Impozit pe profit de plată	37	-	37	n/a
Total datorii curente	2.917	3.669	(752)	(20%)
Total datorii	4.030	4.705	(675)	(14%)
Capitaluri proprii și datorii	10.198	10.671	(473)	(4%)

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	T1 2026	T1 2025	Δ	Δ (%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	294	239	55	23%
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(113)	(80)	(32)	(40%)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(3)	(9)	6	67%
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	178	150	29	19%
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	561	672	(110)	(16%)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	740	821	(82)	(10%)

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie-martie 2026, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (13,57 TWh) a înregistrat o ușoară creștere de 0,02% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025 (diferența între cele două perioade fiind de 0,003 TWh).

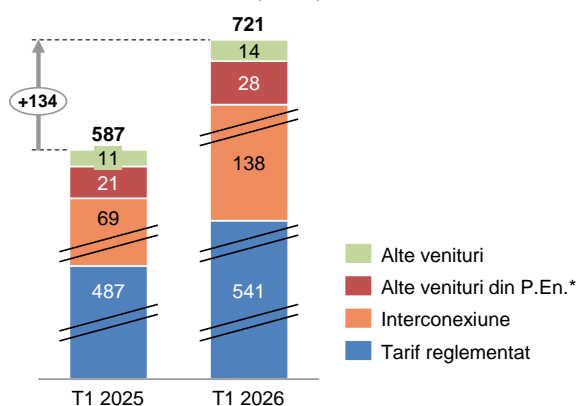
Segmentul profit permis



Venituri operaționale

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere cu 23% a veniturilor (721 mil lei în T1 2025 față de 587 mil lei în T1 2025) pe fondul creșterii cu 69 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune, cu 55 mil lei a veniturilor din tariful reglementat, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (+13 mil lei) în contextul diminuării cu 2,2 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT - piața de echilibrare.

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 (707 mil lei în T1 2026 față de 576 mil lei în T1 2025) a fost influențată de creșterea de la 1 ianuarie 2026 a tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 55 mil. lei (+11%) față de aceeași perioadă a anului precedent, în condițiile unei ușoare creșteri a cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,02%, respectiv cu 0,003 TWh.

În intervalul ianuarie-martie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 69 mil lei în primul trimestru din 2025 la 138 mil lei în primul trimestru din 2026 (+100%).

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 explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

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

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.

În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

În anul 2026, prin Decizia ANRE nr. 2606/11.12.2025 pentru aprobarea cheltuielilor prognozate a fi finanțate în anul 2026 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 în primul trimestru din 2026 în sumă de 5,5 mil lei, mai mici (-2,9 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2025 când au fost 8,4 mil lei și provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu 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 din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT) au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ 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 Echilibrare.

În T1 2026, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (8,8 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2025 (11,1 mil lei), cu suma de -2,3 mil lei.

Diminuarea veniturilor obținute din tranzacțiile pe **Piața Intrazilnică** a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

De asemenea, veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața de Echilibrare** au fost mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent.

Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, s-a înregistrat 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-martie 2026 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 13,4 mil lei mai mari cu 13 mil lei), comparativ cu 0,3 mil lei venituri înregistrate în aceeași perioadă a anului 2025.

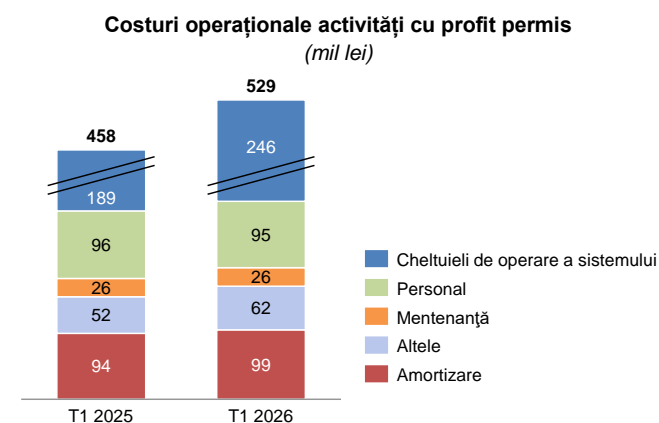
La solicitarea OTS vecini, în trimestrul I 2026, s-au acordat ajutoare de avarie către Ucraina (ianuarie, martie), Republica Moldova (ianuarie, februarie) și Serbia (luna ianuarie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine.

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. În intervalul ianuarie-martie 2026 Compania nu a înregistrat venituri din capitalizarea CPT.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 16% (529 mil lei în T1 2026 față de 458 mil lei T1 2025), fiind influențate în principal de creșterea cheltuielilor cu operarea sistemului și a altor costuri.



Din categoria **cheltuielilor de operare a sistemului** cel mai mare impact l-au avut cheltuielile cu CPT.

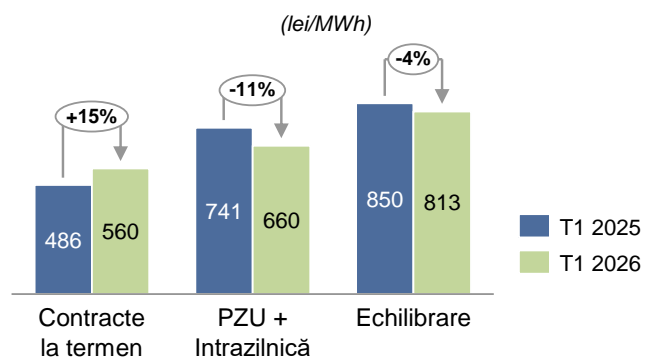
CPT: În intervalul ianuarie-martie 2026 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 216 mil lei, mai mari cu 37% (+58 mil lei) comparativ cu suma de 158 mil lei

înregistrată în ianuarie-martie 2025, 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;
- cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu aprox. 26% comparativ cu anul precedent, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice nefavorabile din lunile ianuarie și februarie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,11% la 2,6% din energia totală transportată, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 3,02% mai mare decât cea din anul anterior;
- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost cu 72 lei/MWh mai mare în ianuarie 2026 (766,45 lei/MWh) față de ianuarie 2025 (693,64 lei/MWh). 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. Considerăm că tendința crescătoare se va menține și în lunile următoare, având în vedere contextul energetic internațional;
- începând cu data de 1 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, putând varia foarte mult, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2025.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în T1 2026 a fost 639 lei/MWh (valoare preliminară la 31 martie 2026.)

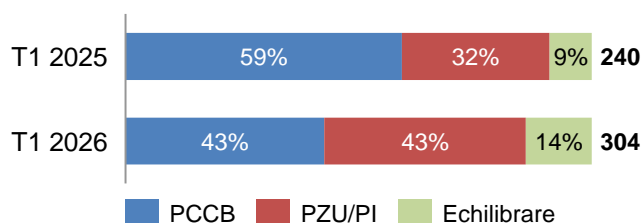
Prețuri medii de achiziție*



*prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții – vânzări ținându-se cont și de ch. cu serviciile PRE)

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

Mix achiziție CPT pe piațe (cantități nete, GWh)



Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În perioada ianuarie-martie 2025 aceste cheltuieli au înregistrat o creștere ușoară cu 0,3 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 schimburile 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 și RED

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.

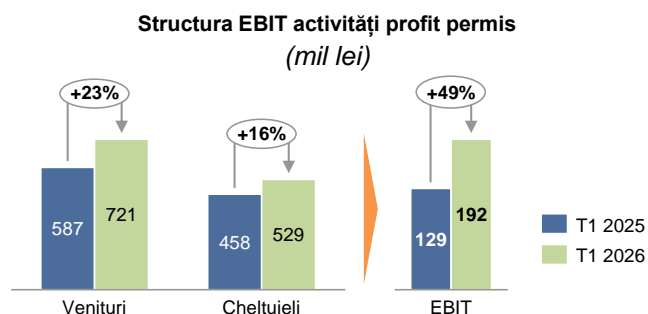
Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 1,5 mil lei în T1 2026 (11,1 mil lei) comparativ cu T1 2025 (12,6 mil lei).

Cheltuielile cu amortizarea în sumă de 99 mil lei prezintă o creștere cu 5 mil lei influențată în principal de amortizarea înregistrată în trimestrul I 2026, calculată la valoarea contabilă a activelor la 31 decembrie 2025, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în anul 2025 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 22,8 mil lei și prezintă o ușoară creștere față de ianuarie-martie 2025. 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 192 mil lei în primul trimestru din 2026, în creștere cu 63 mil lei față de rezultatul în sumă de 129 mil lei realizat în aceeași perioadă din 2025, în contextul în care veniturile operaționale au crescut cu suma de 134 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 71 mil lei.



Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a **veniturilor** (+67 mil lei) de la 824 mil lei în T1 2025 la 892 mil lei în T1 2026, determinată în principal de creșterea veniturilor din serviciile de sistem (+44 mil lei).

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o creștere a **costurilor** (+67 mil lei) determinată în principal de valoarea crescută a serviciilor de sistem în perioada analizată.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost mai mari (+24 mil lei) în T1 2026 față de T1 2025.

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;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea 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 a anului 2026 este important să se evalueze corect echilibrul producție-consum. Elementele importante care vor avea un impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

- *contextul național și cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare;*
- *contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică;*
- *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 28% comparativ cu perioada similară a anului trecut (201 mil lei în T1 2026 față de 158 mil lei în T1 2025), determinată în principal de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile unei ușoare creșteri a cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 0,02%.

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 trimestrul I 2026, s-a achiziționat capacitate de echilibrare prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în primul trimestru din 2026, a înregistrat o creștere (44%) comparativ cu aceeași perioadă din 2025.

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creștere și reducere de putere) achiziționată efectiv va fi ajustată de DEN în funcție de rezultatele analizelor privind funcționarea SEN pe orizonturi de timp mai apropiate de ziua de funcționare.
- pentru perioada aprilie – august estimăm o creștere a prețului de achiziție a RRFm la reducere de putere având în vedere creșterea producției de energie a centralelor fotovoltaice;
- estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul companiei, îl vor avea 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 similar celui înregistrat în primul trimestru din anul 2025, în sumă de 57,4 mil lei, (57,3 mil lei la T1 2025).

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.

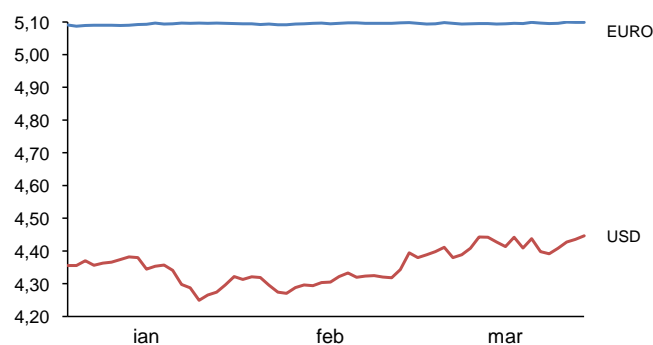
Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Rezultat Financiar

Rezultatul financiar înregistrat în T1 2026 în valoare netă de 2 mil lei, comparativ cu rezultatul de 1 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat în principal creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în trimestrul I al anului 2026 este redată în graficul următor:

Evoluția cursului de schimb valutar



II. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

Veniturile totale operaționale realizate în primul trimestru din 2026 au înregistrat o creștere în procent de 14% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (1.613 mil lei în T1 2026 față de 1.411 mil lei în T1 2025), în contextul creșterii veniturilor din activitățile zero-profit (venituri din servicii de sistem), a veniturilor din interconexiune, cât și a veniturilor conjuncturale (venituri din ajutoare de avarie).

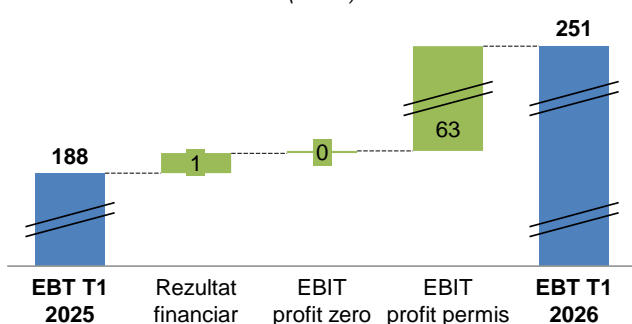
Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate pe parcursul primului trimestru al anului 2026 au înregistrat o creștere de 11% comparativ cu perioada similară a anului anterior, 1.363 mil lei în T1 2026 față de 1.225 mil lei în T1 2025 în contextul impactului semnificativ a creșterii cheltuielilor din activitățile zero-profit (veniturile din servicii de sistem), concomitent cu creșterea cu 37% a cheltuielilor privind consumul propriu tehnologic.

Rezultatul brut a înregistrat o creștere în perioada analizată, de la 188 mil lei în perioada ianuarie - martie 2025 la 251 mil lei în perioada ianuarie - martie 2026, datorată în principal creșterii veniturilor din tarif reglementat, a celor din interconexiune și a veniturilor din servicii de sistem.

Dinamica între rezultatul înregistrat în T1 2026 comparativ cu T1 2025, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)



III. Rezultat net

Rezultatul brut influențat cu impozitul pe profit în valoare de 51 mil lei a condus la un **rezultat net** la sfârșitul T1 2026 în valoare de 201 mil lei, în creștere față de 158 mil lei la T1 2025.

POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în intervalul ianuarie-martie 2026 comparativ cu decembrie 2025, o ușoară scădere în sumă de 5 mil lei, determinată în principal de diminuarea valorii nete a imobilizărilor necorporale (-25 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.

La data de 24.03.2026 a fost semnat Actul Adicional nr. 3 la contractul de închiriere, pentru o perioadă de 3 luni (01.04.2026-30.06.2026) majorând valoarea contractului cu 517.590 euro (fără TVA).

La data de 31 martie 2026, valoarea contabilă netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2,6 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 martie 2026 înregistrează un sold de 14,6 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3,7 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 3,1 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 0,4 mil lei;

În primul trimestru din 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale astfel:

- 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 on-line (tip SMART GRID) – 0,2 mil lei;
- Infrastructura backup-restore pentru telecomunicare – 0,1 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.

În anul 2025, s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar, doar în primul trimestru, 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 la sfârșitul anului 2025 a fost în sumă de 208 mil lei.

În primul trimestru din 2026 nu s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar,

Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 martie 2026, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de 87,9 mil lei,

(similar cu cel înregistrat la decembrie 2025) este reprezentat, în principal:

- de valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie 83,4 mil lei;
- de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivelor de investiții, astfel: LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4,2 mil lei;

Din luna martie 2025 Compania participă cu un aport de 25% la capitalul social al GECCO Power Company Green Energy Corridor Power Company Societate cu Răspundere Limitată, în valoare de 3,7 mil lei.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt Transelectrica, JSC Georgian State Electrosystem, AzerEnerji și MVM Energy.

Compania va implementa proiectul Coridorul Verde, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan.

II. Active circulante

Activele circulante la 31 martie 2026 (3.672 mil lei) au înregistrat o scădere în procent de 11% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2025 (4.140 mil lei), datorată scăderii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 11% față de 31 decembrie 2025 (2.250 mil lei la 31 martie 2026 comparativ cu 2.535 mil lei la 31 decembrie 2025). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- *clienții din activitatea operațională* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie (trimestrul I al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025) au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (1.706 mil lei la data de 31 martie 2026 față de 1.884 mil lei la data de 31 decembrie 2025).
- *clienții – piața de echilibrare* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul I al anului 2026, față de trimestrul IV din anul 2025 a determinat și scăderea cu 26% a soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (369 mil lei la data de 31 martie 2026 față de 502 mil lei la data de 31 decembrie 2025).

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Hidroelectrică, Electrică Furnizare SA, PPC ENERGIE SA, RAAN, JAO, OPCOM, E.ON Energie România SA. Ponderea acestora este de 63,12% în total creanțe comerciale.

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o creștere în primul trimestru din 2026 (+28 mil lei) determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

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

La data de 31 martie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 173 mil lei, (145 mil lei la 31 decembrie 2025) 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;
- supracompensare pentru 2025, în sumă de 4,5 mil lei de la Contourglobal Solutions SRL;
- bonus necuvenit pentru 2025, în sumă de 0,03 mil lei de la UATAA Motru SA;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,4 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 și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2025 (suma de 4,5 mil lei) de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 12,2 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizia ANRE pentru anul 2025, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Grivița SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Modern Calor SA, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Universitatea Politehnica București.

Alte creanțe la data de 31 martie 2026, în sumă de 157 mil lei au înregistrat o scădere de 36% mil lei și includ în principal:

- debitori diverși (99 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 70 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: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (17 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), OPCOM (4,9 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 (1,3 mil lei), GE Digital Service Europe (1,1 mil lei), Romenergy Industry SRL (0,6 mil lei)

- 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 32 mil lei (30,9 la 31 decembrie 2025) aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 14,8 mil lei (8,7 mil lei la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de cotizații (8,9 mil lei), impozite și taxe (3,2 mil lei), polițe asigurări (1,5 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 3,9 mil lei (3,2 mil lei la 31 decembrie 2025) reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 martie 2026 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 302 mil lei au scăzut față de decembrie 2025 când au fost în sumă de 372 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (pentru ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling și IDA - "IntraDay Auction"), (IBEX – 225,7 mil lei, MAVIR – 75,9 mil lei și JAO – 0,2 mil lei).

TVA de recuperat în sumă de 329 mil lei (393 mil lei la 31 decembrie 2025) este aferentă deconturilor pentru perioada ianuarie-martie 2026, din care până la data prezentului raport, Compania nu a încasat nici o sumă reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă acestor deconturi.

Ajustările de depreciere existente în sold la 31 martie 2026, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 206 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (30,8 mil lei), CET Govora (24,6 mil lei), Romelectro (24,5 mil lei), Arelco Power (14,5 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), OPCOM (9,5 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei)

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de de 1.113 mil lei la data de 31 martie 2026 au înregistrat o creștere în procent de 7% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2025 care era în sumă de 1.037 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 martie 2026 valoarea împrumuturilor pe termen lung a rămas constantă față de 31 decembrie 2025, Compania nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferente obligațiilor sale în monedă străină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii, toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 31 martie 2026 fiind purtătoare de dobândă fixă.

Valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat o scădere de la 179,4 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2025 la 67 mil lei înregistrată la 31 martie 2026.

Compania are încheiat un contract de credit cu Banca Comercială Română pentru o perioadă de 12 luni, pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperit de cont, în sumă de 175 mil lei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%. La data de 09 martie 2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr.4 la contractul de credit, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2026 la 30.03.2027).

La data de 31 martie 2026 linia de credit este utilizată în proporție de 34%.

În intervalul ianuarie-martie 2026, **datoriile curente** au înregistrat o diminuare în procent de 20%, de la 3.669 mil lei la 31 decembrie 2025 la 2.917 mil lei la 31 martie 2026, în principal pe fondul scăderii datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în categoria datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 421 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.256 mil lei la 31 martie 2026 față de 1.676 mil lei la decembrie 2025.

Această dinamică a fost influențată în principal de:

- scăderea soldului datoriilor aferente activității operaționale cu 189 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, Hidroelectrică SA, Bursa Română de Mărfuri, CIGA Energy SA, Electrocentrale București, OPCOM, Joint Allocation Office, NOVA H SRL, OMV Petrom SA. La 31 martie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 79,32% (81,53% la 31 decembrie 2025).

- scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" cu 223 mil lei a fost determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul I al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

- scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători) cu 9 mil lei a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna martie 2026 față de luna decembrie 2025.

- **furnizorii de imobilizări** au înregistrat de asemenea o scădere în sumă 195 mil lei datorită datorat diminuării achizițiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achizițiilor efectuate în anul 2025,
- **furnizori alte activități** au crescut cu un procent de 2% (+2 mil lei), creștere reprezentată în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o creștere față de 31 decembrie 2025.
- **"alte datorii"** au scăzut cu 5% (- 59 mil lei), de la soldul de 1.315 mil lei în 31 decembrie 2025 la 1.256 mil lei în 31 martie 2026.

Structura "alte datorii" se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 181 mil lei (au scăzut cu 54 mil lei față de 31 decembrie 2025) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (157 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (19,8 mil lei), redevență trim I 2026 (2,2 mil lei), garanții și altele (1 mil lei),
- **clienți creditori** la data de 31 martie 2026 în sumă de 615 mil lei (au scăzut cu 57 mil lei față de 31 decembrie 2025) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 667,5 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 (353 mil lei)*, *MAVIR (222,8 mil lei)*, *IBEX (23,4 mil lei)*, *OPCOM (12,4 mil lei)* și *JAO (0,7 mil lei)*,
- **dividendele cuvenite acționarilor Companiei** și neplătite la data de 31 martie 2026, în sumă de 0,6 mil lei, se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- **alte datorii pe termen scurt** în sumă de 459 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 427 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 33 mil lei.

III. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere la 31 martie 2026 în procent de 3% (+202 mil lei)

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul primului trimestru din 2026 sunt în valoare de 6.168 mil lei față de 5.966 mil lei la 31 decembrie 2025.

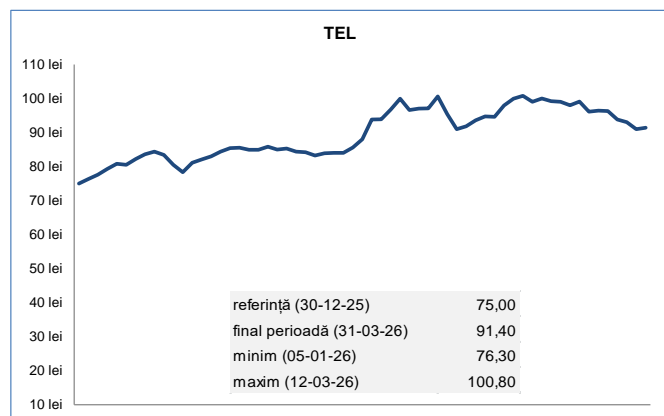
EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

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

Primul trimestru al anului 2026 a fost unul favorabil pentru acțiunile Companiei, evoluția fiind caracterizată de o apreciere consistentă în primele două luni și de o corecție moderată în a doua parte a lunii martie. Evoluția pozitivă a acțiunilor TEL în primul trimestru al anului 2026 poate fi privită și în contextul performanței foarte bune înregistrate de titlu în anul 2025.

Acțiunea a pornit de la un nivel de tranzacționare de 75,00 lei/acțiune și a atins maximum perioadei de 100,80 lei/acțiune în data de 12 martie 2026, ceea ce corespunde unui randament maxim de aproximativ +34,4% raportat la nivelul de început al perioadei.

La finalul trimestrului, acțiunea Companiei a închis la 91,40 lei/acțiune, menținând un randament pozitiv de aproximativ +21,9% față de nivelul de început al anului. Pe baza acestui preț și a numărului total de 73.303.142 acțiuni, capitalizarea bursieră a companiei a fost de aproximativ 6,7 mld. lei.



Lichiditatea acțiunii TEL în trimestrul I 2026 a fost susținută, au fost înregistrate 14.969 tranzacții, cu un volum cumulată de 871.577 acțiuni și o valoare totală tranzacționată de 76.983 mii lei. Valoarea medie a tranzacțiilor pe acțiune, calculată ca raport între valoarea totală tranzacționată și volumul cumulată, a fost de aproximativ 88,32 lei/acțiune, nivel coerent cu intervalul de preț observat în trimestru.

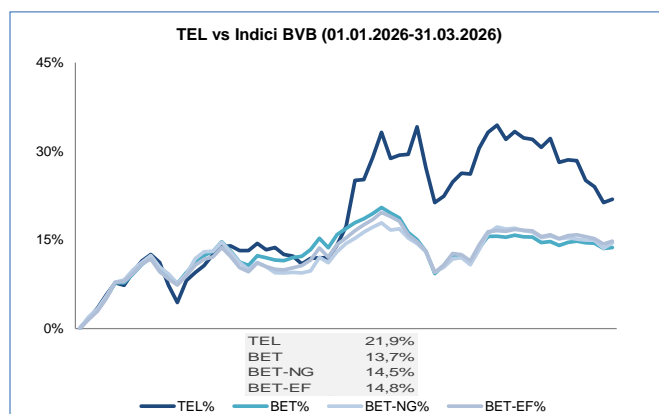
Acțiunile Transelectrica sunt incluse în mai mulți indici calculați de Bursa de Valori București, printre care BET, BET-TR, BET-TRN, BET-XT, BET-XT-TR, BET-XT-TRN, BETPlus, BET-NG, BET-EF și BET-BK.

Dintre aceștia, cei mai relevanți pentru analiza comparativă a Companiei 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).

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

Evoluția acțiunii TEL



Din perspectiva dinamicii relative, TEL a avut o evoluție superioară indicilor BET, BET-NG și BET-EF în cea mai mare parte a perioadei analizate, în special în a doua parte a lunii februarie, când diferența de randament față de indicii de referință a atins niveluri ridicate. În data de 23 februarie 2026, performanța relativă a acțiunii TEL a fost cu aproximativ 20 p.p. peste BET, 18 p.p. peste BET-NG și 20 p.p. peste BET-EF.

Conform ajustării periodice comunicate de BVB în martie 2026, acțiunile TEL sunt menționate cu o pondere de 2,48% în indicele BET, 4,17% în indicele BET-NG și 3,01% în indicele BET-EF.

Indicatorii publicați de BVB în cadrul Buletinului lunar Martie 2026 arătau pentru Companie un PER de 11,73, P/BV de 1,14 și EPS de 7,79 lei/acțiune.

La nivel internațional, acțiunile TEL sunt menționate în comunicări BVB privind reprezentarea României în indicii MSCI dedicați piețelor de frontieră.

PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

Principalele riscuri financiare pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității sale sunt sumarizate în cele ce urmează.

➤ Riscuri financiare

Din punct de vedere al managementul riscului financiar, riscurile la care este expusă Compania, având cele mai semnificative efecte asupra rezultatelor financiare, decurg din instrumentele financiare: riscul de rată a dobânzii, riscul valutar, riscul de credit și riscul de lichiditate. Alte riscuri ce pot afecta performanța Companiei sunt: riscul privind prevederile din acordurile de finanțare, riscul deteriorării ratingului de credit, riscul de preț datorat imprevizibilității pieței de energie (care pot duce la creșteri semnificative de costuri asociate CPT).

Principalele riscuri pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității sale sunt sumarizate în cele ce urmează:

Riscul de rată a dobânzii

Pentru a limita impactul fluctuațiilor ratelor dobânzii asupra lichidității companiei, Transelectrica a contractat credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii, iar creditele pe termen scurt beneficiază de cele mai avantajoase rate negociate, predominant variabile.

Componenta variabilă a ratei de dobândă pentru creditele atrase de Companie poate influența deopotrivă fluxurile de numerar din activitatea operațională precum și profitabilitatea, dacă valorile acestor indici față de care rata de dobândă este calculată se modifică semnificativ.

Expunerea companiei la riscul de variație a ratei dobânzii se manifestă mai ales prin linia de credit pe termen scurt, care are dobândă variabilă.

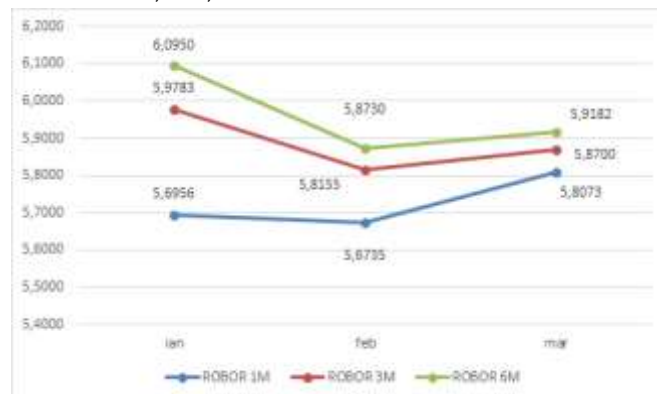
Pe termen scurt, Transelectrica are contractată o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență și finanțarea capitalului de lucru al Companiei, cu o dobândă variabilă calculată în funcție de referința ROBOR 1M. La data de 31 Martie 2026 linia de credit este utilizată în proporție de 34%.

Pe termen lung compania are contractat 1 împrumut cu dobândă fixă acordat de către Banca Europeană de Investiții (BEI) la data de 5 august 2010. Soldul la acest credit BEI la 31 Martie 2026 este 1,59 mil EUR.

Având în vedere că împrumutul pe termen lung contractat de către Companie, este cu dobândă fixă,

putem afirma faptul că impactul acestui risc este scăzut.

ROBOR 1M, 3M, 6M Ianuarie-Martie 2026



Compania monitorizează în mod continuu indicatorii macroeconomici relevanți, iar riscul privind variațiile ratelor dobânzilor nu s-a materializat în perioada analizată.

Riscul valutar

Riscul valutar exprimă o probabilitate de a înregistra pierderi financiare 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 contracte, atunci când este posibil, a clauzelor de ajustare a prețurilor în funcție de evoluția cursului de schimb. Aplicarea diferitelor măsuri extracontractuale pot proteja Compania de prezența efectelor negative.

Pentru limitarea impactului fluctuației cursului valutar, Compania negociază prin intermediul departamentului specializat, rate avantajoase 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 și aplică politici prudente de lichiditate pentru a asigura disponibilitățile necesare plăților externe.

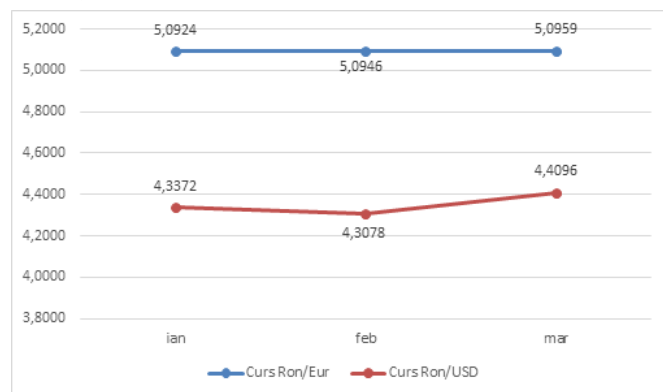
De asemenea riscul valutar a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale.

Deși BNR a asigurat menținerea unui curs stabil, leul a resimțit presiuni de depreciere față de Euro, determinate de nivelul ridicat al deficitului de cont curent și de cererea crescută de valută.

În trimestrul I 2026, rapoartele indică diferențe din cursul valutar care au influențat cheltuielile, dar fără efecte semnificative raportate ca pierderi majore.

Monitorizarea constantă a factorilor relevanți și gestionarea prudentă permit companiei să minimizeze efectele adverse ale fluctuațiilor și să valorifice oportunitățile apărute în activitățile de interconectare.

Evoluție curs valutar Ianuarie-Martie 2026



Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este gestionat prin menținerea unui echilibru optim între resursele disponibile și obligațiile de plată la scadență.

Pentru finalul anului 2025, abordarea companiei a fost una adaptativă, corelată cu dinamica pieței energetice și a indicatorilor macroeconomici.

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

Pe parcursul primului trimestru din 2026, 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.

Această abordare integrată și proactivă în managementul riscului de lichiditate asigură stabilitatea financiară și capacitatea Transelectrica de a onora obligațiile în condițiile unui mediu economic volatil și unui cadru reglementar în schimbare.

Riscul de credit

Riscul de creditare reprezintă posibilitatea unei pierderi financiare generate de neîndeplinire, totală sau parțială, a obligațiilor asumate de un partener contractual, în special în ceea ce privește creanțele comerciale.

Acest risc poate afecta în mod direct lichiditatea și stabilitatea financiară a unei companii, prin creșterea

provizioanelor și apariția unor dificultăți în recuperarea sumelor datorate.

Gestionarea riscului de credit presupune implementarea unor politici și proceduri eficiente în procesul de facturare și colectare a creanțelor, monitorizarea riguroasă a termenelor de plată, evaluarea solidității financiare a clienților și aplicarea unor măsuri preventive pentru reducerea expunerii la creanțe neîncasabile. De asemenea, este importantă adaptarea continuă a acestor politici pentru a ține cont de condițiile economice și de comportamentul debitorilor.

În perioada analizată, procesul de facturare și colectare a creanțelor de la clienți în cadrul Transelectrica s-a desfășurat eficient, cu respectarea majorității termenelor de plată, iar întârzierile în încasări au fost minore, fără a afecta în mod semnificativ lichiditatea companiei.

Acest fapt reflectă o gestionare adecvată a riscului de credit, care contribuie la menținerea unui echilibru financiar sănătos.

Prin urmare, riscul de credit este o componentă esențială a managementului financiar și implică măsuri proactive pentru identificarea, evaluarea și controlul potențialelor pierderi financiare generate de neîncasarea creanțelor comerciale.

Riscul privind prevederile din acordurile de finanțare

Compania are contracte de finanțare încheiate cu instituții financiare internaționale (IFI) și bănci comerciale pentru finanțarea proiectelor de investiții și pentru susținerea unor activități operaționale, ca parte a obiectului de activitate. În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari, 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.

Pe parcursul perioadei analizate, nu s-au primit notificări privind nerespectarea acestor clauze, fapt ce reflectă o gestionare prudentă și eficientă a obligațiilor contractuale și financiare asumate de Companie.

Până la această dată, nu s-au înregistrat sancțiuni sau avertizări din partea finanțatorilor legate de neîndeplinirea prevederilor contractuale.

Riscul de contrapartidă

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

Pentru gestionarea acestui risc, Transelectrica utilizează o serie de măsuri profesionale, cum ar fi evaluarea riguroasă a bonității contrapartidelor prin ratinguri de credit și analize financiare, precum și solicitarea de garanții adecvate.

Acest proces ajută la monitorizarea permanentă, gestionarea activă și tratarea eficientă a riscului de neexecutare a obligațiilor.

Compania dispune de o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin tip bonus pentru cogenerare de înaltă eficiență, cu dobândă variabilă legată de referința ROBOR 1M, facilitând astfel gestionarea financiară optimă a acestui segment.

În perioada analizată, nu au fost identificate alte expuneri semnificative la riscul de contrapartidă, ceea ce reflectă calitatea ridicată a partenerilor comerciali cu care Transelectrica colaborează, dar și eficiența măsurilor interne implementate pentru prevenirea acestui risc.

Gestionarea riguroasă a riscului de contrapartidă este esențială pentru stabilitatea financiară a Companiei, contribuind la menținerea unui echilibru sănătos între obligațiile contractuale și fluxurile financiare ale companiei, în contextul pieței energetice din ce în ce mai dinamice și volatilității asociate acesteia.

➤ **Riscul legislativ**

Reprezintă expunerea Transelectrica la efectele negative generate de schimbările legislative, de reglementare sau politicile guvernamentale.

În trimestrul I 2026, nu au existat implementări de măsuri fiscale majore care să pună presiune pe sustenabilitatea investițiilor.

Transelectrica a asigurat conformitatea deplină, prin monitorizarea continuă și un management preventiv, fără cazuri de neconformitate și cu toate obligațiile fiscale achitate la termen.

Compania rămâne axată pe menținerea unui dialog constructiv cu autoritățile pentru a asigura un cadru de reglementare predictibil, esențial pentru stabilitatea operativă într-un mediu legislativ volatil.

Riscuri privind neîndeplinirea condițiilor legale

Riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale pentru Transelectrica se referă la posibilitatea de a nu respecta anumite obligații impuse prin legislația națională și europeană aplicabilă activităților companiei.

Nerespectarea acestor prevederi poate conduce la consecințe semnificative, inclusiv sancțiuni financiare, penalități sau alte măsuri coercitive, care pot afecta negativ lichiditatea și operațiunile Transelectrica.

Lichiditatea companiei poate fi impactată de penalizările rezultate în urma unor neconformități identificate în cadrul controalelor periodice efectuate de autoritățile competente, precum ANAF, CCR, MF și alte organisme de supraveghere.

În acest context, Transelectrica acordă o atenție deosebită conformității legislative și implementează politici și proceduri interne pentru a preveni și gestiona riscul de neîndeplinire a obligațiilor legale.

Compania investește în instruirea și pregătirea personalului, monitorizarea continuă a modificărilor legislative și colaborarea cu autoritățile de reglementare pentru a asigura o conformitate maximă cu cerințele legale în vigoare, ceea ce contribuie la diminuarea riscului și la menținerea stabilității operaționale și financiare.

Această gestionare proactivă a riscului legal este esențială pentru prevenirea unor posibile impacturi negative ce ar putea afecta nu doar lichiditatea, ci și reputația și capacitatea de operare a companiei.

➤ **Riscul de preț**

Transelectrica nu este direct expusă fluctuațiilor prețurilor de piață ale energiei, întrucât veniturile sale provin preponderent din tarifele reglementate pentru serviciile de transport ale energiei electrice. Cu toate acestea, volatilitatea pieței poate exercita un impact indirect asupra companiei, influențând cererea de energie electrică. Creșterile semnificative ale prețurilor pe piața liberă pot determina consumatorii să reducă consumul sau să migreze către contracte alternative mai avantajoase, afectând astfel volumul energiei transportate de Transelectrica.

Factorii cheie care influențează riscul de preț includ politicile energetice naționale și europene, deciziile guvernamentale și reglementările emise de ANRE, cum ar fi politicile de tranziție energetică sau modificările fiscale.

De asemenea, variațiile capacității de producție provenită din surse regenerabile, cum ar fi energia eoliană sau solară, generează fluctuații semnificative ale prețurilor, în special în condiții meteorologice extreme.

Pentru gestionarea acestui risc, compania colaborează strâns cu ANRE pentru ajustarea periodică a tarifelor de transport al energiei electrice, astfel încât acestea să reflecte fidel costurile de operare și investițiile realizate.

Totodată, investițiile susținute în tehnologie și managementul avansat al energiei sporesc flexibilitatea Transelectrica în fața oscilațiilor pieței energetice, contribuind la atenuarea impactului volatil al pieței.

În contextul imprevizibilității pieței de energie, care poate genera creșteri semnificative ale costurilor asociate cu CPT, acest risc poate afecta compania în multiple moduri, cu un impact potențial amplificat de volatilitatea piețelor de energie la nivel național și internațional.

La data de 31 martie 2026, Transelectrica continuă să prioritizeze investițiile în tehnologii de monitorizare și prognoză. Acestea permit un management mai eficient al fluxurilor de energie și o mai bună anticipare a necesarului de achiziții, reducând expunerea la „vârfurile” de preț de pe piața de echilibrare.

➤ **Riscul deteriorării ratingului de credit** apare ca urmare a înrăutățirii indicatorilor financiari, climatului macroeconomic și politic sau/și înrăutățirii performanței financiare a Companiei.

Acesta 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 2026-2035.

În data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală a Opiniei de Credit pentru CNTEE Transelectrica SA.

Prin acest raport, agenția reconfirmă ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.

Ratingul „Baa3” (investment grade) reflectă profilul de risc scăzut al Companiei ca operator de monopol al rețelei de transport al energiei electrice din România și cadrul de reglementare stabil (Etapa a V-a, începută în ianuarie 2025).

Moody's evidențiază un profil financiar robust, susținut de un grad de îndatorare redus și o lichiditate solidă. Perspectiva negativă rămâne corelată cu perspectiva ratingului suveran al României (Baa3 Negativ).

Din perspectiva investițiilor și a dezvoltării, este evidențiat rolul strategic al Companiei în implementarea planului de investiții pentru modernizarea rețelei și extinderea capacităților de interconectare regională.

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**

Pe parcursul primului trimestru din 2026, Transelectrica a continuat implementarea planului său ambițios de investiții (CAPEX) destinat modernizării și extinderii rețelei de transport. Monitorizarea constantă a stadiului de execuție a proiectelor majore și a evoluției costurilor a fost o prioritate, alături de identificarea timpurie a potențialelor riscuri legate de depășirea bugetelor sau întârzieri.

Compania a efectuat analize periodice privind perspectivele de rentabilitate ale investițiilor, asigurând o alocare prudentă a resurselor financiare și urmărind maximizarea beneficiilor economice pe termen lung.

Pe lângă implementarea proiectelor proprii, Transelectrica a monitorizat activ performanța filialelor sale care furnizează servicii esențiale, evaluând capacitatea acestora de a susține operațiunile companiei-mamă. Eforturile au vizat asigurarea continuității și calității serviciilor prestate, identificarea timpurie a riscurilor operaționale și financiare la nivel de filială și implementarea măsurilor preventive necesare pentru limitarea impactului acestora asupra activității companiei.

➤ **Riscuri tehnice și operaționale**

Riscurile tehnice și operaționale, generate fie de natura tehnică a echipamentelor, fie de nerespectarea procedurilor sau sistemelor interne, pot afecta negativ activitatea Transelectrica, constituind un obstacol în atingerea obiectivelor propuse și influențând situația financiară a companiei.

Materializarea riscurilor de natură tehnică sau rezultate din nerespectarea procedurilor sau sistemelor existente, generate de comportamentul angajaților sau de evenimente externe – inclusiv hazard, ar putea influența negativ activitatea Companiei, reprezentând un obstacol în atingerea rezultatelor propuse și afectând totodată situația financiară a Companiei:

- Pierderea stabilității SEN,
- Avarii la instalații și echipamente; Avarierea / indisponibilizarea instalațiilor și echipamentelor,
- Avarierea/ defectarea / indisponibilizarea:
 - Disfuncționalități ale sistemelor și platformelor utilizate în conducerea operativă, comunicații și telecomunicații,
 - Realizarea incompletă a Programului de Mentenanță RET,
 - Realizarea sub nivelul programat al programului anual de investiții (cantitativ și calitativ) ,
 - Neîndeplinirea condițiilor / cerințelor legale.

În perioada analizată, nivelul expunerii la astfel de riscuri a rămas constant față de anul precedent.

Compania rămâne atentă și dedicată gestionării proactive a riscurilor tehnice și operaționale, pentru a susține continuitatea serviciilor și stabilitatea financiară pe termen lung

Evenimente și factori de incertitudine ce pot afecta Compania în anul 2026

Schimbările climatice și condițiile meteorologice extreme pot expune Compania la o serie de

evenimente și factori de incertitudine care pot afecta activitatea Companiei, cum ar fi vremea severă (furtunile, inundațiile sau înghețul) poate afecta rețelele electrice ducând la întreruperi ale alimentării cu energie electrică.

Modificările legislative referitoare la protecția mediului sau la încurajarea surselor de energie regenerabilă pot impune investiții suplimentare sau schimbări în infrastructura existentă.



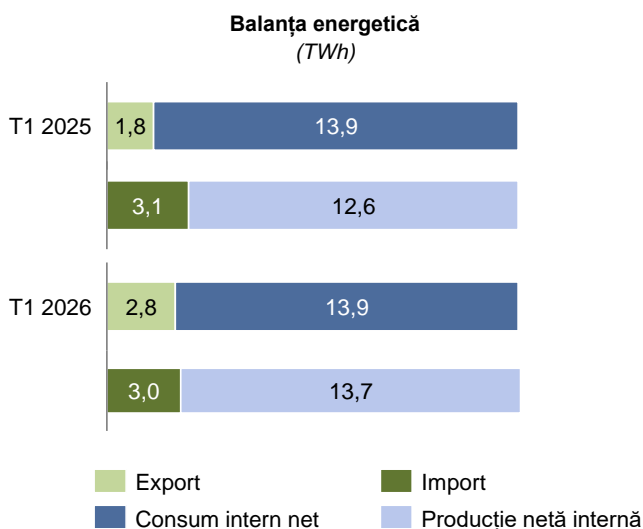


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – martie 2026 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2025, se observă o scădere ușoară de 0,1% a consumului intern net¹ și o creștere cu 9% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în primul trimestru din 2026 o creștere de 56% față de aceeași perioadă din anul 2025, iar cele de import o scădere în procent de 4% față de aceeași perioadă a anului trecut.



Referitor la consumul de energie electrică la nivelul SEN în primele trei luni ale anului 2026, acesta a înregistrat o creștere de 6,29% în luna ianuarie, urmat de scăderi în următoarele două luni, februarie (-2,60%) și martie (-5,26%)².

Creșterea consumului înregistrat în ianuarie 2026, s-a datorat în mare parte temperaturii medii, care a atins valoarea de -1,80°C, apropiată de normal climatică - 1,87°C, însă cu mult sub valoarea înregistrată în anul 2025, când s-au înregistrat +1,80°C.

Următoarele două luni au înregistrat valori medii pozitive, situându-se peste norma climatologică, ecartul

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

² Lunile februarie și martie sunt preliminare.

lunii februarie fiind de +1,34°C, iar al lunii martie de +1,74°C.

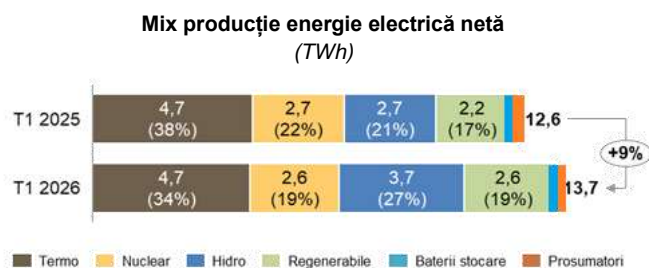
MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - martie 2026 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025, s-a înregistrat o scădere pe componentele din surse Termo în procent de 1% și Nuclear în procent de 3%. Creșterea au înregistrat componentele Regenerabile și Hidro în procent de 20% respectiv 36%.

Energia netă produsă pentru lunile februarie și martie 2026, nu include cantitățile de energie introduse în rețea de către prosumatori iar datele aferente lunii martie 2026 sunt operative

De asemenea, pentru luna martie 2026 valorile pentru energiile în centralele termoelectrice și hidroelectrice sunt provizorii..

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – martie 2026 se observă că cea mai mare pondere, 34%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 27%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 19% fiecare.



PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

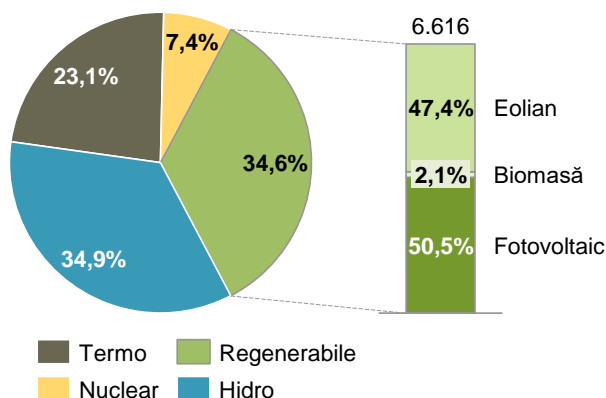
În intervalul ianuarie-martie 2026, puterea instalată în centralele pe surse termo a înregistrat, comparativ cu aceeași perioadă din 2025, o scădere cu aproximativ 19%, de la 5.476 MW instalați la 31 martie 2025, la 4.428 MW instalați la 31 martie 2026.

La data de 01 aprilie 2026, puterea brută instalată în SEN totaliza 19.145 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 1.620 MW (1.386 MW net), hidrocarburi – 2.808 MW (2.291 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.688 MW (6.365 MW net), eolian – 3.138 MW (3.078 MW net), fotovoltaic – 3.339 MW (3.236 MW net), biomasă – 139 MW (128 MW net).

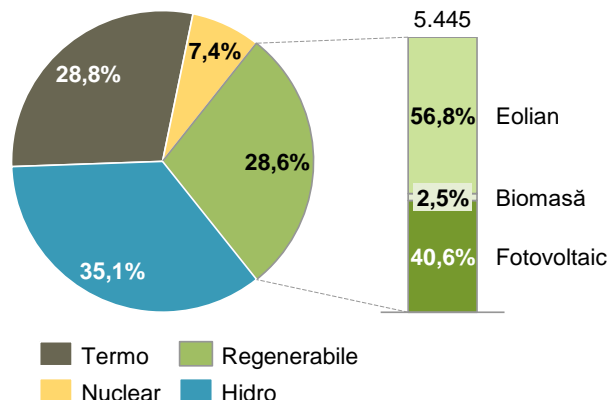
În ceea ce privește puterea instalată în instalațiile de stocare, la data de 01.04.2026 aceasta totaliza 599 MW (cu o capacitate de stocare de 1129,7 MWh), iar puterea instalată la prosumatori însuma 3.616 MW (la data de 01.03.2026).

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - martie 2026 comparativ cu ianuarie-martie 2025, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată T1 2026 (19.145 MW. valoare brută)

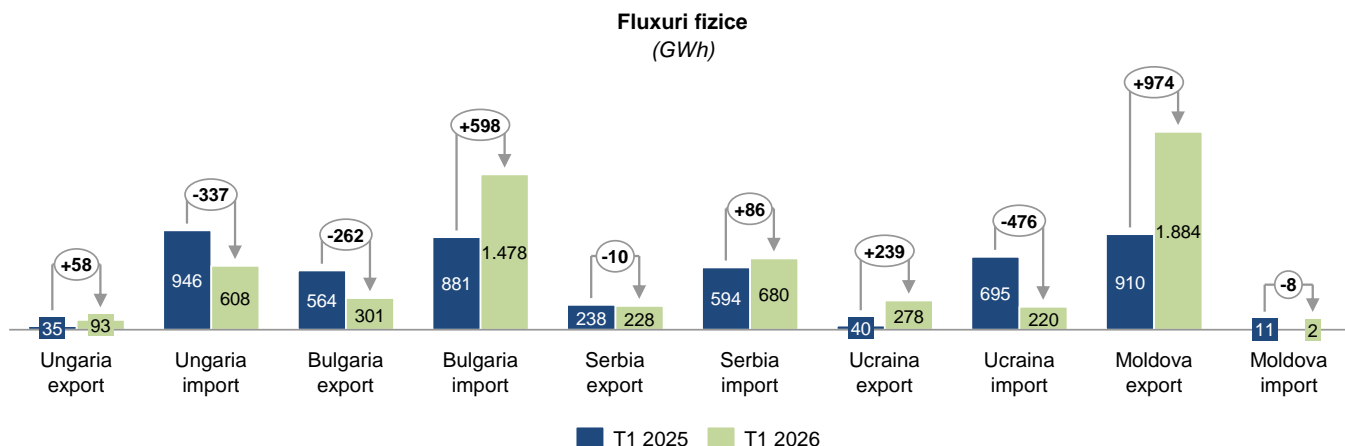


Putere instalată 2025 (19.016 MW. valoare brută)



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 (T1 2026: 2,99 TWh, T1 2025: 3,13 TWh) / export (T1 2026: 2,78 TWh, T1 2025: 1,79 TWh) pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – martie 2026 față de ianuarie - martie 2025 se prezintă astfel:

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - martie 2025, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-47% -262 GWh), Serbia (-4% -10 GWh) și au crescut pe granița cu Ungaria (+166% +58 GWh), Ucraina (+601% +239 GWh) și Moldova (+107% +974 GWh).

Față de trimestrul I din anul 2025, s-a înregistrat o scădere de 15% a schimburilor comerciale de import și o creștere de 13% a schimburilor comerciale de export, pe fondul unui consum intern de energie electrică la nivelul SEN mai redus față de perioada similară de anul trecut (lunile februarie și martie) și în condițiile variațiilor de hidraulicitate din această perioadă (comparativ cu anul trecut, s-au înregistrat valori mult mai mari în cursul lunii februarie și în prima parte a lunii martie 2026).

Începând cu anul 2026 identificarea schimburilor comerciale de energie electrică se raportează la capacitatea utilizată de import și export de energie electrică.

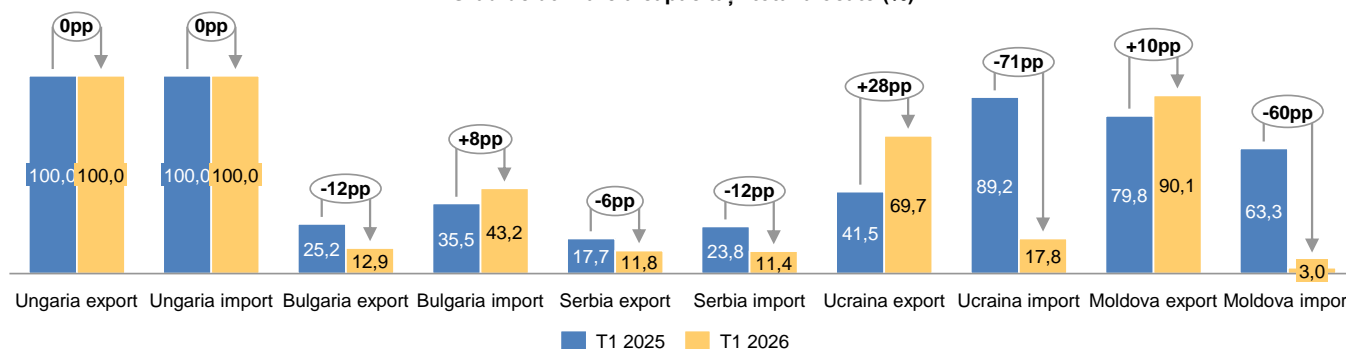
Schimburile comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în

platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

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 luna

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 lunare 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 granița 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 – martie 2026, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2026 CPT-ul a crescut față de luna ianuarie 2025 cu 23,2%, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune pe toate granițele cu excepția celei cu Moldova, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv a condițiilor meteorologice 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 2,09% în 2025 la 2,46% în 2026.

Energia intrată în contur a crescut cu 4,5% în luna ianuarie 2026 (181,8 GWh) față de perioada similară

din 2025, ca urmare a creșterii cu 1,36% (37,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, cu 66,6% (110,1 GWh) a energiei primite din RED și cu 3,0% (34,5 GWh) a energiei primite din import.

În luna februarie 2026 CPT-ul a crescut față de luna februarie 2025 cu 49,9%, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune pe toate granițele cu excepția celei cu Moldova, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv a condițiilor meteorologice 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 1,95% în 2025 la 2,79% în 2026.

Energia intrată în contur a crescut cu 4,7% în luna februarie 2026 (173,8 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a creșterii cu 137,3% (186,5 GWh) a energiei primite din RED și cu 3,1% (32,0 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 1,8% (44,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

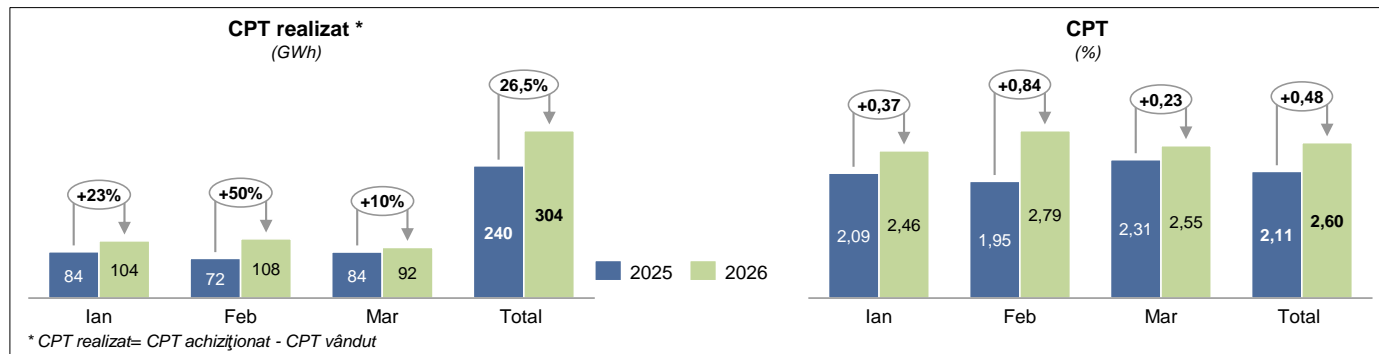
În luna martie 2026 CPT-ul a crescut față de luna martie 2025 cu 9,8%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export dezavantajoase pe granițele cu Bulgaria, Ungaria și Ucraina, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,31% în 2025 la 2,55% în 2026.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,3% în luna martie 2026 (12 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a scăderii cu 21,55% (204,4 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu

4,6% (111,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 32,16% (81,1 GWh) a celei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mici, determinând scăderea pierderilor corona.



Concluzii

Pe ansamblul trimestrului I din 2026 CPT-ul în RET a crescut cu 26,5% comparativ cu anul 2025, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile ianuarie și februarie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,11% la 2,6%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 3,02% peste cea din anul anterior.



Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale la data de 31 martie 2026 față de 31 decembrie 2025 a fost determinată de creșterea sumelor imobilizărilor corporale în curs, reprezentate în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în primul trimestru din 2026 este de 10,7 mil lei (51,6 mil lei în aceeași perioadă a anului 2025) în scădere cu 41 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, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- Serviciul de proiectare pentru racordarea la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF Văcărești cu putere instalată de 112,500 MW și putere aprobată pentru evacuare de 108,690 MW, Văcărești, jud. Dâmbovița – 4,1 mil lei;
- Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV laz – 3 mil lei;
- 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 on-line (tip SMART GRID) – 2,9 mil lei;
- Montarea unei instalații de limitare incendiu cu injecție de azot pentru bobina 400 KVA Oradea Sud – 1,2 mil lei;
- Infrastructura backup-restore pentru telecomunicare – 0,3 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în ianuarie-martie 2026 sunt în sumă de 139 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025 când achizițiile au fost în sumă de 73 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 martie 2026, în sumă de 14,6 mil lei, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3,7 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 3,1 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 0,4 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Cheltuielile pentru investiții la 31 martie 2026 pe principalele capitole din programul anual de investiții se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categoriile de cheltuieli	Programat* (mil. lei)	Realizat (mil. lei)
	Total general (A+B)	914,17	128,91
A	Cheltuieli totale proprii Companiei	788,38	92,22
A1	Cheltuieli proprii Companiei	647,20	92,15
A2	Cheltuieli proprii Companiei - PNRR	141,17	0,78
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	125,79	36,69

(*) PAI 2026 spre aprobare AGA

Gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 martie 2026 este de 14,1% față de Program și 43,5% față de bugetat Trimestrul I la Total General și de 11,7% față de Program și 34,9% față de bugetat Trimestrul I la categoria Total Cheltuieli proprii Companiei.

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 87,78 mil lei și reprezintă 95,2% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2026.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 36,69 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 2026 nu a fost revizuit până la 31.03.2026.

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 ianuarie-martie 2026 sunt:

- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona 1 STT București - stațiile electrice: 400/220/110/10kV București Sud, 220/110/20kV Fundeni, 400/110/20kV Domnești, 400/110/20kV Gura Ialomiței, 220/110/20kV Ghizdaru – 33,11 mil lei,
- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – Stații CEF zona STT Constanța în stațiile electrice: 400/110/10kV Constanța Nord, 400kV Isaccea, 400/220/110/20 kV Lacu Sărat, 400/110/20kV Medgidia Sud, 400/110/20kV Tulcea Vest – 29,87 mil lei,
- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona 2 STT București - stațiile electrice: 400/110kV Pelicanu, 220/110/20kV Turnu Măgurele, 220/110/20kV Stâlp, 220/110kV Teleajen, 220/110/20kV Târgoviște, 400/220/110kV Brazi Vest – 26,48 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 Transelectrica s-au organizat constant stagii de practică.

În Trimestrul I al anului 2026 au fost semnate contracte individuale de pregătire practică în învățământul dual cu 5 elevi de clasa a X-a, calificarea "Electronist aparate și echipamente" și cu 5 elevi de clasa a XI-a, calificarea "Electronist rețele de telecomunicații" de la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații "Gheorghe Airinei" București.

În prezent se derulează stagii de pregătire practică pentru acești elevi.



Fondul de Modernizare

I. 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-Stâlp;
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 perioada ianuarie-martie 2026, pentru cele 11 proiecte, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres aferente ultimului semestru din anul 2025, Rapoarte anuale de implementare aferente anului 2025, 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-martie 2026 au fost depuse Notificări privind actualizarea Graficelor de depunere a Cererilor de prefinanțare/rambursare și Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare, în valoare totală de **115,5 mil lei**.

În luna august 2025 au fost depuse aplicații în vederea obținerii finanțării prin Fondul pentru Modernizare pentru următoarele investiții:

- *Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines;*
- *Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș.*

În luna octombrie 2025, cele două investiții au fost confirmate în cadrul celei de-a doua sesiuni a Comitetului de Investiții al Fondului pentru Modernizare ca investiții prioritare.

Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”

Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”, este 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.*

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 100,3 mil 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 138,1 mil 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.

A fost inițiată implementarea Hotărârii de Guvern nr.174/2025 din 27 februarie 2025, care a aprobat 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, astfel, în perioada iulie–august 2025 Regia Națională a Pădurilor – Romsilva a predat integral suprafețele către CNTEE Transelectrica SA, cu respectarea obligațiilor privind regenerarea și compensațiile silvice. În consecință, antreprenorului i-a fost acordat accesul efectiv pe amplasamente pentru continuarea lucrărilor, conform programului de execuție.

În perioada ianuarie-martie 2026 au fost depuse două Cereri de rambursare în valoare totală de **19,1 mil lei**, după cum urmează:

- *Cererea de rambursare nr. 3, depusă în luna ianuarie 2026, în valoare de 16,9 mil lei – încasată în luna martie 2026*
- *Cererea de rambursare nr. 4, depusă în luna martie 2026, în valoare de 2,2 mil lei – în evaluare la Autoritatea de Management*

De asemenea, în luna februarie 2026 a fost elaborat și transmis Raportul de progres nr. 1.

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.

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.

După semnarea Contractului 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 13.791.327 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 perioada ianuarie-martie 2026 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului raportări bilunare privind stadiul implementării Investiției 5, analiza de risc pentru Investiția 5, dar și Raportul de progres aferent ultimului trimestru pentru anul 2025 și Raportarea bianuală.

De asemenea, în perioada de referință a fost semnat Actul adițional nr. 2 la Contractul de finanțare.

Programul „Horizon –Europe”

Reprezentanții Companiei participă în cadrul Consorțiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor **dezvoltarea proiectelor TwinEU și SmartWin** 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 – 2026, Compania a încasat suma de 8.750 euro, ca plată intermediară, reprezentând 10% din valoarea bugetului estimat la rambursare, iar activitatea în cadrul proiectului a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la activitățile aflate în derulare.

Totodată, în trimestrul I – 2026, au fost depuse pentru finanțare prin programul „Horizon Europe” al UE, următoarele propuneri de proiecte:

- **ORIGIN – Operational Resilience and Intelligence using Generative AI for Next-Generation Energy Systems**, având ca obiectiv dezvoltarea și pilotarea unui „Digital Spine” software-definit, cu arhitectură deschisă și interoperabilă, destinat susținerii planificării, operării și optimizării sistemului energetic european,
- **GENESIS - GenAI Digital Spine for Secure, Interoperable DSO/TSO Grid Optimisation**, având ca obiectiv realizarea unei infrastructuri digitale cu ajutorul inteligenței artificiale generative, care poate fi adaptată întregului spectru de rețele electrice, de transport și distribuție, conducând către o rețea cu adevărat inteligentă.

Proiecte de Interes Comun

Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network)

C.N.T.E.E. Transelectrica – S.A., Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD - Operatorul de Transport și de Sistem din Bulgaria, în calitate de Parteneri activi în cadrul Proiectului, au depus la data de 12 Septembrie 2025, o aplicație comună de finanțare prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), în cadrul apelului de propuneri lansat în Aprilie 2025 de către Comisia Europeană.

La data de 28 Ianuarie 2026, Comisia Europeană a publicat pe site-ul oficial lista proiectelor finanțate prin Mecanismul de Interconectare a Europei și ne-a transmis notificarea conform căreia, aplicația de finanțare pentru PIC CARMEN a fost aprobată, valoarea contribuției nerambursabile a UE fiind de 103.691.722,50 euro.

C.N.T.E.E. Transelectrica – S.A a solicitat la finanțare suma de 71.737.484 euro (rata de finanțare 50%), pentru 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”.

Evenimente

În legătură cu elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul primului trimestru al anului 2026, se pot menționa:

Incertitudini

- Volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor și implicit a bugetelor și devizelor proiectelor de investiții finanțate din fonduri europene nerambursabile, cu impact asupra valorii contribuției Companiei la finanțarea proiectelor.
- 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.

Evenimente

În trimestrul I – 2026, au fost depuse pentru finanțare prin programul „**Horizon Europe**” al UE, următoarele propuneri de proiecte:

- **ORIGIN – Operational Resilience and Intelligence using Generative AI for Next-Generation Energy Systems**, având ca obiectiv dezvoltarea și pilotarea unui „Digital Spine” software-definit, cu arhitectură deschisă și interoperabilă, destinat susținerii planificării, operării și optimizării sistemului energetic european,
- **GENESIS - GenAI Digital Spine for Secure, Interoperable DSO/TSO Grid Optimisation**, având ca obiectiv realizarea unei infrastructuri digitale cu ajutorul inteligenței artificiale generative, care poate fi adaptată întregului spectru de rețele electrice, de transport și distribuție, conducând către o rețea cu adevărat inteligentă.

Perspective 2026

Compania are în vedere următoarele:

- Abordarea oportunităților de finanțare nerambursabilă care 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.
- Rezultatul evaluării propunerilor de proiecte depuse prin programul „**Horizon Europe**” este așteptat în trimestrul III – 2026.
- Contractul de finanțare cu Comisia Europeană pentru Proiectul CARMEN, urmează a fi semnat în trimestrul II al anului 2026.

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 – MARTIE 2026

Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 08 ianuarie 2026

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 ianuarie 2026:

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013,
- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020,
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013,
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

Calendar de comunicare financiară aferent an 2026

În conformitate cu Titlul II, Capitolul VI, Secțiunea 2, art. 92(1) din Codul Bursei de Valori București coroborat cu art. 247 din Regulamentul ASF nr. 5/2018, Compania a făcut public în data de 20 ianuarie 2026, Calendarul de comunicare financiară pentru anul 2026.

Derogare de la obligația de a asigura o capacitate minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere acordată de către ANRE

În data de 03.02.2026, prin intermediul Deciziei ANRE cu nr.171, în temeiul prevederilor art.5 alin.(1) și ale art. 9 alin.(1) lit.i din Ordonanța de urgență a Guvernului nr.33-2007 privind organizarea și funcționarea ANRE aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160-2012, cu modificările și completările ulterioare, Președintele ANRE a emis decizia prin care s-a acordat Companiei Transelectrica derogare de la obligația de a asigura o capacitate minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere de 70% din capacitatea de transport, stabilită la art.16alin.(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, pentru anul 2026.

Derogarea se aplică granițelor zonelor de ofertare România-Ungaria și România-Bulgaria, în condiții stabilite prin prezenta Decizie.

Transelectrica și Georgian State Electrosystem își consolidează cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului Cablu Submarin în Marea Neagră

În data de 04 februarie 2026, la București, Compania Transelectrica și Georgian State Electrosystem JSC (GSE), operatorii de transport și de sistem din România, respectiv Georgia, au semnat un Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră, ajuns la un stadiu avansat de evoluție.

Semnarea Memorandumului a marcat o nouă etapă în evoluția proiectului, care a parcurs deja faza de studii de fezabilitate, este inclus în Planurile de Dezvoltare a Rețelei pe Zece Ani (TYNDP) ale ENTSO-E pentru 2022 și 2024 și este promovat pentru includerea în ediția TYNDP 2026.

În luna decembrie 2025, proiectul a fost inclus pe lista Proiectelor de Interes Mutual (PMI) ale Uniunii Europene.

Documentul semnat la București stabilește cadrul de cooperare dintre Transelectrica și GSE pentru pregătirea și avansarea proiectului de interconectare în curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) dintre Georgia și România, prin coordonarea activităților de planificare, studii tehnice, studii marine, evaluări de mediu și sociale, finanțare și reprezentare instituțională la nivel european și internațional.

Proiectul Cablu Submarin în Marea Neagră este dezvoltat în concordanță cu Acordul de Parteneriat Strategic în domeniul energiei verzi, semnat în decembrie 2022 de guvernele Azerbaidjanului, Georgiei, României și Ungariei, și are potențialul de a contribui semnificativ la creșterea securității energetice, diversificarea rutelor de transport al energiei electrice și integrarea surselor regenerabile în regiunea Mării Negre și în Uniunea Europeană.

Prin acest demers, Transelectrica își reafirmă angajamentul pentru cooperare regională, dezvoltarea infrastructurii critice de transport al energiei electrice și consolidarea poziției României în arhitectura energetică europeană.

Moody's a reconfirmat rating-ul Baa3

Transelectrica a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Prin acest raport, agenția a reconfirmat ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.

Încetare contract de mandat membru Directorat

Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în ședința din data de 18 martie 2026, Consiliul de Supraveghere, ca urmare a revocării Deciziei ORNISS de avizare pozitivă a accesului la informații naționale clasificate comunicată Companiei în data de 11 martie 2026, a luat act de încetarea contractului de mandat, al domnului Moraru Victor, membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–S.A. constatând intervenite dispozițiile art. 8.3 lit. j) din Contractul de mandat.

EVENIMENTE ULTERIOARE

Funcționarea Sistemului Electroenergetic Național în perioada Sărbătorilor Pascale 2026

În data de 11 aprilie 2026, Compania a emis un comunicat prin care a anunțat faptul că, în contextul Sărbătorilor Pascale (12 – 13 aprilie 2026), echipele operative ale Dispecerului Energetic Național și din instalațiile Transelectrica au fost pregătite să asigure funcționarea în condiții de siguranță, stabilitate și echilibru a Sistemul Electroenergetic Național (SEN), ca urmare a măsurilor riguroase de pregătire și monitorizare implementate de Dispecerul Energetic Național (DEN).

Pregătirile tehnice au început cu peste două săptămâni înaintea Sărbătorilor Pascale.

Au fost realizate teste, verificări și scenarii de operare care au inclus rețeaua de transport și distribuție, centralele electrice clasice și regenerabile, precum și instalațiile de stocare.

Aceste măsuri au permis menținerea sub control a nivelului de tensiune în rețea și asigurarea unei funcționări stabile la toate nivelurile de tensiune.

În același timp, a fost menținut un dialog permanent cu operatorii de transport și sistem din țările vecine, pentru coordonarea eficientă a funcționării în plan regional.

Dispecerul Energetic Național a monitorizat continuu evoluția situației și a aplicat, în timp real, măsurile necesare, în strânsă coordonare cu toate entitățile din cadrul SEN, pentru a garanta alimentarea sigură cu energie electrică în perioada Sărbătorilor Pascale.

Transelectrica accelerează tranziția verde, cu finanțare din PNRR

Prin intermediul Comunicatului publicat în data de 15 aprilie 2026, Compania a adus la cunoștința investitorilor și persoanelor interesate faptul că avansează în derularea investiției de instalare de centrale fotovoltaice (CEF) și sisteme de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne din 29 de stații electrice de transformare, proiect care beneficiază de o finanțare de 29,56 milioane de euro prin componenta REPowerEU din Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR).

Proiectul implementat de Transelectrica vizează montarea instalațiilor fotovoltaice și de stocare în 35% din totalul stațiilor electrice de transformare gestionate de Companie, cu o putere instalată totală de 11,25 MW pentru centralele fotovoltaice și o capacitate de stocare de 19,10 MWh (la o putere de 5 MW).

În plus, aceste instalații au și rolul de a asigura funcționarea continuă și autonomă a celor 29 de stații în cazul unor situații neprevăzute de avarie sau de restaurare a sistemului.

În prezent se desfășoară lucrări în 13 stații, iar restul de 16 stații se află în procesul de proiectare, iar în următoarea perioadă vor fi inițiate lucrările de execuție.

S-au finalizat lucrările de montare a panourilor fotovoltaice în șase stații aparținând Sucursalei Teritoriale de Transport Craiova (cinci stații) și Sucursala Teritorială Bacău (1 stație), respectiv: Stația Electrică de Transformare 220/110/20 kV Târgu Jiu Nord, Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Craiova Nord, Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Ișalnița, Stația Electrică de Transformare 220/110/10/6 kV Turnu Severin Est, Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Calafat, Stația Electrică de Transformare 220/110/20/6 kV FAI.

Prin utilizarea energiei solare și a soluțiilor de stocare, Transelectrica reduce dependența de energie achiziționată de pe piață și optimizează costurile operaționale.

Centralele fotovoltaice și instalațiile de stocare din cele 29 de stații electrice de transformare vor duce la scăderea cu 50% a consumului acestora de energie electrică din rețea.

Proiectul are un caracter inovator prin natura sa off-grid, sistemele fiind concepute exclusiv pentru autoconsum, fără injectare în rețeaua de energie electrică, cu respectarea regulilor de unbundling (conform Directivei 2019/944).



Transelectrica propune 8 măsuri concrete pentru stimularea investițiilor reale și disciplinarea racordării noilor capacități de producție

Compania, în calitate de Operator de Transport și Sistem (OTS), a participat în data de 16 aprilie 2026 la dezbaterile publice organizate de Autoritatea Națională

de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE) privind proiectul de modificare a cadrului de reglementare aplicabil racordării utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public.

Transelectrica a susținut un set de propuneri și observații, transmise ANRE în perioada de consultare, fundamentate pe experiența directă în dezvoltarea și operarea rețelei electrice de transport.

Acestea vizează atât stimularea investițiilor reale în noi capacități de producție, cât și asigurarea unui cadru predictibil și riguros, care să permită integrarea în rețea a proiectelor viabile și mature, în scopul asigurării funcționării Sistemului Electroenergetic Național (SEN), în condiții de siguranță, stabilitate și continuitate.

Astfel, Transelectrica a formulat și transmis către ANRE un set de 8 propuneri concrete de modificare a Regulamentului de racordare a utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public:

- Reevaluarea întăririlor de rețea înainte de Punerea în Funcțiune a centralelor,
- Clarificarea regimului de proprietate asupra terenurilor,
- Eliminarea tarifului de indici pentru lucrările de întărire,
- Respectarea strictă a termenelor contractuale,
- Limitarea modificărilor contractuale și introducerea unor criterii de progress,
- Clarificarea aplicabilității termenelor pentru autorizații,
- Reglementarea realizării lucrărilor de întărire de către utilizatori,
- Introducerea unei garanții la momentul solicitării capacității.

Transelectrica consideră că actualizarea și corelarea cadrului de reglementare este prioritară pentru asigurarea unei aplicări unitare și nediscriminatorii a regulilor de racordare.

În același timp, aceste măsuri contribuie la disciplinarea investițiilor și la stimularea proiectelor coerente, cu grad ridicat de maturitate, care pot fi integrate eficient în rețea.

Experiența acumulată în aplicarea reglementărilor în vigoare evidențiază necesitatea armonizării legislației secundare cu prevederile legislației primare, precum și introducerea unor mecanisme clare care să încurajeze respectarea termenelor de implementare a noilor capacități de producție.

În ultimii cinci ani, într-o colaborare productivă cu ANRE, Transelectrica a transmis constant propuneri și observații în acest sens, astfel încât să poată fi

dezvoltat un cadru de reglementare care să susțină investițiile sustenabile și să consolideze siguranța Sistemului Electroenergetic Național.

Modificare componență comitet consultativ din cadrul Consiliului de Supraveghere

În ceea ce privește componența comitetelor constituite în cadrul Consiliului de Supraveghere, în completarea raportului curent emis de Companie în data de 16.10.2025, Transelectrica a informat publicul investitor asupra faptului că în data de 15.04.2026 Consiliul de Supraveghere a luat act de retragerea doamnei ZEZEANU Luminița din Comitetul de Nominalizare și Remunerare ca urmare a cererii acesteia.

Prin urmare, componența comitetelor consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere este la această dată următoarea:

Comitetul de Nominalizare și Remunerare:

- VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- ORLANDEA Dumitru-Virgil
- ATANASIU Teodor
- PĂUN Costin-Mihai

Comitetul de Audit:

- ZEZEANU Luminița – președinte
- ATANASIU Teodor
- RUSU Rareș-Stelian
- PĂUN Costin-Mihai
- VASILESCU Alexandru-Cristian

Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică:

- PĂUN Costin-Mihai – președinte
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- ZEZEANU Luminița
- ATANASIU Teodor
- ORLANDEA Dumitru-Virgil

Comitetul pentru gestiunea riscurilor:

- ATANASIU Teodor – președinte
- VASILESCU Alexandru-Cristian
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- RUSU Rareș-Stelian
- ORLANDEA Dumitru-Virgil.

Convocarea Adunării Generale Ordinare 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 ordinară a acționarilor în data de 22 mai 2026, cu următoarea ordine de zi:

- Stabilirea Programului de investiții al CNTEE “Transelectrica” – S.A. pe anul 2026 și a estimării cheltuielilor de investiții pentru anii 2027 și 2028 și delegarea Directoratului Companiei să aprobe modificările (reviziile și rectificările) sumelor alocate și / sau obiectivelor de investiții cuprinse în PAI 2026, fără depășirea surselor de finanțare;
- Stabilirea Bugetului de Venituri și Cheltuieli pentru anul 2026 al C.N.T.E.E. “Transelectrica” S.A., precum și a estimărilor pentru anii 2027 și 2028.

Transelectrica a realizat în 2025 investiții de 691 de milioane de lei, pentru proiecte strategice pentru securitatea energetică a României

Compania, prin intermediul Comunicatului de presă emis la data de 20 aprilie 2026, a adus la cunoștința publicului investitor și a persoanelor interesate faptul că în anul 2025 a realizat un program de investiții cu o valoare de aproximativ 691 milioane de lei pentru modernizarea și rețehnologizarea Rețelei Electrice de Transport (RET), iar pentru anul 2026, propune un program de investiții ambițios de 914 milioane de lei, cu peste 30% mai mare decât cheltuielile de investiții realizate în 2025.

Valoarea totală a cheltuielilor de investiții realizate în 2025 a atins 691,05 milioane de lei, în creștere față de cele 665,7 milioane de lei realizate în 2024 și semnificativ peste nivelul din 2023 (471,95 milioane de lei).

Raportat la programul anual de investiții inițial aprobat, gradul de realizare a fost de 104,9%, respectiv 96,5% față de programul revizuit pentru corelarea cheltuielilor programate cu stadiul execuției lucrărilor, ceea ce reflectă o execuție eficientă și o capacitate operațională consolidată.

Programul de investiții propus pentru anul în curs depășește 914 milioane de lei, iar pentru anii 2027 și 2028 prezintă o tendință de creștere semnificativă.

Această traiectorie reflectă o evoluție susținută a efortului investițional al Companiei, dar mai ales o intensificare a direcției către o modernizare sistemică a RET.

În anul 2025, cheltuielile pentru proiecte de investiții proprii ale companiei au reprezentat componenta majoritară, respectiv 594,22 milioane de lei, din care peste 90% au fost realizate pentru proiecte aflate în derulare din anii anteriori.

În paralel, investițiile finanțate din tariful de racordare și eliberare amplasament au însumat 96,82 milioane lei, susținând dezvoltarea infrastructurii necesare integrării de noi capacități de producție a energiei electrice și relocării rețelelor.

Pe parcursul anului trecut, Transelectrica a consolidat accesul la finanțări europene, prin semnarea a șase contracte de proiectare și execuție finanțate din fonduri nerambursabile: trei investiții finanțate prin Fondul pentru Modernizare și trei finanțate prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR), în același timp având în derulare procedura de achiziție pentru proiectarea și execuția a încă trei investiții finanțate prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) (contractele fiind încheiate la începutul anului 2026).

Planul de Dezvoltare a RET pe următorii 10 ani al Transelectrica vizează investiții ample, orientate către securitate energetică, digitalizare și dezvoltarea rețelelor inteligente (SMART GRID).

Aceste investiții vor permite creșterea capacității de integrare a energiei regenerabile, extinderea interconexiunilor și consolidarea poziției României în sectorul energetic european.

Prin performanțele din 2025, Transelectrica a demonstrat rolul strategic pe care îl îndeplinește în calitate de Operator de Transport și Sistem, companie-cheie a României, în transformarea infrastructurii energetice naționale interconectate și în susținerea tranziției energetice, dar și în dezvoltarea mediului economic românesc.

Două proiecte strategice pentru dezvoltarea infrastructurii energetice a României, declarate de importanță de națională

În data de 23 aprilie 2026 Guvernul României a aprobat două Hotărâri de importanță strategică pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport, care marchează un progres clar în implementarea unor investiții prioritare ale Companiei Transelectrica SA.

Prin aceste acte normative, sunt create condițiile legale necesare pentru realizarea proiectelor de investiții Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune cu Republica Moldova Suceava – Bălți (segmentul de pe teritoriul României) și Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Gădălin – Suceava, ambele fiind declarate proiecte de importanță națională în domeniul transportului energiei electrice.

Interconexiune strategică între România și Republica Moldova

Are o relevanță strategică deosebită, întrucât facilitează interconectarea sistemelor energetice ale României și Republicii Moldova și contribuie la integrarea acesteia

în piața europeană de energie. Contractul pentru proiectarea și execuția LEA 400 kV de interconexiune Suceava (RO) – Republica Moldova (MD) pentru porțiunea de pe teritoriul României a fost încheiat în luna martie 2025, în urma derulării unei proceduri de achiziție publice. Contractul (lucrări și echipamente) are o valoare de 133,4 milioane de lei fără TVA și o durată de 52 de luni, lucrările fiind executate de Asocieria Electromontaj SA (lider de asociere) – ELM Electromontaj Cluj SA.

Noua LEA de 400 kV Suceava – Bălți va străbate o distanță de aproximativ 93 de kilometri, traversând 17 localități din județele Suceava și Botoșani. Cu 302 stâlpi de înaltă tensiune, acest proiect va completa un ax strategic Gădălin – Suceava – Bălți, creând o punte de energie între Ardeal, Moldova și Republica Moldova.



Cea mai lungă linie electrică aeriană din România care va uni, peste munți, regiunile istorice Ardeal și Moldova

LEA 400 kV Gădălin – Suceava va închide magistrala energetică de 400 kV în zona de nord a țării, fiind una dintre cele mai complexe lucrări de infrastructură energetică națională, traversând un teren muntos extrem de dificil și rezultând una dintre cele mai lungi traversări a munților Carpații Orientali. Totodată, LEA 400 kV Gădălin – Suceava va fi linia cu cea mai mare lungime din România, respectiv 260 de kilometri, având prevăzuți în proiect 988 de stâlpi de înaltă tensiune (din care 967 stâlpi nou construiți) și va conecta două regiuni geografice importante ale României: Ardealul și Moldova. Noua linie va străbate teritoriul a trei județe (Cluj, Bistrița – Năsăud și Suceava) și a 40 de localități.

Contractul pentru proiectarea și execuția lucrărilor de construcție a LEA (simplu circuit) 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la Sistemul Electroenergetic Național (SEN), a fost încheiat în luna august 2025 cu Asocieria Electromontaj SA (lider de asociere) – ELM Electromontaj Cluj SA, în urma derulării unei proceduri de achiziție publice. Valoarea contractului este de 688,3 milioane de lei, fără TVA, cu o durată de execuție de 69 de luni, fiind realizat pe mai multe etape: proiectare, obținere/actualizare documentații necesare pentru obținerea autorizațiilor și avizelor, obținerea avizelor și autorizațiilor și execuție lucrări.

LEA (simplu circuit) 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN este un obiectiv de investiții de utilitate publică și de interes național, acesta fiind și unul dintre cele 11 proiecte de investiții care beneficiază de finanțare nerambursabilă prin Fondul pentru Modernizare, în valoare de 492 mil lei.

Adoptarea hotărârilor de guvern a vizat aprobarea amplasamentelor și declanșarea procedurilor de expropriere pentru suprafețele de teren aflate în coridoarele necesare realizării lucrărilor, reprezentând o etapă fundamentală pentru intrarea în fazele următoare, respectiv obținerea Autorizațiilor de Construcție, și execuția efectivă a lucrărilor.

Ambele investiții vor contribui direct la închiderea inelului de 400 kV din zona de nord a României, consolidând semnificativ siguranța în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), precum și capacitatea de integrare a producției din surse regenerabile.

În același timp, proiectele vor susține dezvoltarea economică regională și vor reduce vulnerabilitățile energetice prin crearea de noi „autostrăzi energetice” de evacuare a energiei electrice.

Hotărârea nr. 2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 29 aprilie 2026

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA, întrunită în ședință în data 29 aprilie 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 de pe ordinea de zi, nu a aprobat situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica”- S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2025
- punctul 2 de pe ordinea de zi, nu 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 2025,

- punctul 3 de pe ordinea de zi, 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 2025,
- punctul 4 de pe ordinea de zi, nu a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 359.825.194 lei,
- punctul 5 de pe ordinea de zi, nu a aprobat dividendul brut pe acțiuni din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025, la valoarea 0,48 lei,
- punctul 6 de pe ordinea de zi, nu a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2025,
- punctul 7 de pe ordinea de zi, nu a aprobat Raportul de remunerare aferent anului financiar 2025,
- punctul 8 de pe ordinea de zi, nu a aprobat ”Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a CNTEE „Transelectrica”- S.A. revizuită la nivelul lunii martie 2026”,
- punctul 9 de pe ordinea de zi, nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 10 de pe ordinea de zi, nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 11 de pe ordinea de zi, a aprobat constituirea rezervelor aferente veniturilor realizate din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune prin repartizare din rezultatul reportat reprezentând surplusul realizat din rezerve din reevaluare neimpozabile la modificarea destinației în sumă de 133.517.580 lei,
- punctul 12 de pe ordinea de zi, a aprobat Raportul de sustenabilitate consolidat al CNTEE „Transelectrica”-S.A. pentru anul 2025,
- punctul 19 de pe ordinea de zi, a aprobat formularea unei cereri de chemare în judecată (Tribunalul București) împotriva persoanelor responsabile menționate la punctul II al Notei nr. 7385/11 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului ”Transelectrica” SA pentru

- exercitarea acțiunii în justiție, respectiv de a promova și semna cererea de chemare în judecată,
- punctul 19 de pe ordinea de zi, nu a aprobat formularea unei cereri arbitrare la Centrul de Arbitraj Internațional de la Viena împotriva persoanelor responsabile menționate la punctul II al Notei nr. 7385/11 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului "Transelectrica" SA pentru exercitarea acțiunii în justiție, respectiv de a promova și semna cererea arbitrară la Centrul de Arbitraj Internațional de la Viena,
 - punctul 20 de pe ordinea de zi, a aprobat formularea unei cereri de chemare în judecată împotriva persoanelor responsabile menționate la punctul II. lit. a, b, c, d, e, f, g, h, i al Notei nr. 7315/10 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului "Transelectrica" SA pentru exercitarea acțiunii în justiție, respectiv de a promova și semna cererile de chemare în judecată,
 - punctul 21 de pe ordinea de zi, nu a aprobat cedarea cu titlu oneros către Institutul Național pentru Studiul Holocaustului din România "Elie Wiesel" a folosinței asupra unui imobil proprietatea Companiei pentru realizarea obiectivului prevăzut de art.1 din Legea nr.174/2019 privind înființarea Muzeului Național de Istorie a Evreilor și al Holocaustului din România, în condițiile precizate la secțiunea II a Notei nr. 17631/25.03.2026,
 - punctul 22 de pe ordinea de zi, nu a aprobat stabilirea datei de 09 iunie 2026 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,
 - punctul 23 de pe ordinea de zi, a aprobat stabilirea datei de 10 iunie 2026 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor,
 - punctul 24 de pe ordinea de zi, nu a aprobat stabilirea datei de 30 iunie 2026 ca „data plății” dividendului din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025.

Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 29 aprilie 2026

Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA, întrunită în ședință în data 29 aprilie 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 de pe ordinea de zi, a aprobat înstrăinarea imobilului proprietatea Companiei, din Județul Mureș, municipiul Târgu Mureș, str. Tamas

Erno nr. 3, descris în Nota nr.11588/26 februarie 2026, în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR,

- punctul 2 de pe ordinea de zi, a aprobat încheierea unui act adițional la Contractul încheiat cu BCR, având ca obiect suplimentarea liniei de credit cu 200.000.000 lei (de la valoarea de 175.000.000 lei la valoarea de 375.000.000 lei).

Completare ordine de zi pentru ședința AGOA din data de 22/25 mai 2026

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A., în temeiul art. 105 alin (51) din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, coroborat cu prevederile art. 1171 alin 21 din Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, a completat ordinea de zi a Adunării generale ordinare a acționarilor convocată pentru data de 22/25 mai 2026 cu următoarele puncte:

- aprobarea Situațiilor financiare separate ale CNTEE „Transelectrica”-S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2025,
- aprobarea Situațiilor 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 2025,
- aprobarea Situațiilor 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 2025,
- aprobarea repartizării profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 359.825.194 lei,
- aprobarea dividendului brut pe acțiune din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025, la valoarea 0,48 lei,
- descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2025,
- aprobarea Raportului de remunerare aferent anului financiar 2025,
- aprobarea "Politicii de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a CNTEE

- „Transelectrica”–S.A. revizuită la nivelul lunii martie 2026”,
- aprobarea Raportului anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
 - aprobarea Raportului anual asupra situațiilor financiare consolidate pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
 - prezentarea Raportului Auditorului independent asupra situațiilor financiare separate pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025,
 - prezentarea Raportului Auditorului Independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025,
 - prezentarea Raportului Auditorului Independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025,
- prezentarea Raportului de Asigurare Limitată al auditorului Independent asupra raportării consolidate privind durabilitatea pentru exercițiul financiar 2025,
 - prezentarea Raportului Comitetului de Audit și Comitetului pentru gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE „Transelectrica”–SA aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei,
 - prezentarea Raportului Consiliului de Supraveghere al CNTEE „Transelectrica”–S.A. asupra activității de administrare pentru anul 2025,
 - stabilirea datei de 09 iulie 2026 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,
 - stabilirea datei de 10 iulie 2026 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor,
 - stabilirea datei de 30 iulie 2026 ca „data plății” dividendului din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025”.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.03.2026 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	19.957.787	23,1%
Alți acționari - persoane fizice	4.563.791	6,2%
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
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

I) Tariful de transport aplicat în trimestrul I 2026

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.74/2025, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei

nr.68/2024, s-a stabilit tariful de transport aplicat în anul 2026 începând cu data de 1 ianuarie.

electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2026, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2025	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2026 conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T_G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,29	3,63	+10,33%
T_L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	33,03	36,45	+10,35%

*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 2026, 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 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, 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)	3,63	3,18	0,45

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

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, 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)	36,45	25,60	9,14	1,71

De asemenea, în baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul

nr.74/2025, valorile planurilor de mentenanță anuale ale CNTEE „Transelectrica” S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare (2025 - 2029), conform tabelului de mai jos.

	2025	2026	2027	2028	2029
LEI (termenii anului 2024)	164.248.986	196.860.631	202.172.804	188.729.523	180.194.101

Alte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029):

• Valorile costurilor de operare și mentenanță controlabile pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare, sunt prezentate în tabelul următor:

- Valoarea reglementată realizată a BAR la 31.12.2024 (01.01.2025) – 3.397.905.096 lei.

OPEX Controlabil	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Costuri supuse eficienței*	lei	298.675.558	295.688.802	292.731.914	289.804.595	286.906.549
Costuri de personal**	lei	415.993.878	436.793.572	458.633.251	481.564.913	505.643.159
Costuri cercetare - dezvoltare	lei	-	1.250.000	1.250.000	1.250.000	1.250.000

*Conform Art.3 din cadrul Ordinului ANRE nr.74/2025, până la data de 1 martie 2026, Transelectrica are obligația de a transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, pentru anul 2026, defalcarea costurilor de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței, care stau la baza fundamentării tarifelor aprobate prin prezentul ordin, pe categoriile „Costuri cu mentenanța” și „Alte costuri”.

** costurile cu personalul Transelectrica, fără personalul aferent structurii organizatorice cu atribuții în accesarea fondurilor nerambursabile

II)Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în trimestrul I 2026

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 și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026.

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 ianuarie, este de 14,70 lei/MWh, aprobat prin Ordinul ANRE nr.73/2025.

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare (aplicabil de la 1 ianuarie 2026) cnf. Ordin ANRE nr.73/2025	Tarif aplicat în perioada 1 septembrie – 31 decembrie 2025 cnf. Ordin ANRE nr. 60/2025	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(3)/(4)
Tarif	Lei/MWh	14,70	12,79	+14,93%

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful pentru achiziția serviciilor de sistem

În baza prevederilor articolele Art.22 și Art.23 din cadrul *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, la data de 1 mai 2026, CNTEE

Transelectrica SA este obligată să transmită la ANRE, verificarea intermediară pentru trimestrul I 2026 a deviațiilor importante față de valorile prognozate a situației costurilor și veniturilor.

- *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.

În urma acestei analize, dacă se va constata faptul că în primul trimestru al anului 2026 prevederile mai sus menționate au fost întrunite, ANRE va ajusta în mod corespunzător valoarea tarifului începând cu data de 1 iunie 2026.

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 conexate. 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: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **10.06.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

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.

La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă**.

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.

La termenul din data de 16.10.2025 ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. Definitivă.

Suma de 15.698.722 lei a fost achitată de Companie în iunie 2024.

- **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.

În data de 06.05.2026 Instanța a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâta Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 150/27.02.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâta Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 595/29.05.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimatei-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată. Hotărâre 136/06.05.2026

- **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 inspecției fiscale.

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

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF 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 inspecție fiscală în data de 20 septembrie 2011 prin care a fost estimată TVA colectată pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

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

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

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. **7141/2/2017**. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoria 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 Judecătoria 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 pe parcursul mai multor termene. Următorul termen de judecată în data de **24.09.2026**.

• **CONAID COMPANY SRL**

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

La termenul din 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 apel 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.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă**.

Pentru suma de 17.216.093 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în martie 2019.

• **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,

aferept 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 finantarea proiectului de investitii "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. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii 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. 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. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

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 Soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

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.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

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 judecată: **02.06.2026.**

• CURTEA DE CONTURI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (**dosar nr. 5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al

CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;

b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.

c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;

d) cheltuieli de judecată.

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu recurs în 5 zile de la comunicare, calea de atac urmând a se depune la Curtea de Apel București - Secția a VIII a CAF. Pronunțată azi, 14.10.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecător Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța Respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecător Pavelescu Silvia.

Termen de judecată: **09.06.2026**

• **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 Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy 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]	T1 2026	2025	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.202	6.182	19,7	0,3%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	2	-	14%
Imobilizări necorporale	234	259	(24,6)	(10%)
Imobilizări financiare	88	88	(0)	n/a
Total active imobilizate	6.526	6.531	(5)	(0,1%)
Active circulante				
Stocuri	41	45	(4)	(9%)
Creanțe	2.831	3.349	(518)	(15%)
Impozit pe profit de recuperat	-	12	(12)	(100%)
Numerar și echivalente	800	734	66	9%
Impozit pe profit de recuperat	-	12	(12)	(100%)
Total active circulante	3.672	4.140	(468)	(11%)
Total active	10.198	10.671	(473)	(4%)
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	n/a
<i>Capital social subscris</i>	733	733	-	n/a
Primă de emisiune	50	50	-	n/a
Rezerve legale	147	147	-	n/a
Rezerve din reevaluare	1.378	1.404	(26)	(2%)
Alte rezerve	301	299	1	0,5%
Rezultat reportat	3.559	3.333	227	6,8%
Total capitaluri proprii	6.168	5.966	202	3%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	844	769	75	10%
Împrumuturi pe termen lung	1	1	0	0%
Datorii privind impozitele amânate	216	214	1	1%
Obligații privind beneficiile angajaților	52	52	-	n/a
Total datorii pe termen lung	1.113	1.037	77	7%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	2.734	3.407	(673)	(20%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	3	2	0,3	13%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	15	15	(-)	n/a
Obligațiile privind beneficiile angajaților pe termen scurt	11	11	-	n/a
Împrumuturi pe termen scurt	67	179	(112)	(63%)
Provizioane	24	32	(8)	(25%)
Venituri în avans pe termen scurt	26	21	4	19%
Impozit pe profit de plată	37	-	37	n/a
Total datorii curente	2.917	3.669	(752)	(20%)
Total datorii	4.030	4.705	(675)	(14%)
Total capitaluri proprii și datorii	10.198	10.671	(473)	(4,4%)

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	T1 2026	T1 2025	2024	2025	Bugetat T1 2026	Realizat T1 2026 vs T1 2025	Realizat T1 2026 vs T1 2025 (%)	Realizat vs Bugetat T1 2026	Realizat vs Bugetat T1 2026 (%)
0	1	2	3	4	5	6=1-2	7=1/2	8=1-5	9=1/5
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	694	576	2.024	2.263	614	118	20%	80	13%
Venituri din serviciile de sistem	215	158	633	574	202	57	36%	13	7%
Venituri din piața de echilibrare	690	667	4.966	2.676	854	24	4%	(164)	(19%)
Alte venituri	14	11	256	60	12	3	28%	2	17%
Total venituri din exploatare	1.613	1.411	7.879	5.573	1.682	201	14%	(69)	(4%)
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(246)	(189)	(716)	(641)	(226)	(57)	(30%)	(21)	(9%)
Cheltuieli cu piața de echilibrare	(690)	(667)	(4.966)	(2.676)	(854)	(24)	(4%)	164	19%
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(144)	(100)	(524)	(706)	(154)	(44)	(44%)	10	7%
Amortizare	(99)	(94)	(356)	(389)	(99)	(5)	(5%)	0,3	0,3%
Cheltuieli cu personalul	(95)	(96)	(373)	(412)	(99)	2	2%	4	4%
Reparații și mentenanță	(26)	(26)	(129)	(161)	(35)	(0)	(1%)	9	26%
Materiale și consumabile	(1)	(1)	(9)	(11)	(2)	(0)	(0%)	1	13%
Alte cheltuieli din exploatare	(59)	(49)	(240)	(257)	(89)	(10)	(20%)	30	(9%)
Pierdere/ (câștig) din deprecierea creanțelor	(9)	(2)	-	-	-	(8)	(503%)	(9)	19%
Alte câștiguri sau pierderi	8	(0)	-	-	(1)	8	7461%	9	7%
Total cheltuieli din exploatare	(1.363)	(1.225)	(7.312)	(5.254)	(1.561)	(138)	(11%)	197	13%
Profit din exploatare	249	186	568	319	121	63	34%	128	106%
Venituri financiare	3	2	27	35	2	1	29%	1	73%
Cheltuieli financiare	(1)	(1)	(14)	(8)	(1)	-	6%	-	(4%)
Rezultat financiar	2	1	13	28	1	1	62%	1	172%
Profit înainte de impozitul pe profit	251	188	581	347	122	64	34%	130	107%
Impozit pe profit	(51)	(30)	(42)	(25)	(13)	(21)	(68%)	(37)	(284%)
Profitul exercițiului	201	158	539	323	108	43	27%	92	85%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	T1 2026	T1 2025	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	201	157,55	43,2
Cheltuiala cu impozitul pe profit	50,57	30,02	20,6
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	99,21	94,21	5,0
Venituri din productia de imobilizari necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	-	(0,92)	0,9
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	9,33	0,02	9,3
Pierderi din creanțe și debitori diverși	-	1,67	(1,67)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	0,00	(0,14)	0,1
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(0,11)	-	(0,1)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	(7,68)	0,05	(7,7)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(7,92)	(0,25)	(7,7)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(2,16)	(1,69)	(0,5)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	341,98	280,51	61,5
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	403,52	745,13	(341,6)
Clienți - echilibrare	132,88	110,38	22,5
Clienți - cogenerare	(27,87)	(0,33)	(27,5)
Stocuri	4,07	1,33	2,7
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(393,39)	(898,04)	504,7
Datorii - echilibrare	(222,88)	(126,63)	(96,3)
Datorii - cogenerare	(8,74)	36,87	(45,6)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(0,05)	(3,32)	3,3
Venituri în avans	64,86	93,02	(28,2)
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	294,37	238,91	55,5
Dobânzi plătite	(0,65)	(0,22)	(0,4)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	293,72	238,70	55,0
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(139,30)	(73,24)	(66,1)
Titluri de participare deținute la GECO POWER COMPANY CORRIDOR POWER COMPANY SRL	-	(3,75)	3,8
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	16,20	(5,72)	21,9
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	7,75	-	7,7
Dobânzi încasate	2,79	2,24	0,6
Dividende încasate	0,02	-	-
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(112,55)	(80,46)	32,1
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	-	(5,99)	5,99
Plăți leasing clădire	(2,84)	(2,66)	(0,2)
Dividende plătite	(0,05)	(0,00)	(0,0)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(2,88)	(8,66)	5,8
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	178,28	149,58	28,7
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	561,25	671,56	(110,3)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	739,53	821,13	(81,6)

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

Indicatori	Formula de calcul	T1 2026	2025
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,26	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	1,15%	3,07%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	1,14%	2,98%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	57,00	71,20
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,25	0,84

* 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.

Obiectiv/Indicatori de performanță DIRECTORAT conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	U.M.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat T1 2026	Țintă 2026
Indicatori financiari					
1	Rata cheltuielilor de capital	%	5,00%	1,26%	5,58%
2	Realizarea Planului Anual de Investiții în procentele enunțate din Planul de Investiții aprobat de AGA	%	10,00%	14,10%	92%
3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)	%	25,00%	-	50%
4	Rata lichidității curente	nr	25,00%	1,26	1,05
5	Rata de rotație a activelor	nr	5,00%	0,15	0,53
6	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,00%	1,97%	2,06%
TOTAL INDICATORI FINANCIARI			75,00%		
Indicatori nefinanciari					
1	Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	10,00%	12%	90%
2	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	3,00%	5,32	18,00
3	Numărul de instruiți în materie de siguranță	nr	3,00%	5,00	5,00
4	Număr de reuniuni, Comitet Directorat	nr	3,00%	16	38
5	Consumul intern de energie electrică	MW	3,00%	14.737	46.400
Indicatori necomerciali					
6	Diferența de remunerare sex feminin versus sex masculin	%	3,00%	4,70%	0,50%
TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI si NECOMERCIALI			25,00%		
TOTAL INDICATORI			100,00%		

Obiectiv/Indicatori de performanță CS conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	u.m.	Pondere în componenta variabilă	Realizat T1 2026	Țintă 2026
Indicatori financiari					
1	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	20,00%	388	4,50
2	Plăți restante la Bugetul de Stat	lei	15,00%	0,0	0%
3	Reducerea Arieratelor	lei	15,00%	0,0	0%
TOTAL INDICATORI FINANCIARI			50,00%		
Indicatori nefinanciari					
1	Rata de retenție a clienților*	%	5,00%	100%	100,00%
2	Scorul de satisfacție al clienților	%	5,00%	98%	75%
3	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	nr	15,00%	6	10
4	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	15,00%	4	10
5	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	%	10,00%	DA	DA
TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI			50,00%		

*Datorită caracterului reglementat și indispensabil al serviciului de transport al energiei electrice furnizat de Transelectrica, relațiile comerciale cu utilizatorii rețelei se mențin integral pe durata eligibilității și accesului la infrastructura națională de transport.

ANEXA 5: Acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-martie 2026

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-martie 2026.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-martie 2026

Consiliul de Supraveghere

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

Directorat

- Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în ședința din data de 18 martie 2026, Consiliul de Supraveghere, ca urmare a revocării Deciziei ORNISS de avizare pozitivă a accesului la informații naționale clasificate comunicată Companiei în data de 11 martie 2026, a luat act de încetarea contractului de mandat, nr. C891/03 octombrie 2024, al domnului Moraru Victor, membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–S.A. constatând intervenite dispozițiile art. 8.3 lit. j) din Contractul de mandat.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul I 2026 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 120/2026	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona 1 STT București- stațiile electrice:400/220/110/10 kV București Sud, 220/110/20 kV Fundeni, 400/110/20 kV Domnești, 400/110/20 kV Gura Ialomiței, 220/110/20 kV Ghizdaru	6,5	33.113	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 121/2026	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Constanța în stațiile electrice:400/110/10 kV Constanța Nord, 400kV Isaccea, 400/220/110/20 Lacu Sărat,400/110/20 kV Medgidia Sud, 400/110/20 kV Tulcea Vest	6,5	29.871	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 122/2026	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona 2 STT București- stațiile electrice:400/110 kV Pelicanu, 220/110/20 kV Turnu Măgurele, 220/110/20 kV Stâlpu, 220/110 kV Teleajen, 220/110/20 kV Târgoviște, 400/220/110 kV Brazi Vest	6,5	26.483	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 12/2026	Mentenanță majoră LEA 220 kV Iernut - Ungheni 2	36	14.474	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
5	CJ 50/2026	Servicii specializate de pază și intervenție la obiectivele STT Cluj-Napoca	36	11.129	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
6	C 11/2026	Piese de schimb necesare efectuării mentenanței instalațiilor de prevenire a exploziei și incendiilor de tip - SERGI	36	6.997	-	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la o procedură concurențială de ofertare
7	C 46/2026	Studiu global privind alocarea capacității rețelei electrice pentru racordarea locurilor de producere a energiei electrice	60	4.396	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
8	C 146/2026	Servicii de telefonie mobilă și internet mobil (acord cadru)	36		620	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
9	CJ 176/2026	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a lea din zone cu vegetație arboricolă	36	2.511	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
10	C 30/2026	Studii de fezabilitate și caiete de sarcini pentru „instalarea unui sistem electronic de securitate în 89 obiective ale CNTEE Transelectrica SA”	12	1.097	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
11	C 173/2026	Servicii de rating de credit	36		144	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
12	SB 1//2026	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele (proiectare)	12	982	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
13	TM 7/2026	Servicii de întreținere clădiri din gestiunea STT Timisoara	24	981	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată

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
14	BA 8/2026	Servicii de cosire și îndepărtare a vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea STT Băcau	24	533	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
14	CT 12/2026	Înlocuirea unităților de transformare T1 și T2 250 MVA, 400/110 kV din stația 400/110 kV Constanța Nord (proiectare)	14	529	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă

Anexa 6 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București. operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„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

