



Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediul Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București,
România, Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404,
Cod Unic de înregistrare 13328043; Telefon +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei

www.transelectrica.ro

**Către: Bursa de Valori București – Departament Operațiuni Emitenți Piețe Reglementate
Autoritatea de Supraveghere Financiară - Direcția Generală Supraveghere - Direcția Emitenți**

Comunicat conform prevederilor Legii 24/2017, Regulamentului ASF nr. 5/2018 și ale Codului BVB

Data raportului: **27 februarie 2026**

Denumirea entității emitente: **CNTEE TRANSELECTRICA SA, Societate Administrată în Sistem Dualist**

Sediul social: București, Str. Olteni nr. 2-4, sector 3

Număr de telefon/fax: 021 30 35 611/021 30 35 610

Codul unic de înregistrare: 13328043

Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404

Capital social subscris și vărsat: 733.031.420 RON

Codul LEI: 2549000LXC0UC90M036

Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise: Bursa de Valori București

Eveniment important de raportat:

Rezumat al rezultatelor financiare preliminare aferente anului 2025

Raportarea include:

- Situații Financiare Separate Preliminare neauditate la data de 31 decembrie 2025
- Raportul preliminar cu privire la activitatea CNTEE "Transelectrica" S.A. în perioada ianuarie-decembrie 2025

Segmentul activităților cu profit permis a înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 460 mil lei în anul 2025, dar în scădere cu 71 mil lei față de rezultatul în sumă de 531 mil lei realizat în anul 2024, în contextul în care veniturile operaționale au fost mai mici cu suma de 11 mil lei (0,5%), iar cheltuielile operaționale inclusiv amortizarea au crescut cu suma de 60 mil lei (3%).

Scăderea veniturilor operaționale (2.332 mil lei la 31 decembrie 2025 (valoare preliminară) față de 2.343 mil lei la 31 decembrie 2024) a fost influențată în principal de scăderea cu 50 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (-53 mil lei), a veniturilor conjuncturale din litigii (-95 mil lei) și capitalizare CPT (-101 mil lei) în contextul creșterii cu 235 mil lei veniturilor din tarif transport și creșterii cu 55 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune.

Veniturile din transport și alte venituri din piața de energie au înregistrat o creștere de 186 mil lei, respectiv de la 2.087 mil lei în anul 2024 la 2.273 mil lei (valoare preliminară) în anul 2025 influențată în principal, de creșterea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a veniturilor din tarif reglementat cu 235 mil. lei (+15%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

Creșterea veniturilor din alocare de capacitate de interconexiune (+55 mil lei) care în ianuarie – decembrie 2025 a ajuns la 337 mil lei (de la 282 mil lei în ianuarie-decembrie 2024), este corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică, de alocările implicite în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie și sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Creșterea cu 3% a cheltuielilor operaționale, inclusiv amortizarea (1.872 mil lei în anul 2025 față de 1.812 mil lei în an 2024) a fost influențată în principal de creșterea cheltuielilor cu mentenanța rețelei (+32 mil lei), a cheltuielilor de personal (+40 mil lei), a cheltuielilor cu impozitul pe construcții speciale (+22 mil) și a cheltuielilor cu tariful de monitorizare AMEPIP (+ 3 mil față de anul 2024).

Creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și implicit prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare cu 6% față de prețul din anul anterior.

Segmentul activităților zero-profit a înregistrat o scădere a veniturilor (-2.292 mil lei) de la 5.537 mil lei în 2024 la 3.244 mil lei în anul 2025, determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.286 mil lei) fiind influențată de evoluția producției și a consumului, de creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori și de evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie pe acesta piață.

Valoarea cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare în anul 2025, a înregistrat o creștere de cca (35%) comparativ cu aceeași perioadă din 2024, ceea ce a condus la un rezultat negativ de 142 mil lei pe acest segment.

Pentru activitatea de servicii de sistem/ capacitate de echilibrare, 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.

Indicatori	U.M.	2025	2024	Impact*
Financiar				
Cantitate tarifată	[TWh]	51,73	51,82	▼ 0,2%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Tarif mediu transport (realizat)	[lei/MWh]	35,85	31,25	▲ 15%
Venituri operaționale, din care:	[mil lei]	2.332	2.343	▼ 0,5%
Venit tarif reglementat transport	[mil lei]	1.854	1.619	▲ 15%
Venituri interconexiune	[mil lei]	337	282	▲ 20%
Venituri din capitalizarea CPT	[mil lei]	1	102	▼ 99%
Cheltuieli operaționale, din care:	[mil lei]	(1.483)	(1.455)	▼ 2%
Cheltuieli privind CPT	[mil lei]	(541)	(609)	▲ 11%
EBITDA	[mil lei]	849	888	▼ 4%
Amortizare	[mil lei]	(389)	(356)	▼ 9%
EBIT	[mil lei]	460	531	▼ 13%
ACTIVITĂȚI PROFIT ZERO				
EBIT	[mil lei]	(142)	48	▼ n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (cu Profit Permis și Profit Zero)				
EBIT	[mil lei]	319	579	▼ 45%
Profit net	[mil lei]	328	586	▼ 44%
Operațional**				
Consum intern net	[TWh]	53,1	53,5	▼ 0,8%
Producție netă internă	[TWh]	49,3	50,6	▼ 2%
Export(-)/Import(+) net	[TWh]	3,72	2,91	▲ 28%

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

**valorile lunii decembrie 2025 sunt preliminare

Consumul de energie electrică la nivelul SEN, în anul 2025, a înregistrat o ușoară scădere, de -0,5%. Scăderi ale consumului au fost înregistrate în lunile ianuarie, martie, iunie, iulie, august, noiembrie și decembrie, în restul anului fiind înregistrate ușoare creșteri ale acestuia, cu excepția lunii februarie, care a avut o creștere de 6,12%.

Pe ansamblul anului 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 6,94% comparativ cu perioada similară din 2024, în special ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie, iunie, septembrie și decembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

La 31 decembrie 2025 gradul de realizare a programului anual de investiții este de 104,91% față de programul anual de investiții aferent anului 2025 aprobat de AGA.

Raportul cu privire la activitatea preliminară a Companiei din perioada ianuarie-decembrie 2025 și Situațiile Financiare Separate Preliminare la data de 31 decembrie 2025, sunt disponibile începând cu data de 27 februarie 2026, după cum urmează:

- online, pe website-ul www.transelectrica.ro, secțiunea Relații Investitori Raportări Periodice/ Rapoarte, respectiv <https://www.transelectrica.ro/rapoarte-2025>;
- la sediul Companiei: str. Olteni nr. 2-4, sector 3, București.

DIRECTORAT

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Victor
MORARU**
Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

CNTEE Transelectrica SA
Societate administrată în sistem dualist



Situații Financiare Separate Prelimate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 Decembrie 2025

- Neauditate -

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

CNTEE Transelectrica SA

Situația separată preliminară a poziției financiare la 31 decembrie 2025 - Neauditată
(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active		
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	6.096.568.826	5.774.758.870
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2.149.219	5.964.180
Imobilizări necorporale	252.195.402	312.464.795
Imobilizări financiare	87.881.769	85.767.355
Total active imobilizate	6.438.795.216	6.178.955.200
Active circulante		
Stocuri	44.837.046	47.175.766
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.334.406.198	3.778.692.640
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	671.557.851
Impozit pe profit de recuperat	5.607.472	-
Total active circulante	4.118.519.620	4.497.426.257
Total active	10.557.314.836	10.676.381.457
Capitaluri proprii și datorii		
Capitaluri proprii		
Capital social, din care:	733.031.420	733.031.420
- Capital social subscris	733.031.420	733.031.420
Prima de emisiune	49.842.552	49.842.552
Rezerve legale	146.606.284	146.606.284
Rezerve din reevaluare	1.404.187.860	1.514.138.168
Alte rezerve	299.129.478	256.706.249
Rezultat reportat	3.273.497.484	3.114.650.000
Total capitaluri proprii	5.906.295.078	5.814.974.673
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	768.660.281	537.371.101
Împrumuturi	1.470.721	7.918.172
Datorii privind impozitele amânate	234.779.506	243.910.434
Obligații privind beneficiile angajaților	88.335.459	88.335.459
Alte datorii pe termen lung	-	5.612.979
Total datorii pe termen lung	1.093.245.967	883.148.145

CNTEE Transelectrica SA

Situația separată preliminară a poziției financiare la 31 decembrie 2025 - Neauditată
(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	3.307.493.540	3.861.508.368
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire – termen scurt	2.279.492	6.607.203
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	15.095.113	18.431.750
Împrumuturi	179.352.778	24.287.300
Provizioane	32.116.841	32.595.447
Venituri în avans pe termen scurt	21.436.027	22.211.901
Impozit pe profit de plată	-	12.616.670
Total datorii curente	3.557.773.791	3.978.258.639
Total datorii	4.651.019.758	4.861.406.784
Total capitaluri proprii și datorii	10.557.314.836	10.676.381.457

DIRECTORAT,

Președinte

Ștefăniță MUNTEANU

Membru	Membru	Membru	Membru
Victor MORARU	Cătălin-Constantin NADOLU	Vasile-Cosmin NICULA	Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară
Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate
Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE Transelectrica SA

Contul separat de profit și pierdere preliminar pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025 - Neauditat

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	2025	2024
Venituri din serviciul de transport	2.263.187.940	2.024.456.845
Venituri din servicii de sistem	573.775.753	633.276.882
Venituri privind piața de echilibrare	2.680.135.041	4.965.724.579
Alte venituri	59.354.220	255.994.335
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(642.617.083)	(715.612.506)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(2.680.221.367)	(4.965.535.185)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(705.984.678)	(523.611.184)
Amortizare	(388.800.465)	(356.463.082)
Cheltuieli cu personalul	(413.452.354)	(373.147.353)
Reparații și mentenanță	(161.030.719)	(128.676.506)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(11.332.249)	(7.325.890)
Alte cheltuieli din exploatare	(256.629.299)	(239.903.209)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(1.221.023)	15.860.579
Alte câștiguri sau pierderi	3.354.688	(6.294.051)
Profit din exploatare	318.518.405	578.744.254
Venituri financiare	35.417.560	27.228.783
Cheltuieli financiare	(3.540.696)	(13.777.396)
Rezultat financiar net	31.876.864	13.451.387
Rezultat înainte de impozitul pe profit	350.395.269	592.195.641
Impozit pe profit	(22.213.122)	(6.271.330)
Rezultatul exercițiului	328.182.147	585.924.311
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	4,477	7,993

DIRECTORAT,**Președinte****Ștefăniță MUNTEANU****Membru****Victor MORARU****Membru****Cătălin-Constantin NADOLU****Membru****Vasile-Cosmin NICULA****Membru****Florin-Cristian TĂTARU****Director Direcția Economică și Financiară****Ana-Iuliana DINU****Manager Departament Contabilitate****Georgiana-Beatrice ȘTEFAN**

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Situația separată preliminară a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025 - Neauditată

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	2025	2024
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profitul perioadei	328.182.147	585.924.311
Ajustări pentru:		
Cheltuiala cu impozitul pe profit	22.213.123	6.271.330
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)	388.800.465	356.463.082
Venituri din producția de imobilizări necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	(924.241)	(102.019.913)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	2.255.634	(3.016)
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(776.743)	(2.429.183)
Pierderi din creanțe și debitori diverși	1.773.044	3.043.161
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(257.869)	(13.428.381)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	3.798.968	(1.479.602)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	538.800	2.122.218
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(7.226.984)	9.383
Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	402.313	(24.225.695)
Cheltuieli financiare privind ajustările pentru pierdere de valoare a imobilizărilor	1.844.370	-
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(32.570.315)	(15.405.338)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	708.052.712	794.842.356
Modificări în:		
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	292.302.014	(1.588.011.216)
Clienți - echilibrare	161.851.520	(73.792.225)
Clienți - cogenerare	(12.957.783)	11.489.305
Stocuri	(1.460.248)	5.388.669
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(459.314.927)	1.644.295.053
Datorii - echilibrare	(188.552.675)	94.597.586
Datorii - cogenerare	34.530.544	(87.140.878)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3.336.637)	(75.985)
Venituri în avans	243.832.623	42.863.543
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	774.947.143	844.456.208
Dobânzi plătite	(1.584.698)	(2.031.567)
Impozit pe profit plătit	(42.925.427)	(29.123.048)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	730.437.018	813.301.593
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(589.500.346)	(674.300.382)
Titluri de participare deținute la GECCO POWER COMPANY CORRIDOR POWER COMPANY SRL	(3.750.000)	-
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	29.103.912	42.494.343
Dobânzi încasate	11.563.760	6.829.286
Dividende încasate	23.118.346	15.760.658
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	3.505.191	3.331.928
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(525.959.137)	(605.884.167)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(24.238.570)	(23.978.287)
Utilizare linie de credit pt. cogenerare și capital de lucru	172.419.128	-
Plăți leasing clădire	(11.750.979)	(10.655.952)
Dividende plătite	(278.796.407)	(20.584.244)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(142.366.828)	(55.218.483)

	2025	2024
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	62.111.053	152.198.943
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	671.557.851	519.358.908
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	733.668.904	671.557.851

DIRECTORAT,

Președinte

Ștefănița MUNTEANU

Membru	Membru	Membru	Membru
Victor MORARU	Cătălin-Constantin NADOLU	Vasile-Cosmin NICULA	Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară	Manager Departament Contabilitate
Ana-Iuliana DINU	Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Raport preliminar
Ianuarie – Decembrie 2025



	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	22
	Dezvoltare RET	28
	Evenimente semnificative	35
	Alte aspecte	48
	Anexe	55

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 decembrie 2025

Data raportului:	27 februarie 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:	5.497.735.650 lei (75,00 lei/acțiune la 30.12.2025)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare preliminare întocmite la data de 31.12.2025 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2024 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate preliminare neauditare la data și pentru perioada de 12 luni încheiată la 31 decembrie 2025 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, 18 februarie 2026

DIRECTORAT

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Victor
MORARU**

**Membru
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie 2025 vs 2024

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

5.576	mil lei	▼	-29%	Venituri operaționale
			y/y	
707	mil lei	▼	-24%	EBITDA
			y/y	
328	mil lei	▼	-44%	Profit net
			y/y	
51,73	TWh	▼	0,2%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,07%	*	▼	- 0,12	pp	CPT
			y/y		
42,61	TWh	▼	-1,8%		Energie transportată***
			y/y		

INVESTIȚII

590	mil lei	▼	-13%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
519	mil lei	▼	-20%	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 decembrie 2025 sunt preliminare

** Cantitatea tarifată este definită prin cantitatea de energie electrică extrasă din rețelele electrice de interes public (rețeaua de transport și rețelele de distribuție), mai puțin exporturile de energie electrică

*** Cantitatea transportată este definită prin cantitatea de energie vehiculată fizic în rețeaua de transport

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



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare preliminare la 31 decembrie 2025 este prezentată mai jos. Rezultatele financiare preliminare la 31.12.2025 nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora, pentru aceeași perioadă, este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere				
[mil RON]	2025	2024	Impact	Impact (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	51,73	51,82	(0,1)	(0,2%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	2.332	2.343	(11)	(0,5%)
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	2.273	2.087	186	9%
Tarif reglementat	1.854	1.619	235	15%
Alte venituri din PE*	81	185	(104)	(56%)
Interconexiune	337	282	55	20%
Alte venituri	59	256	(197)	(77%)
Costuri operaționale	(1.483)	(1.455)	(28)	(2%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(643)	(716)	73	10%
Cheltuieli cu personalul	(413)	(373)	(40)	(11%)
Reparații și mentenanță	(161)	(129)	(32)	(25%)
Alte costuri	(266)	(238)	(28)	(12%)
EBITDA	849	888	(38)	(4%)
Amortizare	(389)	(356)	(32)	(9%)
EBIT	460	531	(71)	(13%)
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	3.244	5.537	(2.292)	(41%)
V.Servicii de sistem	564	571	(7)	(1%)
V.Piața de echilibrare	2.680	4.966	(2.286)	(46%)
Costuri operaționale	(3.386)	(5.489)	2.103	38%
C.Servicii de sistem	(706)	(524)	(182)	(35%)
C.Piața de echilibrare	(2.680)	(4.966)	2.285	46%
EBIT	(142)	48	(189)	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	5.576	7.879	(2.303)	(29%)
Costuri operaționale	(4.869)	(6.944)	2.075	30%
EBITDA	707	935	(228)	(24%)
Amortizare	(389)	(356)	(32)	(9%)
EBIT	319	579	(260)	(45%)
Rezultat financiar	32	13	18	n/a
EBT	350	592	(242)	(41%)
Impozit pe profit	(22)	(6)	(16)	n/a
Profit net	328	586	(258)	(44%)

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

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

Situția separată a poziției financiare				
[mil RON]	2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.097	5.775	322	6%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	6	(4)	(64%)
Imobilizări necorporale	252	312	(60)	(19%)
Imobilizări financiare	88	86	2	2%
Total active imobilizate	6.439	6.179	260	4%
Active circulante				
Stocuri	45	47	(2)	(5%)
Creanțe	3.334	3.779	(444)	(12%)
Numerar și echivalente	734	672	62	9%
Total active circulante	4.119	4.497	(379)	(8%)
Total active	10.557	10.676	(119)	(1%)
Capitaluri proprii	5.906	5.815	91	2%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	769	537	231	43%
Împrumuturi pe termen lung	1	8	(6)	(81%)
Alte datorii pe termen lung	323	338	(15)	(4%)
Total datorii pe termen lung	1.093	883	210	24%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.307	3.862	(554)	(14%)
Împrumuturi pe termen scurt	179,4	24,3	155,1	638%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	2	7	(4)	(65%)
Alte datorii pe termen scurt	69	73	(5)	(6%)
Impozit pe profit de plată	-	12,6	(12,6)	n/a
Total datorii curente	3.558	3.978	(420)	(11%)
Total datorii	4.651	4.861	(210)	(4%)
Capitaluri proprii și datorii	10.557	10.676	(119)	(1%)

Situția separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	2025	2024	Δ	Δ (%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	730	813	(83)	(10%)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(526)	(606)	80	13%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(142)	(55)	(87)	n/a
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	62	152	(90)	(59%)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	672	519	152	29%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	734	672	62	9%

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie-decembrie 2025, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (51,73 TWh) a înregistrat o ușoară scădere de 0,2% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 (diferența între cele două perioade fiind de 0,1 TWh).

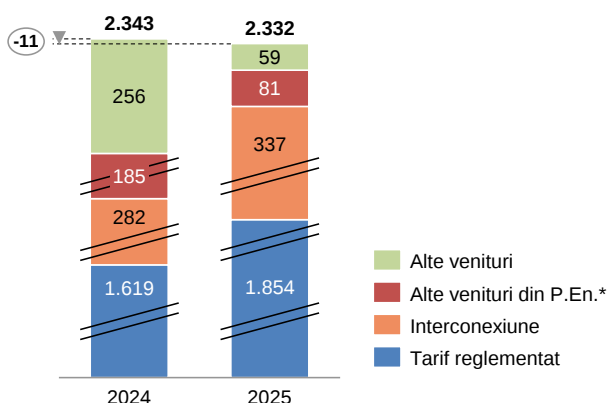
Segmentul profit permis



Venituri operaționale

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o scădere cu 0,5% a veniturilor (2.332 mil lei în anul 2025 față de 2.343 mil lei în anul 2024) pe fondul scăderii cu 50 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (-53 mil lei) și capitalizare CPT (-101 mil lei), în contextul creșterii cu 235 mil lei a veniturilor din tarif transport și cu 55 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune.

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 (2.273 mil lei în anul 2025 față de 2.087 mil lei în anul 2024) a fost influențată de creșterea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 235 mil. lei (+15%) față de aceeași perioadă a anului precedent, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,2%, respectiv cu 0,1 TWh.

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 282 mil lei în anul 2024 la 337 mil lei în anul 2025 (+20%).

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

creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitațiile pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicate - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt 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.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 *pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de*

interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

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

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC) au fost în anul 2025 în sumă de 23,9 mil lei, mai mici (-1,9 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024 când au fost 25,8 mil lei și provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova.

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

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat scădere în intervalul ianuarie-decembrie 2025 cu următoarele mențiuni:

- deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2,4 ori;
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024,
- în mod excepțional în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai.

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 anul 2025, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (45,8 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2024 (95,5 mil lei), respectiv cu suma de -50 mil lei.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața Intrazilnică** au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor crescute pe această piață față de 2024. Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața de Echilibrare** au fost semnificativ mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în anul 2025 a fost mai mic decât în anul precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din ajutoare de avarie

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 9,5 mil lei mai mici cu 53 mil lei), comparativ cu 62 mil lei venituri înregistrate în aceeași perioadă a anului 2024.

În anul 2025 au fost acordate ajutoare de avarie către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), 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 etc.

Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

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

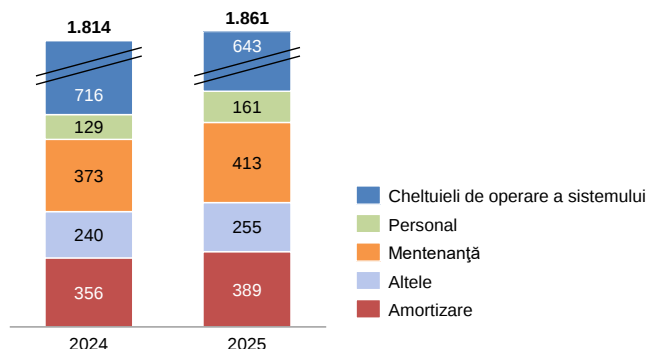
Astfel, în intervalul ianuarie-decembrie 2025 Compania a înregistrat venituri din capitalizarea CPT în sumă de 0,9 mil lei (față de 102 mil lei venit înregistrat în anul 2024), reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 3% (1.872 mil lei în anul 2025 față de 1.812 mil lei anul 2024), fiind influențate în principal de creșterea cheltuielilor cu mentenanța, a celor cu

personalul și altor costuri (în principal cheltuieli cu impozite și taxe +27 mil lei) .

Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



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

CPT: În intervalul ianuarie-decembrie 2025 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 541 mil lei, mai mici cu 11% (-68 mil lei) comparativ cu suma de 609 mil lei înregistrată în ianuarie-decembrie 2024, având în vedere o serie de aspecte, în principal:

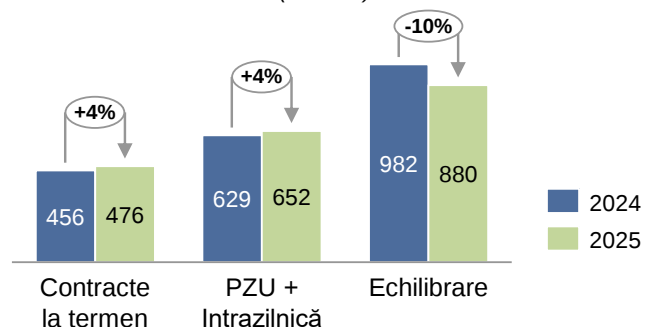
- datorită caracteristicilor sale, CPT în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- ca urmare a condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în anul 2025 a fost mai mică decât cea înregistrată în anul precedent;
- eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energie electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt;
- creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și astfel prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare față de prețul din anul anterior;
- Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața

pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână.

- Începând cu data de 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 2024. Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic față de anul anterior, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de anul 2024.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în anul 2025 a fost 561 lei/MWh, mai mare față de prețul din perioada similară a anului 2024, respectiv 541 lei/MWh.

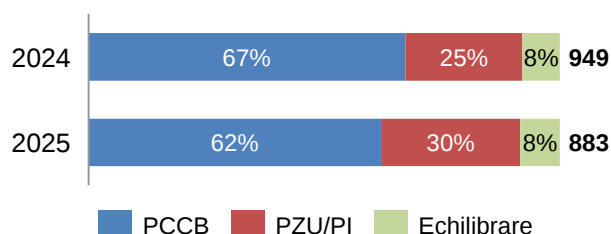
Prețuri medii de achiziție*
(lei/MWh)



*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 piețe
(cantități nete, GWh)



Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În perioada ianuarie-decembrie 2025 aceste cheltuieli au fost mai mici cu 2 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 7,3 mil lei în anul 2025 (38,5 mil lei) comparativ cu anul 2024 (45,8 mil lei).

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17,4 mil lei, mai mari cu 4,6 mil lei comparativ cu anul 2024 când acestea au fost în sumă de 12,8 mil lei.

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

Cheltuielile cu reparații și mentenanța au fost în sumă de 161 mil lei, mai mari cu 32 mil față de anul 2024.

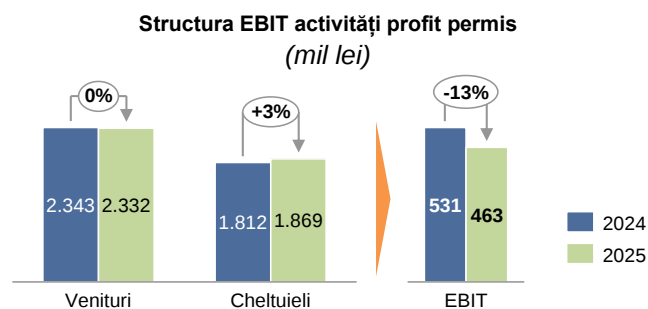
Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite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

Cheltuielile cu amortizarea prezintă o creștere cu 32 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+15 mil lei), calculată la valoarea justă a imobilizărilor corporale la 31 decembrie 2024, 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 91 mil lei și prezintă o creștere față de ianuarie-decembrie 2024 (+17 mil lei). Costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, s-au capitalizat trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Rezultat operațional-profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 460 mil lei în anul 2025, în scădere cu 71 mil lei față de rezultatul în sumă de 531 mil lei realizat în anul 2024, în contextul în care veniturile operaționale sunt diminuate cu suma de 11 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 60 mil lei.



Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** au înregistrat o scădere a **veniturilor** (-2.292 mil lei) de la 5.537 mil lei în anul 2024 la 3.244 mil lei în anul 2025, determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.286 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, a tarifului aprobat de ANRE comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul scăderii cantității cu 0,2%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o diminuare semnificativă a **costurilor** (-2.103 mil lei) determinată în principal de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

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

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

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;

- evoluția producției centralelor aflate în perioada de probă;
- 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 anul 2026 cele mai importante elemente care vor avea un impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

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

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o scădere în procent de 1% comparativ cu perioada similară a anului trecut (564 mil lei în anul 2025 față de 571 mil lei în anul 2024), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 0,2%.

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 perioada ianuarie-decembrie 2025, Compania a contractat energie reactivă de la a Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- Deciziei ANRE nr. 2281/2024, privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem

la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea,

- Hotărârilor Transelectrica prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Trebuie precizat faptul că, în concordanță cu tendința constatată pe piața de echilibrare, s-a manifestat o creștere accentuată a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere începând cu luna mai 2025.

Dacă în primele cinci luni ale anului prețurile medii au oscilat între 15 și 23 lei/hMW, în luna iunie 2025 s-a înregistrat o explozie a valorilor, cu o medie generală de peste 108 lei/hMW. Această creștere nu este justificată nici de modificări semnificative ale cererii sau ofertei, nici de factori tehnici obiectivi, ci reprezintă o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în anul 2025, a înregistrat o creștere (35%) comparativ cu aceeași perioadă din 2024.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și un trend de creștere al prețului de achiziție pentru RRfm la reducere de putere în perioada mai 2025 – august 2025. respectiv un trend de reducere abruptă a prețului de achiziție pentru RRfm la reducere de putere în perioada septembrie 2025 – decembrie 2025:

- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la creștere – 60,54 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 33,34 lei/hMW,
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la reducere – 62,76 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 23,05 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfm la creștere – 36,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 37,54 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfm la reducere – 32,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 137,11 lei/hMW.

Pentru anul 2026 estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de

sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea:

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

Rezultat operațional-zero profit

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat negativ în anul 2025 în sumă de 142 mil lei, comparativ cu anul 2024 când acesta înregistra un rezultat pozitiv în valoare de 48 mil lei.

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

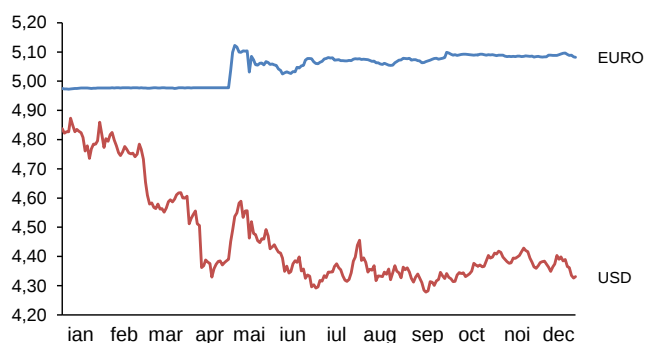
Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

II. Rezultat Financiar

Rezultatul financiar înregistrat în anul 2025 în valoare netă de 32 mil lei, comparativ cu rezultatul de 13 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat în principal de dividendele încasate de la filialele Opcom SA și Teletrans SA, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

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

Evoluția cursului de schimb valutar



III. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

Veniturile totale operaționale realizate în anul 2025 au înregistrat o scădere în procent de 29% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (5.576 mil lei în anul 2025 față de 7.879 mil lei în anul 2024), în contextul impactului semnificativ a reducerii veniturilor din activitățile zero-profit (piața de echilibrare), cât și a veniturilor conjuncturale (venituri din ajutoare de avarie, a veniturilor din capitalizare CPT).

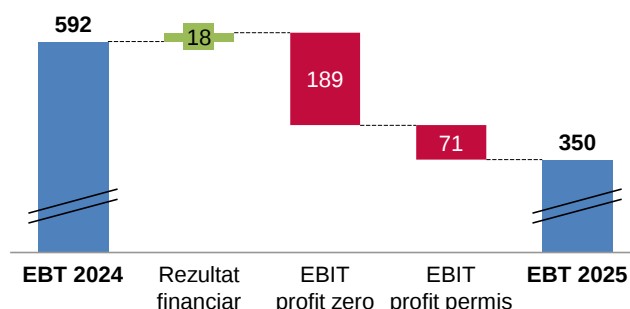
Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în pe parcursul anului 2025 au înregistrat o scădere de 21% comparativ cu perioada similară a anului anterior 5.258 mil lei în anul 2025 față de 7.301 mil lei în anul 2024 în contextul impactului semnificativ a reducerii cheltuielilor din activitățile zero-profit, concomitent cu creșterea cu 35% a cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare.

Rezultatul brut a înregistrat o diminuare în perioada analizată, de la 592 mil lei în perioada ianuarie - decembrie 2024 la 350 mil lei în perioada ianuarie - decembrie 2025. Precizăm faptul că în anul 2024 compania a înregistrat venituri conjuncturale de cca 95 mil lei, din litigiul câștigat cu ANAF, venituri ce nu se mai regăsesc în anul 2025.

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

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)



IV. Rezultat net

Rezultatul brut influențat cu impozitul pe profit în valoare de 22 mil lei în anul 2025 față de 6 mil lei în anul 2024, cât și datorită impactului activităților zero profit din perioada analizată, au condus la un **rezultat net preliminar** la sfârșitul anului 2025 în valoare de 328 mil lei, în scădere față de 586 mil lei în anul 2024.

POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în intervalul ianuarie-decembrie 2025 comparativ cu decembrie 2024, o creștere în sumă de 260 mil lei, determinată în principal de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale (+322 mil lei) concomitent cu diminuarea valorii nete a imobilizărilor necorporale (-60 mil lei).

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

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing. Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare contractul de închiriere valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 05.05.2025 a fost semnat Actul Adițional nr. 2 la contractul C232/2020, prelungind în aceleași condiții durata cu 6 luni până la 01.04.2026.

La data de 31 decembrie 2025, valoarea contabilă netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2,1 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2025 înregistrează un sold de 8,2 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- 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 primele anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de 36,8 mil lei, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica – 12,9 mil lei;
- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componenta achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11,5 mil lei;

- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5,9 mil lei;
- Program pentru calculul off-line al curenților de scurtcircuit, verificarea reglajelor protecțiilor, determinarea echivalenților de sistem și simularea scenariilor de defect în rețele electrice – 2,6 mil lei;
- Program off-line pentru realizarea modelelor individuale de rețea, calcul regim permanent, calcul capacitate transfrontalieră, modul de conversie format CGMES (conform cerințe ENTSO-E), în vederea programării și funcționării SEN pe diverse orizonturi de timp – 1,1 mil lei;
- Optimizarea funcționării LEA 400kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din Centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID)-componenta softwer – 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 este în sumă de 208 mil lei.

Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de 87,9 mil lei, este reprezentat, în principal:

- de acțiuni deținute de Companie, în valoare netă de 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;
- LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 0,2 mil lei.

Din luna martie 2025 Compania participă cu un aport de 25% la capitalul social al GECO 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.

De asemenea, în data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – Teletrans S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită (ambele societăți fiind filiale ale Companiei).

Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, filiala Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către filiala Formenerg.

În urma fuziunii celor 2 filiale, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la Teletrans au crescut cu 104, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

II. Active circulante

Activele circulante la 31 decembrie 2025 (4.119 mil lei) au înregistrat o scădere în procent de 8% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 (4.497 mil lei), datorată scăderii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 6% față de 31 decembrie 2024 (2.702 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 2.539 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 VI al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024) au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională

(1.884 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 1.899 mil lei la data de 31 decembrie 2024).

- *clienții – piața de echilibrare* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV din anul 2024 a determinat și scăderea cu 24% a soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (506 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 668 mil lei la data de 31 decembrie 2024).

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Hidroelectrica, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de 72.26% în total creanțe comerciale.

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o creștere în anul 2025 (+13 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 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care în principal:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, respectiv de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,4 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 2024 (suma de

8,6 mil lei) de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8,4 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizia ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 228 mil lei au înregistrat o scădere în procent de 1% (-3,3 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 și includ în principal:

- **debitori diverși** (104 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75 mil lei (din care suma de 25,85 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).
- Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (16,9 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), Electromontaj SA (5,9 mil lei), OPCOM (4,6 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), GE Digital Service Europe (1,1 mil lei), ISPE Proiectare și Consultanță (1,1 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 4,5 mil lei.
- sume primite cu caracter de subvenție în sumă de 31 mil lei aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 8,7 mil lei reprezentate în principal de CPT (5,7 mil lei), polițe asigurări (1,7 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (0,8 mil lei), servicii diverse (0,3) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 3,2 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 decembrie 2025 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 372,3 mil lei au scăzut semnificativ (-397 mil lei) față de decembrie 2024 când au fost în sumă de 770 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling și IDA -

"IntraDay Auction" (MAVIR – 303 mil lei, IBEX – 56,2 mil lei și JAO – 12,9 mil lei).

Startul cuplării de succes SDAC Single Day-ahead Coupling s-a efectuat în data de 28 octombrie 2021 și reprezintă rezultatul cooperării dintre Operatorii Desemnați ai Pieței de Energie Electrică (OPEED) și Operatorii de transport și sistem (OTS) din Bulgaria și România, respectiv IBEX EAD, OPCOM SA, ESO EAD și Transelectrica. Scopul SDAC este de a crea o piață de energie pan-europeană unică transfrontalieră pentru ziua următoare.

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

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

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

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

TVA de recuperat în sumă de 393 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada septembrie - decembrie 2025, din care până la data prezentului raport, Compania a încasat suma de 267 mil lei reprezentând taxa pe valoarea adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru perioada septembrie – noiembrie 2025.

Ajustările de depreciere existente în sold la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 198 mil lei. Cele mai mari la data de 31 decembrie 2025 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 (9,1 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 1.093 mil lei la data de 31 decembrie 2025 au înregistrat o creștere în procent de 24% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2024 care era în sumă de 883 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2025 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 (-6 mil lei), în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente. Valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat o creștere de la 24,3 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2024 la 179,4 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2025.

În intervalul ianuarie-decembrie 2025, **datoriile curente** au înregistrat o diminuare în procent de 11%, de la 3.978 mil lei la 31 decembrie 2024 la 3.558 mil lei la 31 decembrie 2025, 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 570 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.683 mil lei la 31 decembrie 2025 față de 2.253 mil lei la decembrie 2024.

Această dinamică a fost influențată în principal de:

- **scăderea soldului datoriilor aferente activității operaționale** cu 416 mil lei, influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, au fost puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrica SA, Electrica Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81%.

- **scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"** cu 189 mil lei a fost determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

- creșterea **datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)** cu 35 mil lei a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025 față de luna decembrie 2024.

- **furnizorii de imobilizări** au înregistrat o creștere în procent de 43%, (68 mil lei) datorită achizițiilor de imobilizări recepționate spre finalul anului, cu termen de plată în anul 2026,
- **furnizori alte activități** au scăzut cu un procent de 18% (-14 mil lei), scădere reprezentată în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.
- **"alte datorii"** au scăzut cu 4% (- 49 mil lei), de la soldul de 1.372 mil lei în 31 decembrie 2024 la 1.323 mil lei în 31 decembrie 2025.

Structura "**alte datorii**" se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 235 mil lei (au scăzut cu 150 mil lei față de 31 decembrie 2024) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (205 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (26,2 mil lei), redevență trim IV 2025 (1,9 mil lei), garanții și altele (1,2 mil lei),
- **clienți creditori** la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 672 mil lei (au scăzut cu 163 mil lei față de 31 decembrie 2024) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 667 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 (412 mil lei), IBEX (152 mil lei), MAVIR (68 mil lei), OPCOM (36 mil lei) și JAO (1 mil lei)
- **dividendele cuvenite acționarilor Companiei** și neplătite la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 0,6 mil lei, se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 2,3 mil lei,
- **alte datorii pe termen scurt** în sumă de 412,8 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 373 mil lei.

III. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o diminuare, determinată în principal de variația următoarelor elemente:

- înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 328 mil lei,

- înregistrarea distribuirii profitului aferent anului 2024 ca dividende ce au fost alocate acționarilor în anul 2025 în sumă de 279 mil lei.

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul anului 2025 sunt în valoare de 5.906 mil lei față de 5.815 mil lei la 31 decembrie 2024.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

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

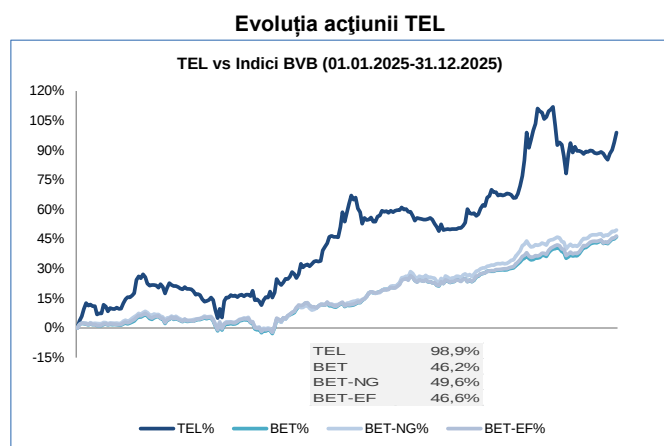
Anul 2025 a debutat cu un preț de tranzacționare de 37,70 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 79,90 lei/acțiune înregistrat în data de 13 noiembrie 2025 ce a generat acționarilor un randament maxim de aproximativ 112% YTD.

Prețul final al perioadei a fost 75,00 lei și a adus acțiunilor TEL o capitalizare bursieră de 5.498 mil lei.

Variația randamentului acțiunilor TEL față de BET, BET-NG și BET-EF a oscilat în cadrul perioadei analizate și a înregistrat în data de 4 noiembrie 2025, evoluție pozitivă cu o creștere de 76 p.p. față de BET, 69 p.p. față de BET-NG și 75 p.p. față de BET-EF.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe parcursul anului 2025 pe piața de capital din România a înregistrat 47.035 tranzacții cu un număr mediu de 191 tranzacții/zi și 5.298.024 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 297.247 mii lei.

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

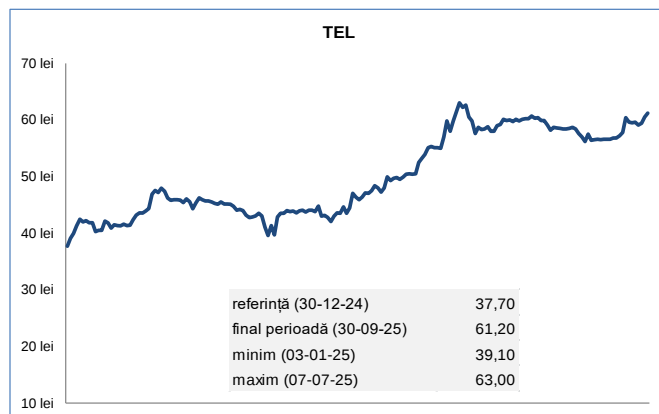


Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-NG | BET-EF | BET-BK. Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

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

Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 12.12.2025, acțiunile TEL dețin o pondere de 2,12% în indicele BET, 3,60% în indicele BET-NG și 2,68% în indicele BET-EF.

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



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

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

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

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

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

Principalele riscuri identificate și analiza lor specifică pentru perioada ianuarie – decembrie 2025 sunt prezentate în continuare:

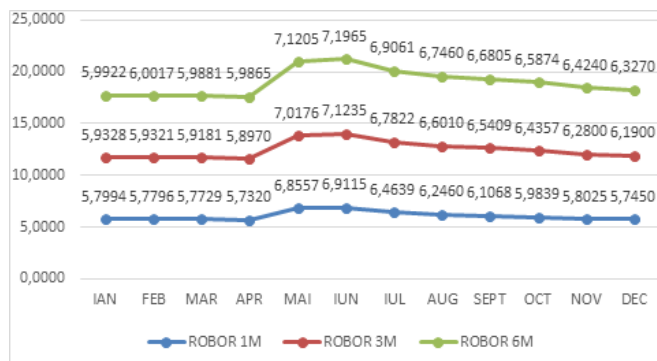
➤ fluctuația ratei dobânzii

În vederea limitării impactului fluctuației ratei dobânzii asupra lichidității Companiei, au fost contractate credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii, iar creditele pe termen scurt beneficiază de cele mai avantajoase rate negociate, predominant variabile.

Ca măsură de prevenire, Compania monitorizează permanent indicatorii macroeconomici și renegociere pentru dobânzi avantajoase în contractele pe termen scurt iar acest risc nu s-a materializat în perioada analizată.

Ratele de dobândă de pe piața monetară națională au cunoscut în ultimele 12 luni un trend descendent, pe fondul excedentului de lichiditate din sistemul bancar, coroborat cu cererea mai scăzută de credite și a condițiilor mai restrictive asociate ofertei de credite.

Graficul prezintă evoluția ROBOR în perioada Ianuarie - Decembrie 2025.



➤ variația cursului 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.

Nivelul veniturilor și cheltuielilor din diferențele de curs valutar realizate în anul 2025 a fost influențat în mod preponderent de volumul tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor, corelat cu evoluția ratelor de schimb valutar ale monedei naționale față de moneda euro. Această dinamică a generat atât creșteri ale veniturilor, datorate în special performanțelor pe piața de alocare capacitate și pe segmentul de interconectare, cât și majorări ale cheltuielilor aferente diferențelor de curs valutar.

De asemenea riscul valutar în anul 2025 a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale.

Deși BNR a asigurat menținerea unui curs stabil, leul a resimțit presiuni de depreciere față de euro,

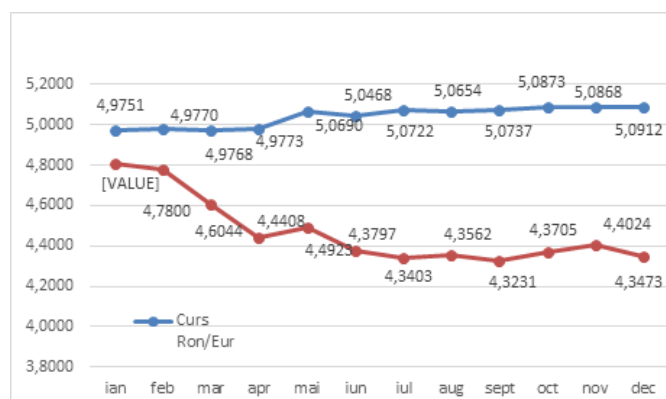
determinate de nivelul ridicat al deficitului de cont curent și de cererea crescută de valută.

Riscul valutar pentru Companie poate apărea la plata finanțării pe termen lung acordate de către BEI în valută EUR.

Pe parcursul anului 2025 cursul EUR a fost unul stabil și liniar ce a oscilat în intervalul 4,9751 – 5,0912 lei.

În anul 2025, rapoartele indică diferențe din cursul valutar care au influențat cheltuielile, dar fără efecte semnificative raportate ca pierderi majore.

Graficul prezintă evoluția cursului EURO/USD în perioada Ianuarie - Decembrie 2025.



➤ 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 (covenanți), încălcarea acestor clauze putând atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a facilităților de finanțare.

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

În anul 2025, Compania a respectat prevederile (covenanții) stipulate în acordurile de finanțare existente, menținând un nivel foarte scăzut al ratei de îndatorare și asigurând conformitatea cu termenele și condițiile convenite.

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

➤ **riscul de preț**

Având în vedere statutul de monopol natural reglementat, riscul de preț asociat cadrului de reglementare este un factor important care poate afecta activitatea Companiei, cu impact negativ asupra rezultatelor operaționale, situației financiare și perspectivelor Companiei.

Riscul de preț are o componentă structurală, respectiv modalitatea de stabilire a tarifului (capacitatea de recuperare integrală și promptă a costurilor) și o componentă referitoare la transparența actului de reglementare și istoricul deciziilor de stabilire a tarifelor.

În ultimii ani s-a observat o îmbunătățire atât a capacității de recuperare a costurilor cât și a transparenței actului de reglementare (modul de calcul al tarifelor reglementate și comunicarea dintre Companie și Reglementator). Totuși, existența unui istoric mai vechi marcat de condiții de reglementare nefavorabile și de un grad insuficient de transparență în modul de stabilire a tarifelor menține acest risc de reglementare.

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

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.

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

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

O măsură de gestionare a acestui risc este reprezentată de colaborarea cu ANRE pentru a ajusta

periodic tarifele de transport al energiei electrice, având în vedere fluctuațiile pieței de energie, astfel încât să reflecte costurile de operare și investițiile necesare. Investițiile în tehnologie și în managementul avansat al energiei, pot determina o flexibilitate a Companiei în fața fluctuațiilor pieței de energie.

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

Conform Ordinului Ministrului Energiei nr. 60 din 26 august 2025, valabil începând cu 1 septembrie 2025, ANRE a aprobat creșterea tarifelor pentru serviciile de sistem de la aproximativ 7,04 lei/MWh la circa 12,79 lei/MWh. Această ajustare are un caracter dual: pe de o parte, generează venituri suplimentare pentru companie; pe de altă parte, dacă costurile de achiziție a serviciilor sau compensărilor cresc sau dacă reglementările impun plăți retroactive ori corecții, pot surveni presiuni financiare adiționale.

➤ **riscul de contrapartidă**

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

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

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

În relațiile contractuale derulate în anul 2025, Compania a monitorizat cu atenție riscul de contrapartidă.

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.

➤ **riscul macroeconomic - deficitul bugetar**

Inflația ridicată din România și politica monetară restrictivă au influențat major costurile cu dobânzile și costurile operaționale suportate de Companie.

Conform celor mai recente previziuni de la Comisia Europeană și observatorii economici, deficitul bugetar al României pentru anul 2025 este estimat la

aproximativ 7% din PIB. Conform datelor Eurostat, în decembrie 2025 inflația a fost de aproximativ 8,6%.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

➤ **riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale**

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

Lichiditatea Companiei ar putea fi afectată de penalizări cauzate de neconformități semnalate în cadrul activităților de control periodic din partea organelor abilitate (ANAF, CCR, MFP etc).

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

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

În 2025 nu au fost raportate cazuri de neîndeplinire gravă a condițiilor legale care să afecteze funcționarea companiei.

- **riscul de lichiditate** – acesta reprezintă riscul potrivit căruia Compania poate să întâmpine dificultăți în îndeplinirea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate în numerar sau prin transferul altui activ financiar. Prevederile din acordurile de finanțare ale Companiei pot limita flexibilitatea financiară și operațională a acesteia

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.

Scrisorile de garanție bancară, negocierea termenelor de plată cu furnizorii pentru a echilibra fluxurile de numerar, planificarea eficientă a investițiilor pentru a evita suprasolicitarea resurselor financiare și accesarea unor linii de credit flexibile pe termen scurt sunt strategii de gestionare a riscului de lichiditate pe care Compania le aplică.

Riscul de lichiditate este diminuat de introducerea în mixul de finanțare a Companiei a instrumentelor negarantate (împrumuturile negarantate oferite de instituțiile financiare internaționale), care reduc semnificativ dependența de limitările și constrângerile mediului bancar și nevoia de garantare a creditelor comerciale.

O altă componentă a riscului de lichiditate este reprezentată de costul de oportunitate al investițiilor financiare pentru excesul de lichidități pe care Compania îl poate avea la un moment dat.

În această privință, managementul Companiei a fost preocupat în permanență ca excesul de lichiditate să fie totuși investit în instrumente cu risc scăzut, dar cu randamente satisfăcătoare.

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

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

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

Acest risc reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere o posibilă nevoie de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții din cadrul Planului de Dezvoltare RET 2024-2033.

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

În evaluare, ratingul Companiei este situat la nivelul ratingului suveran (Baa3 negativ), recunoscându-se performanța financiară îmbunătățită și rezultatele operaționale solide ale Companiei.

Schimbarea perspectivei de la stabilă la negativă reflectă legăturile existente între Transelectrica și acționarul său majoritar, Guvernul României, care deține 58,7% din companie, precum și expunerea companiei la presiunile asociate unei deteriorări a calității creditului suveran. În mod particular, aceasta reflectă faptul că orice retrogradare a ratingului Guvernului României ar anula îmbunătățirea actuală cu o treaptă („one notch uplift”) a ratingului final Baa3 al Transelectrica.

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.

Rating-ul de credit al Companiei acordat în data de 18 Martie 2025 a rămas neschimbat pe toată perioada analizată.

➤ **riscul investițional**

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

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

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

Datorită gestionării proactive a riscurilor asociate investițiilor în active și a performanței filialelor, potențialul impact negativ a fost eficient mitigat pe parcursul perioadei ianuarie - septembrie 2025 contribuind la stabilitatea și dezvoltarea durabilă a Companiei.

➤ **riscuri tehnice și operaționale**

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

În perioada analizată s-a constatat menținerea expunerii la risc la nivel similar cu anul anterior.

Evenimentele meteorologice severe au avut un impact semnificativ asupra infrastructurii: la 7 iulie 2025, în stația de transformare Cluj Napoca, un stâlp al Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV Gădălin-Roșiori - nr. 171 - a fost doborât din cauza fenomenelor meteo extreme, iar la 8 iulie 2025, în stația de transformare Timișoara, 13 stâlpi ai LEA 220 kV Reșița-Timișoara - nr. 187-195, 209-2012 - au căzut, provocând întreruperi semnificative.

Consecințele acestor evenimente includ întreruperi în alimentarea cu energie electrică, costuri importante de remediere, penalizări și compensații, precum și o creștere a cheltuielilor operaționale pentru întreținerea infrastructurii afectate. Pe termen mediu și lung, este de așteptat o creștere a costurilor pentru reparații, întreținere preventivă și posibile pierderi de venituri cauzate de perioadele de întrerupere a transportului de energie și scăderea ajutoarelor de compensare a pierderilor tehnice (CPT).

În plus, la data de 23 septembrie 2025, Transelectrica a finalizat fuziunea prin absorbție dintre filialele TELETRANS și Formenerg, un pas important care aduce potențialul de eficientizare operațională, consolidare de resurse și reducere a costurilor, însă care implică și costuri de integrare, ajustări contabile și posibile provocări legate de alinierea proceselor și infrastructurii.

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

➤ **Riscul de neîncasare a garanțiilor în cadrul proiectelor de investiții** se materializează

prin neîncasarea sumelor de bani ca urmare a executării instrumentelor de garantare care au stat la baza garantării avansurilor permise de către executanți în cadrul proiectelor de investiții.

La nivelul Companiei, strategia adoptată constă în solicitarea de daune interese de la executant și acționarea în instanță a societății care a emis instrumentul de garantare și care nu a procedat la restituirea către Companie a sumei solicitate prin executarea instrumentului de garantare.

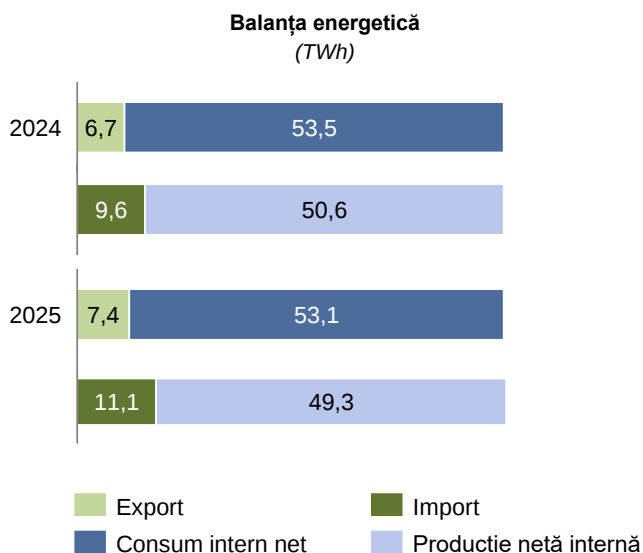


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice (valori preliminare), în perioada ianuarie – decembrie 2025 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024, se observă o scădere în procent de 0,8% a consumului intern net¹ și o scădere cu 2% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în anul 2025 o creștere de 11% față de aceeași perioadă din anul 2024, iar cele de import o creștere în procent de 16% față de aceeași perioadă a anului trecut.



Scăderi ale consumului au fost înregistrate în lunile ianuarie, martie, iunie, iulie, august, noiembrie și decembrie, în restul anului fiind înregistrate ușoare creșteri ale acestuia, cu excepția lunii februarie, care a avut o creștere de 6,12%.

În ceea ce privește scăderile de consum din lunile iulie – august, acestea au avut un trend descrescător tot mai pronunțat de la o lună la alta, pe măsura creșterii duratei intervalului zilnic al radiației solare, cu alte cuvinte, o dată cu creșterea producției de energie la nivelul prosumatorilor (cantitate care nu este măsurată), se înregistrează o scădere a consumului măsurat la nivel național.

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

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

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - decembrie 2025 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024, s-a înregistrat o scădere pe componentele din surse Termo în procent de 2% și Hidro în procent de 14%. Creștere au înregistrat componentele Regenerabile și Nuclear în procent de 3% respectiv 1%.

La sfârșitul intervalului anului 2025 producția din baterii a cumulat valoarea de 184,66 GWh, în timp ce valoarea înregistrată pentru prosumatori a fost de 1.685 GWh.

În anul 2025 mixul energetic a prezentat un profil predominant cu emisii reduse de carbon, în care aproximativ 66% a provenit din surse de energie curată.

Astfel, energia nucleară a contribuit cu 21%, în timp ce energia hidroelectrică a reprezentat aproape un sfert din total energie produsă (24%). De asemenea, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele eoliene și fotovoltaice, din acest tip de energie aprox. 12% a fost generat de energie eoliană, în timp ce energia fotovoltaică a reprezentat 5%, diferența până la 66% fiind acoperită din energie generată la prosumatori și facilități de stocare.

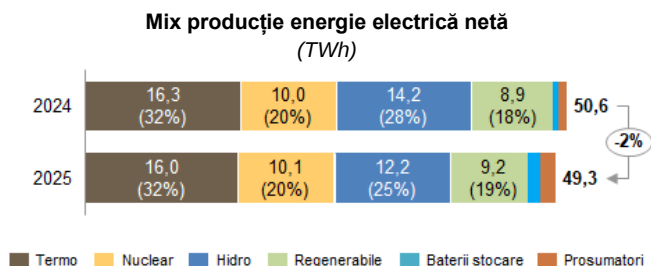
Aproximativ 34% din total producție a fost reprezentată de combustibilii clasici fosili, din care 14% reprezintă cărbune, iar 20% hidrocarburi.

În ceea ce privește energia netă produsă pentru lunile noiembrie și decembrie 2025, aceasta nu include cantitățile de energie introduse în rețea de către prosumatori.

Pentru luna decembrie 2025 valorile pentru energiile termo și hidro sunt provizorii.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – decembrie 2025 se observă că cea mai mare pondere, 32%, este reprezentată de componenta Termo urmată de

componenta Hidro 25%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 19% respectiv 20%.

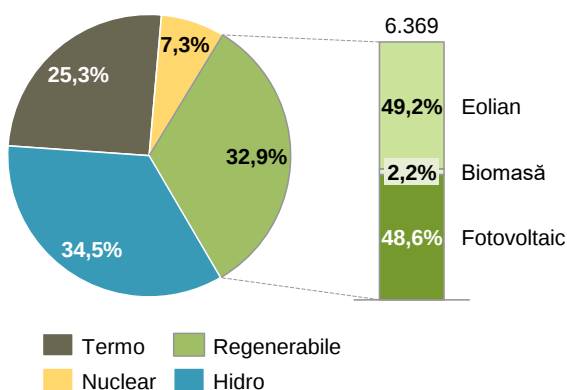


PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

Puterea instalată în centralele pe surse termo a înregistrat o scădere cu aproximativ 11%, de la 5.476 MW instalați la 01 ianuarie 2025, la 4.897 MW instalați la 01 ianuarie 2026.

La data de 01 ianuarie 2026, puterea brută instalată în SEN totaliza 19.368 MW, cu următoarea

Putere instalată 2025 (19.368 MW. valoare brută)

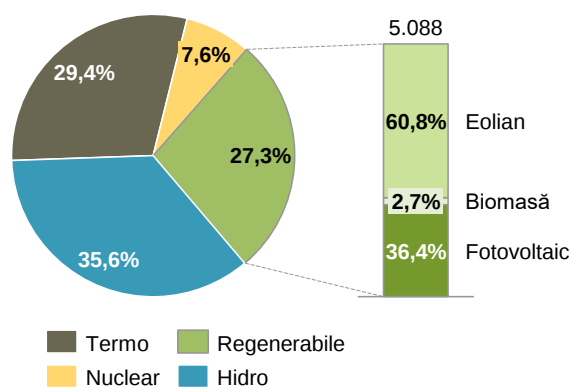


structură pe surse primare de energie: cărbune – 2.095 MW (1.666 MW net), hidrocarburi – 2.802 MW (2.285 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.688 MW (6.365 MW net), eolian – 3.136 MW (3.076 MW net), fotovoltaic – 3.094 MW (2.991 MW net), biomasă – 139 MW (128 MW net).

În ceea ce privește puterea instalată în instalațiile de stocare, la data de 01.01.2026 aceasta totaliza 494 MW (co o capacitate de stocare de 913,68 MWh), iar puterea instalată la prosumatori însuma 3.352 MW (la data de 01.12.2025).

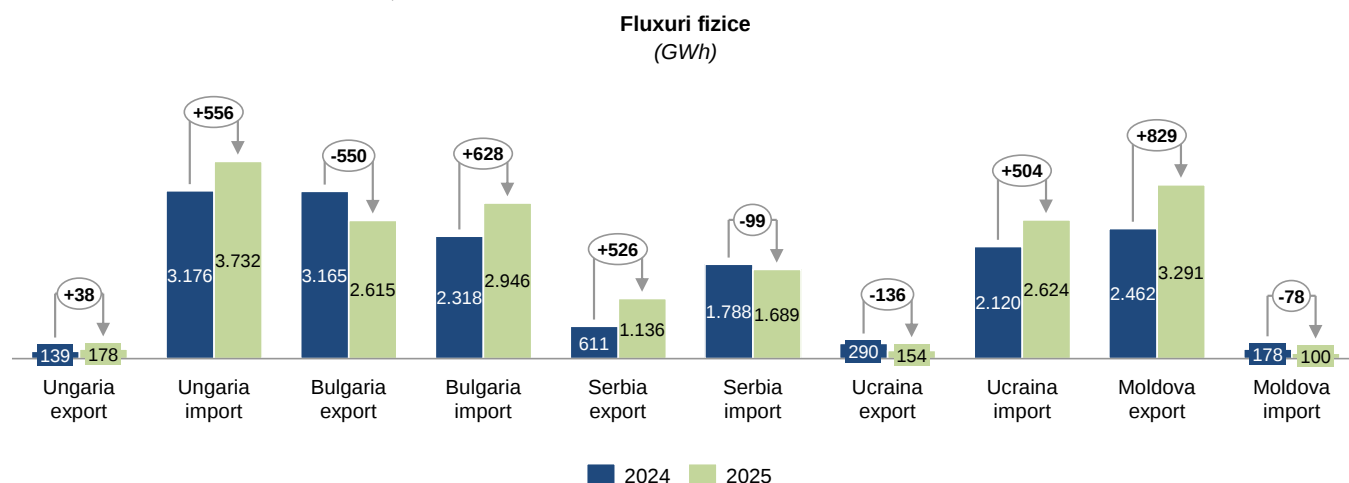
Cu mențiunea că pentru luna decembrie 2025 valorile sunt provizorii, puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - decembrie 2025 comparativ cu ianuarie-decembrie 2024, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată 2024 (18.610 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 (an 2025: 11,1 TWh, an 2024: 9,6 TWh) / export (an 2025: 7,4 TWh, an 2024: 6,7 TWh) pe liniile de interconexiune în

intervalul ianuarie – decembrie 2025 față de ianuarie - decembrie 2024 se prezintă astfel:

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - decembrie 2024, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-17% -550 GWh), și Ucraina (-47% -136 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+86% +526 GWh), Ungaria (+28% +38 GWh) și Moldova (+34% +829 GWh).

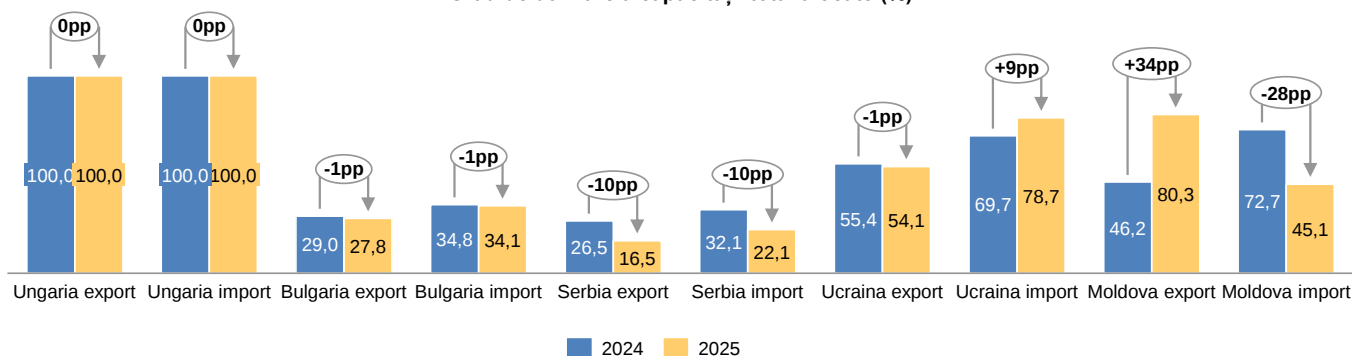
Față de anul 2024, s-a înregistrat o creștere de 31% a schimburilor comerciale de import și de 33% a schimburilor comerciale de export, respectiv o scădere de 27% a energiei tranzitate, pe fondul unui consum intern de energie electrică la nivelul SEN mai redus față de perioada similară de anul trecut și în condițiile variațiilor de hidraulicitate din această perioadă (comparativ cu anul trecut, s-au înregistrat valori mult

mai scăzute în luna iulie 2025 și în a doua jumătate a lunii septembrie și mai mari în cursul lunii august 2025).

Schimburi 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 graniță și direcție, reprezintă raportul exprimat procentual dintre energia aferentă schimburilor

comerciale realizate (notificate) la nivelul unei luni și energia corespunzătoare drepturilor totale de capacitate.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – decembrie 2025, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

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

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

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

condițiile creșterii cu 119,2% (621,1 GWh) a energiei primite din import.

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

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

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

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

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,24% în 2024 la 2,31% în 2025.

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

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

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,44% în 2024 la 2,37% în 2025. Energia intrată în contur crescut cu 3,7% în luna aprilie 2025 (116,7 GWh) față de perioada similară din 2024, ca

urmare a creșterii cu 38% (256,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 9,9% (29,3 GWh) a energiei primite din RED și cu 5,1% (110,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

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

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

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

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,21% în 2024 la 1,88% în 2025. Energia intrată în contur scăzut cu 11,26% în luna iunie 2025 (375,8 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 20,54% (481,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 7,64% (59,1 GWh) a energiei primite din import și cu 21,41% (46,6 GWh) a energiei primite din RED.

În luna iulie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna iulie 2024 cu 9,5%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Republica Moldova, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 1,92% în 2024 la 1,84% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 5,34% în luna iulie 2025 (203,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca

urmare a scăderii cu 11,35% (305,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 8,51% (83,5 GWh) a energiei primite din import și cu 12,85% (18,5 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații ușor mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

În luna august 2025 CPT-ul a crescut față de luna august 2024 cu 3,96%, ca urmare a structurii de producție mai defavorabile și a fluxurile fizice de import/export mai dezavantajoase pe linia de interconexiune cu Ucraina, conducând la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,71% în 2024 la 1,89% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 6,35% în luna august 2025 (225,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 6,52% (164,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 11,09% (101,8 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii 33,25% (40,2 GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteorologice au fost similare din punct de vedere al precipitațiilor.

În luna septembrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna septembrie 2024 cu 6,87%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ungaria, Ucraina și Serbia, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,05% în 2024 la 2,00% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 4,47% în luna septembrie 2025 (155,2 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 8,71% (222,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 7,79% (13,9 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 11,01% (81,4 GWh) a energiei primite din import.

În luna octombrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna octombrie 2024 cu 19,8%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Bulgaria, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,50% în 2024 la 1,96% în 2025.

Energia intrată în contur a crescut cu 2,17% în luna octombrie 2025 (79,4 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 1,70% (44,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 19,67% (40,4 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile scăderii cu 0,66% (5,5 GWh) a energiei primite din import.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mult mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

În luna noiembrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna noiembrie 2024 cu 1,03%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe granițele cu Bulgaria, Serbia și Republica Moldova și defavorabile pe granițele cu Ungaria și Ucraina.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,21% în 2024 la 2,20% în 2025.

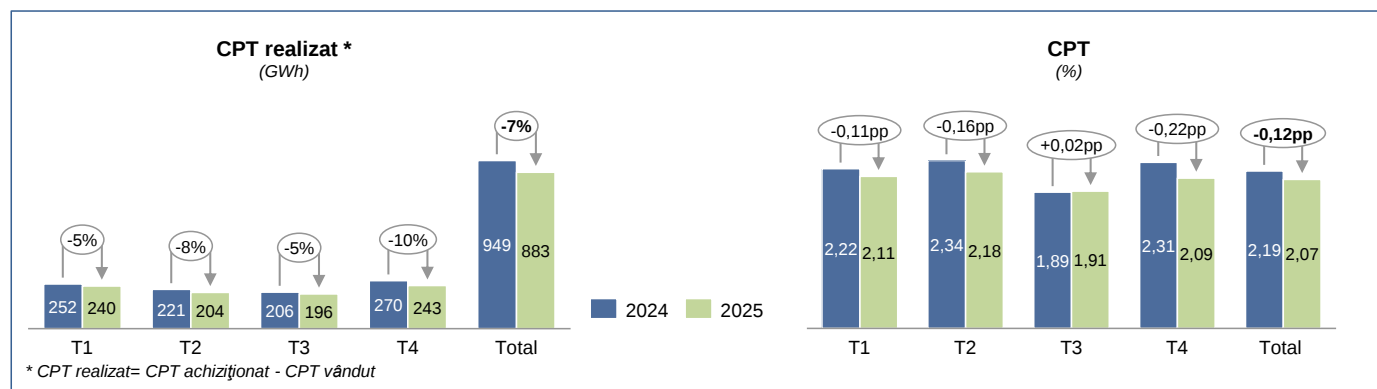
Energia intrată în contur a scăzut cu 0,41% în luna noiembrie 2025 (15,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 20,48% (227,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 5,49% (142,1 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 39,75% (69,2 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

În luna decembrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna decembrie 2024 cu 9,29%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe granițele cu Bulgaria, Serbia și Republica Moldova și defavorabile pe granițele cu Ungaria și Ucraina.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,23% în 2024 la 2,11% în 2025.

Energia intrată în contur a scăzut cu 3,8% în luna decembrie 2025 (157,6 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 27,28% (346,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 5,28% (140,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 20,93% (48,1 GWh) a energiei primite din RED.



Concluzii

Pe ansamblul trimestrului I din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 4,7% comparativ cu perioada similară din 2024, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova și a condițiilor meteorologice mai favorabile din primele două luni, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au scăzut de la 2,22% la 2,11%.

Pe ansamblul semestrului I din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 6,1% comparativ cu perioada similară din anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în RET în luna iunie, dar în principal ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, în mod deosebit a celor de pe granițele cu Ucraina și Ungaria și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie și iunie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

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

Pe ansamblul trimestrului III din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 4,6% comparativ cu perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din luna septembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 1,89% la 1,91%, în condițiile în care energia intrată în RET în trimestrul III al anului 2025 a fost cu 5,39% sub cu cea din anul anterior.

Pe ansamblul trimestrului IV din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 10,2% comparativ cu perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din luna decembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,31% la 2,09%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 0,8 % sub cu cea din trimestrul IV al anului 2024.

Pe ansamblul anului 2025, cu mențiunea că valorile aferente lunii decembrie sunt preliminare, CPT-ul în RET a scăzut cu 6,9% comparativ cu anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie, iunie septembrie și decembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au scăzut de la 2,19% la 2,07%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 1,8% sub cu cea din anul anterior.



Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Creșterea valorii totale a imobilizărilor corporale la data de 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în ianuarie-decembrie 2025 este de 519 mil lei (653 mil lei în aceeași perioadă a anului 2024) în scădere cu 134 mil lei.

În anul 2025, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176,8 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82,8 mil lei;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului

București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70,4 mil lei;

- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26,6 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) – 20,6 mil lei;
- Relocare/protecții rețea înaltă tensiune 400 kV-LEA 400 kV s.c. Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c. Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București-km 0+000, km 100+900, Lotul 3, Sector 1, km 85+300, km 100+765-Centura Sud, Sector 2, km:0+00 – 15,3 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele – 14,8 mil lei;
- Servicii de proiectare necesare pentru racordarea la RET a locului de producere Centala Electrică Fotovoltaică Călugăreni 2, cu putere aprobată de evacuare de 121,298 MW și putere instalată de 123,55 MW, localitatea Călugăreni, jud. Giurgiu – 8,2 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în anul 2025 sunt în sumă de 590 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 când achizițiile au fost în sumă de 674 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 decembrie 2025, în sumă de 1.066,8 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318,6 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 166,6 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.429.496;

- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49,5 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 44,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28,4 mil lei;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22,9 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 16,8 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II,

- LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 16,2 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 15,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 15,3 mil lei;

- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13,1 mil lei;
- Relocare LOT 1 (intersecțiile 1-5) Focșani-Bacău – 12,1 mil lei;
- Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 10,3 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Constanța Nord-Medgidia Sud – 9,1 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Cheltuielile pentru investiții la 31 decembrie 2025 pe principalele capite din programul anual de investiții se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Programat *	Realizat (mil lei)	
		(mil lei)	12L 2025	12L 2024
	Total general (A+B)	715,89	691,05	665,70
A	Cheltuieli proprii Companiei	613,00	594,22	619,06
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	102,89	96,82	46,64

(*) PAI 2025 rev. A6

Gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 decembrie 2025 este de 104,91% față de PAI 2025 aprobat AGA și 96,5% față de PAI 2025 Revizia A6 la Total General și de 96,94% la categoria Cheltuieli proprii Companiei (în condițiile în care valoarea aprobată pentru cheltuieli de investiții proprii Companiei a rămas nemodificată în PAI Revizia A6 față de PAI aprobat AGA).

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 538 mil lei și reprezintă 90,6% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2025.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 97 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pentru anul 2025 a fost revizuit de șase ori până la 31.12.2025.

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

În ceea ce privește capacitatea RET de a integra noi unități de producție din surse regenerabile, trebuie menționat potențialul eolian și solar al regiunilor Dobrogea (sud-estul țării) și Banat (sud-vestul țării).

Aceste regiuni, deja congestionate, nu mai permit integrări de noi capacități, însă luând în considerare investițiile în curs de realizare precum și cele planificate doar pentru aceste două regiuni, până în 2027, vor fi aproximativ 5.000 de MW suplimentari disponibili.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în 2025 sunt:

- Construirea unei noi linii electrice aeriene (LEA) de 400 kV simplu circuit (S.C.) Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 688,35 mil lei,
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Anina – Reșița – Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (etapa III) – 185,21 mil lei,
- Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și retnologizarea stației 110 kV Teleajen – 161,95 mil lei.

FONDURI EUROPENE

Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București

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

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

Proiectul se derulează pe o perioadă de 3 ani (termen maxim de implementare: până la data de 30 iunie 2026). Începând cu luna noiembrie 2023 și până în prezent, în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. se organizează stagii de practică pentru un număr de 5 elevi înscriși în învățământul dual la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei”.

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



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

În luna mai 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, în cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București. Pentru acest program de masterat, tot în luna mai a avut loc

prima sesiune de admitere, iar din comisia de admitere a făcut parte și un reprezentant al Companiei.

În luna iulie 2025 a avut loc a doua sesiune de admitere la programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, din comisia de admitere făcând parte și un reprezentant al Companiei.

În luna august 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de licență dual “Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile”.

În perioada octombrie-decembrie 2025, au fost încheiate 35 de contracte individuale de studii și pregătire practică cu studenți de la Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București, astfel: 20 de contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru programul de licență „Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile” și 15 contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru programul de masterat „Sisteme de energie regenerabilă”.

Studenții de la programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă” au efectuat în lunile noiembrie-decembrie 2025 cinci săptămâni de practică în cadrul DEN și la Sucursala București.

A fost încheiat Actul Adițional nr. 3 la Contractul de parteneriat pentru constituirea consorțiului pentru învățământ dual integrat Centrul de expertiză în regiunea București-Ilfov, prin care au fost integrați în Consorțiu noi parteneri.

Fondul de Modernizare

În prezent sunt în derulare 11 Contracte de finanțare:

1. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Medgidia Sud-Constanța Nord, echipată cu un singur circuit;
2. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN;
3. Etapa II “Axul Banat”, Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, Retehnologizarea stației 110 /220 kV Timișoara și trecerea la 400 kV;
4. Etapa III “Axul Banat”, Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV Timișoara/Săcălaz – Arad, Retehnologizarea stației de 110kV Arad și trecerea la 400kV și construirea noii stații Săcălaz de 400 kV;
5. Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-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-decembrie 2025, pentru proiectele 1-11, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres pentru semestrul I al 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-decembrie 2025 au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare, în valoare totală de 86.559.560,25 lei.

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

În ceea ce privește Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”, finanțat prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 8 - *Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale, Obiectivul specific 8.1 – Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile, în anul 2025 au fost depuse 2 (două) cereri de rambursare cu o valoare totală rambursată de 34.442.727,08 lei către Autoritatea de Management – POIM.*

Prin semnarea Contractului de finanțare nr. 146 din 12 decembrie 2024, proiectul Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit Gutinaș-Smârdan a intrat în Etapa a II-a de implementare începând cu 1 ianuarie 2025. Această fază este finanțată din Programul de

Dezvoltare Durabilă 2021-2027 (cod MySMIS2021+: 326878), beneficiind de o alocație nerambursabilă de 100.339.057,89 lei din Fondul de Coeziune. Etapa inițială, finalizată la 31 decembrie 2024, a fost susținută prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (cod MySMIS2014+: 129245), cu o finanțare de 138.136.986,79 lei din Fondul European de Dezvoltare Regională.

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

A fost inițiată implementarea Hotărârii de Guvern nr.174/2025 din 27 februarie 2025, care aprobă scoaterea definitivă din fondul forestier național a 0,1941 ha și ocuparea temporară a 32,6358 ha pentru realizarea LEA 400 kV d.c. Gutinaș–Smârdan, 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 luna decembrie 2025 au fost desfășurate două misiuni de verificare de către reprezentanții Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene, având ca obiect activitățile și cheltuielile angajate în perioada 29.12.2023–31.10.2024, solicitate la rambursare prin Cererile de rambursare nr. 1 și nr. 2, încasate integral pe parcursul anului 2025, după cum urmează:

- *În perioada 10–11.12.2025, a fost efectuată misiunea de verificare tehnică la fața locului, desfășurată atât la sediul societății, cât și pe amplasamentul lucrărilor, prin care au fost confirmate realitatea, eligibilitatea și conformitatea cheltuielilor declarate, precum și respectarea contractului de lucrări și a cerințelor procedurale aplicabile.*
- *În perioada noiembrie–decembrie 2025, a fost realizată misiunea de verificare la distanță a evidenței contabile aferente proiectului, care a confirmat existența unui sistem de contabilitate separat, corecta înregistrare a cheltuielilor aferente cererilor de rambursare și respectarea legislației în vigoare în domeniul contabilității.*

Planul REPowerEU

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

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

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

- *Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);*
- *Subinvestiția 5b. – Retehnologizarea 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 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 Coordinator de reformă și/sau investiție.

În perioada ianuarie-decembrie 2025 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului raportări săptămânale, bilunare, trimestriale și rapoarte de progres privind stadiul implementării Investiției 5.

Totodată, pentru Subinvestiția 5a. – *Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.* în anul 2025, au fost elaborate, depuse și încasate cereri de transfer, în valoare de 1.152.287,65 lei.

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*

Compania a încasat prefinanțarea în sumă de 65.625 euro, reprezentând 75% din valoarea bugetului estimat la rambursare, iar activitatea în cadrul proiectului pentru anul 2025 a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.

Proiecte de Interes Comun

Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network)

În decursul anului 2025, Compania a reluat procesul de obținere a finanțării prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), alături de partenerii implicați în proiect, Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD.

În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. "Transelectrica" – S.A. a inclus următoarele Obiective de investiții:

- „Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș și Roșiori;
- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni,”
- „Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE);
- „Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”.

Astfel, pentru Proiectul **CARMEN** (Carpathian Modernized Energy Network), în perioada ianuarie-septembrie 2025, s-a desfășurat procesul de elaborare a aplicației de finanțare prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), iar în data de 12 septembrie 2025 a fost depusă aplicația, fiind solicitată la finanțare suma de **71.737.484 euro**.



Evenimente

În legătură cu **elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul anului 2025**, 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 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.

Perspective 2026

Compania are în vedere următoarele:

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

- *identificarea oportunităților de finanțare care se realizează corelat cu prioritățile de dezvoltare ale Companiei, precum și cu nevoile identificate în ceea ce privește susținerea implementării acestora.*
- Continuarea unei bune colaborări inter-instituționale, cu Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, Ministerul Energiei, Ministerul

Economiei, Secretariatul General al Guvernului și celelalte entități guvernamentale, pentru asigurarea cadrului legal necesar implementării proiectelor de interes comun și de importanță națională pe care le implementează Compania.

INVESTIȚII FINANCIARE ALE COMPANIEI

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**
- **GECO POWER COMPANY**

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

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

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

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

GECO POWER COMPANY

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

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



Evenimente semnificative

IANUARIE – DECEMBRIE 2025

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- a aprobat stabilirea Programului de investiții pe exercițiul financiar 2025 și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2025, precum și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat reconfirmarea, conform art. 38 și art. 39 al OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, a punctului 10 al Hotărârii AGOA nr. 3 din 29 aprilie 2024, respectiv: stabilirea, limitelor

generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către Transelectrica S.A. membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, indemnizația variabilă, precum și alte avantaje acordate acestora.

- **Solicitare acționar majoritar**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

Acest echilibru al sistemului în condiții excepționale a fost posibil datorită colaborării extraordinare și a implicării constante a entităților din SEN, autorități, producători și operatori de rețea, dar mai ales datorită profesionalismului, vigilenței și devotamentului colegilor care au fost prezenți la datorie.

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

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

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

adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;

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

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

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

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

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

pentru buna și sigura funcționare a Sistemului Electroenergetic Național.

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

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

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

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

Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ca urmare a apariției în spațiul public a unor informații referitoare la concluziile unui raport de audit de conformitate întocmit de Curtea de Conturi, Compania

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Consiliului de Supraveghere, înregistrat cu nr. 23088/30.05.2025;

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

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

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

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

Incidentul care a afectat LEA 220 kV Reșița - Timișoara nu a generat întreruperi în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, însă a afectat temporar

disponibilitatea completă a rețelei electrice de transport (RET) în zona de vest a țării.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Transelectrica investește continuu în modernizare, mentenanță și extinderea rețelei.

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

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

Hotărârea nr. 7 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 18 august 2025

Adunarea generală extraordinară 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 data de 15 august 2025:

- nu a aprobat achiziționarea de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a serviciilor de consultanță și respectiv asistență juridică și reprezentare în fața instanțelor de judecată în vederea apărării intereselor Companiei în ceea ce privește ducerea la îndeplinire a recomandărilor auditorilor publici externi și a contestării actelor emise de către Curtea de Conturi ca urmare a misiunii de audit de conformitate efectuată la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în ceea ce privește recomandările pe care, în urma analizei interne, Compania le consideră nejustificate.

Tarif reglementat aplicabil de la 01 septembrie 2025

Compania a informat publicul investitor asupra publicării în Monitorul Oficial nr.796/27.08.2025 a Ordinului ANRE nr.60/2025 privind aprobarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem practicat de Companie. Prin urmare, tariful reglementat aferent achiziției serviciilor de sistem, aplicabil începând cu 01 septembrie 2025 este:

Serviciu	Tarif* aplicabil de la 01 iunie 2025	Tarif* aplicabil de la 01 septembrie 2025
	lei/MWh	lei/MWh
Tarif pentru achiziția serviciilor de sistem	7,04	12,79

*Modificarea valorii tarifului a fost determinată de aplicarea mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 iunie 2025, în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE.

Trofeul Energeticianului 2025

În data de 12 septembrie 2025 la Constanța, Compania a desemnat câștigătorii celei mai importante competiții profesionale din sectorul energetic – Trofeul Energeticianului ediția 2025.

Evenimentul, găzduit anul acesta de Sucursala Teritorială de Transport Constanța, în perioada 08 – 12 septembrie, a reunit 70 de profesioniști din toate sucursalele teritoriale ale Companiei, Dispecerul Energetic Național și din structurile financiar-investiții, care și-au demonstrat competențele teoretice, tehnice și practice în cadrul a 10 categorii de specialitate.

Trofeul Energeticianului este mai mult decât o competiție: este un exercițiu de excelență, un spațiu de validare a celor mai buni specialiști și, în același timp, o dovadă a faptului că performanța în energie se construiește prin cunoștințe, disciplină, pasiune și dedicare.

Finalizarea fuziunii prin absorbție dintre filialele Teletrans și Formenerg

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită.

Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, filiala Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către filiala Formenerg.

Consolidarea rezultată la nivelul grupului Transelectrica va avea ca efect eficientizarea operațională și optimizarea utilizării resurselor.

Hotărârea nr. 8 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 13 octombrie 2025

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 13 octombrie 2025:

- a aprobat formularea unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Dogaru-Tulică Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae, foști membri ai Consiliului de Supraveghere, în vederea recuperării prejudiciului cauzat Companiei ca urmare a revocării membrilor Directoratului (Cătălin Nițu, Ovidiu Anghel, Andreea-Mihaela Miu, Bogdan Marcu și Marius Viorel Stanciu) și împuternicirea Directoratului de a exercita acțiunea în justiție,

respectiv de a promova și semna cererea de chemare în judecată a lui Dogaru-Tulică Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae;

- a aprobat formularea unei acțiuni în pretenții, în contradictoriu cu Oleg Burlacu, Jean Badea, Ciprian Constantin Dumitru, Mircea Cristian Staicu, Mihaela Constantinovici și Mihaela Popescu, membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere, pentru restituirea sumelor încasate în cursul anului 2020 pentru participarea la Comitetul de Securitate Energetică (considerat ca fiind inexistent din punct de vedere legal de către Curtea de Conturi a României) și împuternicirea Directoratului de a exercita acțiunea în justiție, respectiv de a promova și semna cererea de chemare în judecată a lui Oleg Burlacu, Jean Badea, Ciprian Constantin Dumitru, Mircea Cristian Staicu, Mihaela Constantinovici și Mihaela Popescu.

Hotărârea nr. 9 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 14 octombrie 2025

Adunarea generală extraordinară 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 14 octombrie 2025:

- nu a aprobat achiziționarea de către Companie a serviciilor de consultanță și respectiv asistență juridică și reprezentare în fața instanțelor de judecată în vederea apărării intereselor Companiei în legătură cu ducerea la îndeplinire și respectiv contestarea Hotărârii Plenumului Curții de Conturi a României și în subsidiar a Raportului de Audit de Conformitate și a Scrisorii de Management, întocmite de Curtea de Conturi în limita a 50.000 euro, fiind incluse toate cheltuielile ocazionate cu reprezentarea în instanță până la pronunțarea unei sentințe definitive.

Modificare componentă comitet consultativ din cadrul Consiliului de Supraveghere

Compania a informat acționarii și investitorii asupra faptului că, în conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, Consiliul de Supraveghere a decis, în ședința din data de 16 octombrie 2025, modificarea componenței Comitetului de Nominalizare și Remunerare.

Prin urmare, comitetele consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere sunt:

➤ *Comitetul de Nominalizare și Remunerare:*

VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte
DASCĂL Cătălin-Andrei
ORLANDEA Dumitru Virgil
ZEZEANU Luminița
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.

Construcția a două linii electrice aeriene de 400 kV care închid magistrala de energie electrică din nordul țării și consolidează interconexiunea României cu Republica Moldova

În data de 21 octombrie 2025, la Suceava, a avut loc primul comandament pentru demararea a două investiții majore pentru dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice, respectiv Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Suceava și Linia Electrică Aeriană 400 kV de interconexiune Suceava (RO) – Bălți (MD), pe teritoriul României.

Prin aceste două lucrări de importanță majoră, Transelectrica închide Inelul de 400 kV din zona de nord a țării, o verigă puternică pentru creșterea securității energetice a României, și consolidează interconexiunea cu Republica Moldova.

Linia Electrică Aeriană (simplu circuit) 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN este un obiectiv de investiții de utilitate publică și de interes național, unul dintre cele 11 proiecte de investiții cu finanțare din Fondul pentru Modernizare

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. Totodată Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Suceava va fi linia cu cea mai mare lungime din România, respectiv 260 de kilometri și va conecta două regiuni geografice ale țării importante ale României: Ardealul și Moldova. Noua linie va străbate teritoriul a trei județe (Cluj, Bistrița – Năsăud și Suceava) și a 40 de localități.

Proiectul LEA 400 kV Suceava – Bălți, pentru porțiunea din proiect de pe teritoriul României reprezintă un obiectiv de investiții de importanță strategică care va facilita schimburile transfrontaliere de energie și va contribui la accelerarea integrării surselor regenerabile de energie din nord – estul țării.

Importanța strategică a acestui proiect rezidă nu numai din perspectiva celor două sisteme energetice naționale, dar și din perspectiva sistemului energetic european, asupra căruia actualul context internațional exercită o presiune semnificativă, necesitând acțiuni de consolidare în vederea asigurării alimentării cu energie electrică. Proiectul asigură securitatea energetică a Republicii Moldova prin intermediul diversificării surselor de aprovizionare, urmărind crearea premiselor integrării sale în piața unică europeană de energie și, în acest context, exprimând voința politică comună pentru examinarea soluțiilor posibile și realizarea 3/3 proiectelor necesare schimbului de energie pe termen lung dintre România și Republica Moldova.

Noua linie electrică aeriană 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.

Hotărârea nr. 10 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 11 noiembrie 2025

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 11 noiembrie 2025:

- a aprobat numirea societății Deloitte Audit SRL în calitate de auditor financiar al Companiei pentru o perioadă de 3 ani.

Hotărârea nr. 11 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 28 noiembrie 2025

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 28 noiembrie 2025:

- a aprobat "Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2026 – 2035 – sinteză", care conține prezentarea integrată a proiectelor prioritare pentru dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport, calendarul de implementare, estimarea investițiilor necesare și identificarea surselor de finanțare aferente și mandatarea Directoratului Companiei să aprobe modificările "Planului de dezvoltare a RET perioada 2026-2035" care vor surveni în urma consultării publice lansate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, cu respectarea coordonatelor principale aprobate de Adunarea Generală a Acționarilor.

Dețineri majore indirecte ale grupului Allianz SE (peste 5% din capitalul social al TEL)

Compania Transelectrica a informat investitorii și persoanele interesate, prin intermediul unui Raport curent emis în data de 02 decembrie 2025, asupra înregistrării în Companie a Notificării Allianz SE prin care se informează că procentul deținut în mod concertat este de 5,0036% din capitalul social al Companiei.

Centru de Cercetare și Dezvoltare a Tehnologiilor LST și Intervenție Rapidă, inaugurat la Sibiu

În data de 4 decembrie 2025 Compania a inaugurat la Sibiu, Centrul de Cercetare și Dezvoltare a Tehnologiilor de Lucru sub Tensiune și Intervenție Rapidă în SEN, ultima componentă a unei ample investiții inițiate în 2017 și derulată în două etape.

Astfel, cea de-a doua etapă completează dezvoltarea Centrului de Excelență „Stelian Alexandru Gal” de la Sibiu care include atât Poligonul de Lucru sub Tensiune, finalizat în 2021, cât și noua infrastructură dedicată cercetării, testării și instruirii.

Este singura facilitate de acest tip din țară și devine un spațiu de pregătire pentru specialiștii din întreg Sistemul Electroenergetic Național.

Centrul sprijină activitățile curente ale Transelectrica de formare profesională, de promovare și implementare a tehnologiilor noi în rețea, de elaborare a normelor tehnice, rapoartelor, a 2 / 2 metodologiilor de lucru.

În cadrul acestei facilități de perfecționare profesională se pregătesc periodic operatorii din Rețeaua Electrică de Transport și formatorii acestora, pentru a rămâne aliniați la tehnologiile noi introduse în instalațiile SEN.

Prin finalizarea Centrului de Cercetare și Dezvoltare a Tehnologiilor de Lucru sub Tensiune și Intervenție Rapidă în SEN, Transelectrica întărește structura de pregătire profesională din SEN și sprijină dezvoltarea competențelor esențiale pentru funcționarea în siguranță a infrastructurii energetice naționale.

Hotărârea nr. 12 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 08 decembrie 2025

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

- a luat act de rezultatele analizei interne a Companiei asupra constatărilor Curții de Conturi a României de la punctele 5.2, 5.3 și 5.4 din Raportul de Audit de Conformitate la CNTEE Transelectrica S.A., respectiv de la punctele 1.2, 1.3 și 1.4 din Scrisoarea către management;
- nu 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;
- nu 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 28 septembrie 2020.

Prima instalație de compensare a energiei reactive de tip STATCOM din Rețeaua Electrică de Transport, pusă în funcțiune la Sibiu

În data de 17 decembrie 2025 Compania a pus în funcțiune, după finalizarea cu succes a probelor tehnice, prima instalație STATCOM (Compensator Sincron Static) din Rețeaua Electrică de Transport (RET), în stația electrică 400/220/110/20 kV Sibiu Sud. Investiția face parte dintr-un proiect major cu finanțare din Fondul pentru Modernizare, respectiv Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Sibiu Sud și Bradu și marchează un pas esențial pentru modernizarea infrastructurii energetice a României și siguranța în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

Tarife reglementate aplicabile de la 01 ianuarie 2026

În data de 19 decembrie 2025 Compania a informat publicul investor asupra publicării în Monitorul Oficial nr. 1173/18.12.2025 a Ordinului ANRE nr. 73/2025 privind aprobarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., aplicabil de la 1 ianuarie 2026. Prin urmare, tariful reglementat aferent achiziției serviciilor de sistem aplicabil începând cu 1 ianuarie 2026 este:

Serviciu	Tarif* aplicabil de la 01 sept 2025	Tarif* aplicabil de la 01 ianuarie 2026	Variație %
	lei/MWh	lei/MWh	%
Tarif pentru achiziția serviciilor de sistem	12,79	14,70	+14,93%

Hotărârea nr. 13 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 22 decembrie 2025

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 22 decembrie 2025:

- a aprobat indemnizația fixă a membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei ca fiind în cuantum de 23.785 lei brut/lună și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în Adunarea Generală a Acționarilor pentru a semna în numele Companiei actele

adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere;

- a aprobat modificarea articolelor 5.1.8 și 5.2.19 ale contractului de mandat ale membrilor Consiliului de supraveghere numiți prin HAGOA nr. 1/28 februarie 2024;
- a aprobat conținutul actului adițional la contractul de mandat încheiat între membrii Consiliului de Supraveghere și societate prin includerea modificărilor solicitate prin Legea nr. 158/2025 pentru modificarea și completarea OUG nr. 109/2011 și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în Adunarea Generală a Acționarilor pentru a semna în numele Companiei actele adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere;
- a aprobat limitele generale ale componentei variabile a membrilor Directoratului, respectiv de două ori media pe ultimele 12 luni a câștigului salarial mediu brut lunar pentru activitatea desfășurată conform obiectului principal de activitate înregistrat de societate, la nivel de clasă, conform clasificății activităților din economia națională, comunicat de Institutul Național de Statistică anterior numirii, precum și alte beneficii respectiv: acoperirea unor cheltuieli cu reprezentarea, transportul, diurna, cu condiția ca totalul beneficiilor acordate într-un an de mandat să nu depășească valoarea a două indemnizații fixe brute lunare, conform legislației în vigoare.

În contractul de mandat vor fi menționate și alte beneficii, respectiv acoperirea unor cheltuieli cu reprezentarea, transportul, diurna, cu condiția ca totalul beneficiilor acordate într-un an de mandat să nu depășească valoarea a două indemnizații fixe brute lunare.

- a aprobat indicatorii cheie de performanță, rezultați din Planul de Administrare, aprobați inițial prin HAGOA nr. 1/2025, modificați ca urmare a prevederilor Legii nr. 158/2025 pentru modificarea și completarea OUG nr. 109/2011 și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în Adunarea Generală a Acționarilor pentru a semna în numele Companiei actele adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere prin HAGOA nr. 1/28 februarie 2024

EVENIMENTE ULTERIOARE

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.

Încheiere Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră

În data de 4 februarie 2026 Compania a informat investitorii asupra semnării la București, de către Transelectrica și Georgian State Electrosystem JSC (GSE), operatorii de transport și de sistem din România, respectiv Georgia, a unui *Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră*.

Semnarea Memorandumului marchează 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 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.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.12.2025 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni	Pondere în total
Statul român prin SGG	43.020.309	58,7%
PAVĂL Holding	4.753.567	6,5%
Fondul de Pensii Administrat Privat NN	4.007.688	5,5%
Alți acționari - persoane juridice	16.839.437	23,0%
Alți acționari - persoane fizice	4.682.121	6,4%
Total	73.303.142	100%

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Ștefăniță MUNTEANU	Președinte Directorat
Cătălin-Constantin NADOLU	Membru Directorat
Victor MORARU	Membru Directorat
Florin-Cristian TĂTARU	Membru Directorat
Vasile-Cosmin NICULA	Membru Directorat

TARIFE

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

I) Tariful de transport aplicat în trimestrul IV 2025

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 septembrie, este de 12,79 lei/MWh, aprobat prin Ordinul ANRE nr.60/2025.

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare (aplicabil de la 01 septembrie 2025) cnf. Ordin ANRE nr.60/2025	Tarif aplicat în perioada 01 iunie 2025 – 31 august 2025 cnf. Ordin ANRE nr.21/2025	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(3)/(4)
Tarif	Lei/MWh	12,79	7,04	81,69%

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

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

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

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

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

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

În baza prevederilor articolului nr.25 din cadrul *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, la data de 1 octombrie 2025, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Pe baza datelor transmise și a calculelor efectuate, ANRE a emis Ordinul 73/16.12.2025 prin care se aprobă valoarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026 în valoare de 14,70 lei/MWh.

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: 2.162.138,86 lei + 16.951.117,14 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **25.03.2026**.

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 cu termen în data de **19.02.2026**.*

*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.

• MUNICIPIUL REȘIȚA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La termenul din 27.02.2025, instanța a respins excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

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

Mun. Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

• 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 inspekției fiscale.

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

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

sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

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

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

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

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

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

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

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amân timer la judecarea cauzei la data de 21.11.2024 și ulterior pentru 06.03.2025, 17.04.2025, 19.06.2025, 02.10.2025, 13.11.2025, 04.12.2025. Următorul termen de judecată în data de **19.02.2026**.

• **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012 și pretenții în valoare de

17.216.093,43 lei, paguba suferită și 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din 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.

Termen de judecata : **26.02.2026**.

• **OPCOM**

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

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de catre CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societatii OPCOM SA, emisa in baza Contractului de imprumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project".

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

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

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

Soluția CAB conform Hotărâre nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Transelectrica a formulat recurs împotriva

Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . In data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou **22567/3/2019*** cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica a declarat recurs. Termen de judecata: **24.02.2026**.

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

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

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru. Cu recurs în termen de 30 zile de la comunicare. Termen recurs la ICCJ: **17.02.2026**.

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: **10.03.2026**.

• **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 judecata 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 judecătorească 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 judecătorească Pavelescu Silvia.

Termen de judecată: **31.03.2026**

• **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA - valoare 14.085.415,27 lei, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL,

UGM Energy Trading SRL - valoare 3.515.687,51 lei, CET Bacău, CET Govora - valoare 28.200.440,31 lei, Nuclearelectrica- valoare 1.290.533.156 lei+dobanda, CET Braşov - valoare 4.303.741,44 lei, Elsaco Energy SRL - valoare 9.198.673,80 lei, Arelco Power SRL - valoare 20.996.030,49 lei, Menarom PEC SA Galaţi - valoare 1.195.792,13 lei, Romelectro SA, Transenergo Com SA - valoare 6.850.000,98 lei, ENNET GRUP SRL, PET Communication - valoare 3.093,205,83 lei, ISPE, Grand Voltage SRL - valoare 8.331.444,60 lei, EXPLOCOM GK SRL -valoare 2.287.992 lei, Next Energy Partners - valoare 8.395.132,23 lei + dobanda legala, SC ENOL GRUP SA - valoare 3.277.527,03 lei, Aderro GP Energy şi alţii).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienţii şi alte creanţe în litigiu şi pentru clienţii în faliment.

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



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.097	5.775	321,8	5,6%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	6	(4)	(64%)
Imobilizări necorporale	252	312	(60,3)	(19%)
Imobilizări financiare	88	86	2	2%
Total active imobilizate	6.439	6.179	260	4,2%
Active circulante				
Stocuri	45	47	(2)	(5%)
Creanțe	3.334	3.779	(444)	(12%)
Numerar și echivalente	734	672	62	9%
Impozit pe profit de recuperat	6	-	6	n/a
Total active circulante	4.119	4.497	(379)	(8%)
Total active	10.557	10.676	(119)	(1%)
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	1.404	1.514	(110)	(7%)
Alte rezerve	299	257	42	17%
Rezultat reportat	3.273	3.115	159	5,1%
Total capitaluri proprii	5.906	5.815	91	2%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	769	537	231	43%
Împrumuturi pe termen lung	1	8	(6)	(81%)
Datorii privind impozitele amânate	235	244	(9)	(4%)
Obligații privind beneficiile angajaților	88	88	-	0%
Alte datorii pe termen lung	-	6	(6)	(100%)
Total datorii pe termen lung	1.093	883	210	24%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.307	3.862	(554)	(14%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	2	7	(4)	(65%)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	15	18	(3)	(18%)
Împrumuturi pe termen scurt	179	24	155	638%
Provizioane	32	33	(0)	(1%)
Venituri în avans pe termen scurt	21	22	(1)	(3%)
Impozit pe profit de plată	-	13	(13)	(100%)
Total datorii curente	3.558	3.978	(420)	(11%)
Total datorii	4.651	4.861	(210)	(4%)
Total capitaluri proprii și datorii	10.557	10.676	(119)	(1%)

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	2025	2024	9L 2025	9L 2024	Bugetat 2025	Realizat 2025 vs 2024	Realizat 2025 vs 2024 (%)	Realizat vs Bugetat 2025	Realizat vs Bugetat 2025 (%)
	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	2.263	2.024	1.666	1.493	2.199	239	12%	64	3%
Venituri din serviciile de sistem	574	633	395	474	629	(60)	(9%)	(55)	(9%)
Venituri din piața de echilibrare	2.680	4.966	2.039	4.013	5.631	(2.286)	(46%)	(2.951)	(52%)
Alte venituri	59	256	50	190	61	(197)	(77%)	(1)	(2%)
Total venituri din exploatare	5.576	7.879	4.150	6.171	8.520	(2.303)	(29%)	(2.943)	(35%)
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(643)	(716)	(487)	(508)	(799)	73	10%	157	20%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	(2.680)	(4.966)	(2.039)	(4.012)	(5.631)	2.285	46%	2.951	52%
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(706)	(524)	(551)	(406)	(629)	(182)	(35%)	(77)	(12%)
Amortizare	(389)	(356)	(290)	(263)	(392)	(32)	(9%)	4	1%
Cheltuieli cu personalul	(413)	(373)	(308)	(286)	(410)	(40)	(11%)	(3)	(1%)
Reparații și mentenanță	(161)	(129)	(105)	(84)	(171)	(32)	(25%)	10	6%
Alte cheltuieli din exploatare	(258)	(229)	(190)	(174)	(317)	(29)	(13%)	59	18%
Total cheltuieli din exploatare	(5.258)	(7.301)	(3.975)	(5.739)	(8.363)	2.043	28%	3.105	37%
Profit din exploatare	319	579	175	432	157	(260)	(45%)	162	103%
Venituri financiare	35	27	64	23	23	8	30%	12	52%
Cheltuieli financiare	(4)	(14)	(35)	(6)	(4)	10	74%	1	19%
Rezultat financiar	32	13	29	16	19	18	137%	13	68%
Profit înainte de impozitul pe profit	350	592	204	448	176	(242)	(41%)	174	99%
Impozit pe profit	(22)	(6)	(21)	(38)	(23)	(16)	(254%)	-	2%
Profitul exercițiului	328	586	183	410	153	(258)	(44%)	175	114%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	2025	2024	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	328	585,92	(257,7)
Cheltuiala cu impozitul pe profit	22,21	6,27	15,9
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	388,80	356,46	32,3
Venituri din productia de imobilizari necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	(0,92)	(102,02)	101,1
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	2,26	-	2,3
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(0,78)	(2,43)	1,7
Pierderi din creanțe și debitori diverși	1,77	3,04	(1,27)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(0,26)	(13,43)	13,2
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	3,80	(1,48)	5,3
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,54	2,12	(1,6)
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(7,23)	0,01	(7,2)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	0,40	(24,23)	24,6
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(30,73)	(15,41)	(15,3)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	708,05	794,84	(86,8)
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	292,30	(1.588,01)	1.880,3
Clienți - echilibrare	161,85	(73,79)	235,6
Clienți - cogenerare	(12,96)	11,49	(24,4)
Stocuri	(1,46)	5,39	(6,8)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(459,31)	1.644,30	(2.103,6)
Datorii - echilibrare	(188,55)	94,60	(283,2)
Datorii - cogenerare	34,53	(87,14)	121,7
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3,34)	(0,08)	(3,3)
Venituri în avans	243,83	42,86	201,0
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	774,95	844,46	(69,5)
Dobânzi plătite	(1,58)	(2,03)	0,4
Impozit pe profit plătit	(42,93)	(29,12)	(13,8)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	730,44	813,30	(82,9)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(589,50)	(674,30)	84,8
Titluri de participare deținute la GECCO Power Company Corridor Power Company SRL	(3,75)	-	(3,8)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	29,10	42,49	(13,4)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	3,51	3,33	0,2
Dobânzi încasate	11,56	6,83	4,7
Dividende încasate	23,12	15,76	7,4
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(525,96)	(605,88)	79,9
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(24,24)	(23,98)	(0,26)
Utilizare linie de credit capital de lucru	172,42	-	172,4
Plăți leasing clădire	(11,75)	(10,66)	(1,1)
Dividende plătite	(278,80)	(20,58)	(258,2)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(142,37)	(55,22)	(87,1)
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	62,11	152,20	(90,1)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	671,56	519,36	152,2
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	733,67	671,56	62,1

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

Indicatori	Formula de calcul	2025	2024
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,16	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	3,10%	0,67%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	3,01%	0,66%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	71,18	51,58
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,86	1,24

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

**S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerți, din mecanismul de cuplare piețe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.

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

Nr. crt.	Denumire indicatori	U.M.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025
Indicatori financiari					
1	Rata cheltuielilor de capital	%	5,00%	6,55%	5,57%
2	Realizarea Planului Anual de Investiții în procente enunțate din Planul de Investiții aprobat de AGA	%	10,00%	104,91%	91%
3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)	%	25,00%	0	50%
4	Rata lichidității curente	nr	25,00%	1,16	1,04
5	Rata de rotație a activelor	nr	5,00%	0,52	0,52
6	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,00%	3,11%	2,05%
	Total indicatori financiari		75,00%		
Indicatori nefinanțari					
1	Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	10,00%	97%	90%
2	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	3,00%	22,82	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%	66	38
5	Consumul intern de energie electrică	MW	3,00%	46.204	46.400
Indicatori necomerciali					
6	Diferența de remunerare sex feminin versus sex masculin	%	3,00%	5,08%	0,50%
	Total indicatori nefinanțari și necomerciali		25,00%		
	TOTAL INDICATORI		100,00%		

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

Nr. crt.	Denumire indicatori	u.m.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025
Indicatori financiari					
1	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	20,00%	204	4,00
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 nefinanțari					
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%	24	10
4	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	15,00%	17	10
5	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	%	10,00%	DA	DA
	Total indicatori nefinanțari		50,00%		
	TOTAL INDICATORI		100,00%		

ANEXA 5: Acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-decembrie 2025

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-decembrie 2025.

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

Consiliul de Supraveghere

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

Directorat

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

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul IV 2025 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 2420/2025	Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare 3	48	25.111	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
2	C 2537/2025	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 zonele STT Cluj, STT Pitești, STT Sibiu, STT Timișoara în stațiile electrice: 400 kV Gădălin, 400 kV Bradu, 400/220/110/6 kV Iernut, 220 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș	4,5	24.039	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
3	C 2539/2025	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 Bacău în stațiile electrice: 220/110/20/6 kV FAI, 400/220/110 kV Gutinaș, 400/110 kV Roman Nord	4,5	13.756	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
4	C 2538/2025	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 Craiova în stațiile electrice 220 kV Ișalnița, 220/110/20 kV Târgu Jiu Nord, 220/110 kV Craiova Nord, 220/110/20/6 kV Turnu Severin Est, 220/110 kV Calafat	4,5	12.529	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
5	BA 55/2025	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT Bacău	36	15.924	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
6	CJ 2726/2025	Lucrări de întărire rețea 20 kV în vederea alimentării cu energie electrică a UM 01969 Câmpia Turzii	18	3.839	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
7	C 2303/2025	Servicii de audit financiar pentru perioada 2025-2027	36	3.527	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
8	C 2285/2025	Contract subsecvent nr. 2 la acordul cadru C 351/28.05.2024 "Servicii de asigurări voluntare de sănătate pentru personalul CNTEE Transelectrica SA"	12	-	622	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare
9	C 2589/2025	Servicii de asigurare RCA si CASCO pentru autovehiculele proprietatea CNTEE Transelectrica SA	12	1.621	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
10	SB 26/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru sisteme de detecție, semnalizare, localizare și de stingere automată a incendiilor instalate în obiectivele STT Sibiu	36	1.321	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
11	C 2452/2025	Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din rețea (proiectare)	36	1.434	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
12	C 2283/2025	Servicii mentenanță și suport tehnic pentru programele PSS ODMS și PSS E	36	1.046	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la procedură concurențială de ofertare
13	CR 2381/2025	Servicii de reparații și mentenanță a sistemelor de detecție și stingere incendiu instalate la obiective din cadrul STT Craiova	39	1.038	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
14	BA 48/2025	RC racorduri LEA 220 kV din stația Gutinaș - AT1,AT2,TA7,TA8 Borzesti (Proiectare)	7	764	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
15	CR 2527/2025	Servicii de curățenie la sediile STT Craiova și 5 Stații electrice	24	681	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
16	C 2514/2025	Servicii de asigurare de răspundere civilă profesională a funcției de membru al consiliului de supraveghere și al directoratului CNTEE Transelectrica SA (inclusiv presedinții)	12	612	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
17	CT 37/2025	Modernizare sistem comanda control protecții în stația 400 kV Cernavoda (Proiectare)	12	557	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

Anexa 6 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București. operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CAB”	Curtea de Apel București
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„Companie”. „CNTEE”. „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„ENTSOE”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MFP”	Ministerul Finanțelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport. rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„RS”	Reglaj secundar
„RTL”	Reglaj terțiar lent
„SMART”	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SS”	Serviciul de sistem
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau “dolari US”	Dolarul american. moneda oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist