

CNTEE Transelectrica SA
Societate administrată în sistem dualist



Situații financiare separate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2025

Întocmite în conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016

CUPRINS

Situația separată a poziției financiare la 31 decembrie 2025	1
Contul separat de profit și pierdere pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025	3
Situația separată a modificărilor capitalurilor proprii pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025	5
Situația separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025	7
Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025	9
1. DESCRIEREA ACTIVITĂȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE	9
2. BAZELE ÎNTOCMIRII	18
3. POLITICI CONTABILE	19
4. DETERMINAREA VALORII JUSTE	31
5. IMOBILIZĂRI CORPORALE	32
6. LEASING	36
7. IMOBILIZĂRI NECORPORALE	38
8. IMOBILIZĂRI FINANCIARE	40
9. STOCURI	41
10. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE	42
11. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR	45
12. CAPITALURI PROPRII	46
13. VENITURI ÎN AVANS	48
14. ÎMPRUMUTURI	49
15. OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR	51
16. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII	55
17. IMPOZIT PE PROFIT	58
18. REZULTATUL PE ACȚIUNE	60
19. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE	60
20. VENITURI DIN EXPLOATARE	60
21. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ȘI DIN PIAȚA DE ECHILIBRARE	64
22. AMORTIZARE	66
23. CHELTUIELI CU PERSONALUL	66
24. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE	67
25. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI DIN EXPLOATARE	68
26. REZULTAT FINANCIAR NET	68
27. CADRUL LEGISLATIV FISCAL	69
28. ANGAJAMENTE ȘI CONTINGENTE	69
29. PĂRȚI AFILIATE	76
30. SALARIZAREA CONDUCERII COMPANIEI	80
31. INSTRUMENTE FINANCIARE	80
32. ONORARII PERCEPUTE DE FIECARE AUDITOR STATUTAR SAU FIRMĂ DE AUDIT	87
33. OBIECTIVE DE MEDIU	88
34. EVENIMENTE ULTERIOARE	88

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată a poziției financiare la 31 decembrie 2025

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

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	6.182.274.993	5.774.758.870
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	2.149.219	5.964.180
Imobilizări necorporale	7	258.516.243	312.464.795
Imobilizări financiare	8	87.883.769	85.767.355
Total active imobilizate		6.530.824.224	6.178.955.200
Active circulante			
Stocuri	9	44.836.002	47.175.766
Creanțe comerciale și alte creanțe	10	3.349.320.606	3.778.692.640
Impozit pe profit de recuperat	17	12.398.369	-
Numerar și echivalente de numerar	11	733.668.904	671.557.851
Total active circulante		4.140.223.881	4.497.426.257
Total active		10.671.048.105	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		1.404.145.417	1.514.138.168
Alte rezerve		299.129.478	256.706.249
Rezultat reportat		3.332.884.440	3.114.650.000
Total capitaluri proprii	12	5.965.639.591	5.814.974.673
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	13	768.609.014	537.371.101
Împrumuturi	14	1.470.721	7.918.172
Datorii privind impozitele amânate	17	214.283.435	243.910.434
Obligații privind beneficiile angajaților pe termen lung	15	52.270.499	88.335.459
Alte datorii pe termen lung	16 (a)	-	5.612.979
Total datorii pe termen lung		1.036.633.669	883.148.145

Notele atașate fac parte integrantă din aceste situații financiare separate

CNTEE Tranelectrica SA

Situția separată a poziției financiare la 31 decembrie 2025

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

	<u>Nota</u>	<u>31 decembrie 2025</u>	<u>31 decembrie 2024</u>
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	16 (a)	3.407.175.717	3.861.508.368
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire – termen scurt	6	2.279.492	6.607.203
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	19	15.098.265	18.431.750
Obligații privind beneficiile angajaților pe termen scurt	15	11.164.560	-
Împrumuturi	14	179.352.778	24.287.300
Provizioane	16 (b)	32.268.006	32.595.447
Venituri în avans pe termen scurt	13	21.436.027	22.211.901
Impozit pe profit de plată	17	-	12.616.670
Total datorii curente		<u>3.668.774.845</u>	<u>3.978.258.639</u>
Total datorii		<u>4.705.408.514</u>	<u>4.861.406.784</u>
Total capitaluri proprii și datorii		<u>10.671.048.105</u>	<u>10.676.381.457</u>

Situțiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE Tranelectrica SA

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

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

	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Venituri din serviciul de transport	20	2.263.254.560	2.024.456.845
Venituri din servicii de sistem	20	573.786.482	633.276.882
Venituri privind piața de echilibrare	20	2.676.210.810	4.965.724.579
Alte venituri		60.069.707	255.994.335
Cheltuieli pentru operarea sistemului	21	(640.830.711)	(715.612.506)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	21	(2.676.253.669)	(4.965.535.185)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	21	(705.984.678)	(523.611.184)
Amortizare	22	(388.800.465)	(356.463.082)
Cheltuieli cu personalul	23	(412.429.673)	(373.147.353)
Reparații și mentenanță		(161.168.196)	(128.676.506)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	9	(11.333.294)	(8.805.493)
Alte cheltuieli din exploatare	24	(257.068.970)	(228.857.078)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	10	(6.437.582)	-
Alte câștiguri sau pierderi	25	8.221.108	-
Profit din exploatare		321.235.429	578.744.254
Venituri financiare		35.419.561	27.228.783
Cheltuieli financiare		(7.516.620)	(13.777.396)
Rezultat financiar net	26	27.902.941	13.451.387
Rezultat înainte de impozitul pe profit		349.138.370	592.195.641
Impozit pe profit	17	10.686.824	(6.271.330)
Rezultatul exercițiului		359.825.194	585.924.311
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	18	4,909	7,993

CNTEE Tranelectrica SA

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

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

	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Rezultatul exercițiului		359.825.194	585.924.311
Alte elemente ale rezultatului global			
Elemente care nu vor fi reclasificate în contul de profit și pierdere, din care:			
- (Pierdere)/surplus actuarial aferent planului de beneficii determinate	15	27.701.466	(1.535.364)
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		<u>27.701.466</u>	<u>(1.535.364)</u>
Rezultatul global total		<u>387.526.660</u>	<u>584.388.947</u>

Situațiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE Transelectrica SA

Situația separată a modificărilor capitalurilor proprii pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Capital social	Prime de emisiune	Rezerve legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.634.711.533	195.710.506	2.430.243.814	5.190.146.109
Rezultat global al perioadei							
Profitul exercițiului	-	-	-	-	-	585.924.311	585.924.311
Alte elemente ale rezultatului global, din care:							
Recunoaștere pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinat	-	-	-	-	-	(1.535.364)	(1.535.364)
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-
Datorie privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(120.542.130)	-	120.542.130	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(120.542.130)	-	119.006.766	(1.535.364)
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(120.542.130)	-	704.931.077	584.388.947
Alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	(11)	(11)
Total alte elemente	-	-	-	-	-	(11)	(11)
Contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	-	-	-
Derecunoașterea imobilizărilor de natura patrimoniului public prin înregistrarea HG nr. 615, 682 și 683 din 2019 prin care s-a modificat inventarul bunurilor din domeniul public	-	-	-	(31.235)	-	-	(31.235)
Subvenții aferente imobilizărilor aparținând domeniului public al statului	-	-	-	-	60.995.743	-	60.995.743
Distribuirea dividendelor *)	-	-	-	-	-	(20.524.880)	(20.524.880)
Total contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	(31.235)	60.995.743	(20.524.880)	40.439.628
Sold la 31 decembrie 2024	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.514.138.168	256.706.249	3.114.650.000	5.814.974.673

*) Dividende cuvenite acționarilor în suma de 20.524.880 lei reprezintă dividend brut de 0,28 lei/acțiune

Situațiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,

Președinte
Ștefăniță MUNTEANU

Membru
Cătălin-Constantin NADOLU

Membru
Cosmin-Vasile NICULA

Membru
Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară
Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate
Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

Notele atașate fac parte integrantă din aceste situații financiare separate

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată a modificărilor capitalurilor proprii pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Capital social	Prime de emisiune	Rezerve legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.514.138.168	256.706.249	3.114.650.000	5.814.974.673
Rezultat global al perioadei							
Profitul exercițiului	-	-	-	-	-	359.825.194	359.825.194
Alte elemente ale rezultatului global, din care:							
Recunoaștere câștig actuarial aferent planului de beneficii determinat	-	-	-	-	-	27.701.466	27.701.466
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-
Datorie privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(109.992.751)	-	109.992.751	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(109.992.751)	-	137.694.217	27.701.466
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(109.992.751)	-	497.519.411	387.526.660
Alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Total alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	-	-	-
Subvenții aferente imobilizărilor aparținând domeniului public al statului	-	-	-	-	42.423.229	-	42.423.229
Distribuirea dividendelor *)	-	-	-	-	-	(279.284.971)	(279.284.971)
Total contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	42.423.229	(279.284.971)	(236.861.742)
Sold la 31 decembrie 2025	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.404.145.417	299.129.478	3.332.884.440	5.965.639.591

*) Dividende cuvenite acționarilor în suma de 279.284.971 lei reprezintă dividend brut de 3,81 lei/acțiune. Mai multe detalii sunt prezentate la Nota 12.

Situțiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

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

Notele atașate fac parte integrantă din aceste situații financiare separate

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Nota	Anul 2025	Anul 2024
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul perioadei	18	359.825.194	585.924.311
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	(10.686.824)	6.271.330
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)	22	388.800.465	356.463.082
Venituri din producția de imobilizări necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	7 (b)	(924.241)	(102.019.913)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		2.255.634	(3.016)
Venituri din reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale		(776.748)	(2.429.183)
Pierderi din creanțe și debitori diverși		3.898.551	3.043.161
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		1.060.146	(13.428.381)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		3.800.012	(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		(3.714.521)	(24.225.695)
Cheltuieli financiare nete 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		(28.596.393)	(15.405.339)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		710.097.461	794.842.356
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități		269.924.895	(1.588.011.216)
Clienți - echilibrare		165.872.714	(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		(346.406.952)	1.644.295.053
Datorii - echilibrare		(193.993.519)	94.597.586
Datorii - cogenerare		34.530.544	(87.140.878)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		(3.333.485)	(75.985)
Venituri în avans		243.780.856	42.863.543
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		866.054.483	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		821.544.358	813.301.593
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(681.529.354)	(674.300.382)
Titluri de participare deținute la GECO POWER COMPANY CORRIDOR POWER COMPANY SRL	8	(3.750.000)	-
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		29.104.413	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		(617.987.644)	(605.884.167)

CNTEE Tranelectrica SA

Situția separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Nota	Anul 2025	Anul 2024
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	14	(24.238.570)	(23.978.287)
Plăți leasing clădire	6	(10.829.812)	(10.655.952)
Dividende plătite		(278.796.407)	(20.584.244)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(313.864.789)	(55.218.483)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		671.557.851	519.358.908
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(110.308.075)	152.198.943
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	11	561.249.776	671.557.851

Situțiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

1. DESCRIEREA ACTIVITĂȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) constă în: prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, operator al pieței de echilibrare, administrator al schemei de sprijin de tip bonus, alte activități conexe. Aceste activități se desfășoară în conformitate cu prevederile licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025 (până la data de 22.12.2025) și începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 emisă de ANRE, a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății („ownership unbundling”) prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

Adresa sediului social este: Strada Olteni, nr. 2-4, București, sectorul 3. În prezent, activitatea executivului Companiei se desfășoară în cadrul sediului social.

Începând cu 2006, acțiunile Companiei sunt tranzacționate pe Bursa de Valori București sub simbolul TEL.

În conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Extraordinară a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, Compania a trecut de la sistemul de administrare unitar la sistemul de administrare dualist pentru a realiza separarea clară a activității de management de activitatea de control. Astfel, Compania este administrată de un Directorat, sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere.

 Înființarea Companiei

În conformitate cu Hotărârea Guvernului („HG”) nr. 627 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - SA („Entitatea predecesoare”), emisă în data de 31 iulie 2000 de către Guvernul României, aceasta a fost divizată în patru entități nou create („Entitățile succesoare”). Acționarul unic al Entităților succesoare a fost Statul Român, prin intermediul Ministerului Economiei („ME”). În urma acestei reorganizări, a fost înființată CNTEE Transelectrica SA, ca societate pe acțiuni și cu principal obiect de activitate transportul, dispecerizarea energiei electrice, organizarea și administrarea pieței de energie electrică.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

După cum este prezentat în Nota 12, acționarii CNTEE Transelectrica SA la 31 decembrie 2025 sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

 Misiunea Companiei

Misiunea Companiei este asigurarea funcționării Sistemului Energetic Național (SEN) în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate, realizând astfel infrastructura pieței naționale de electricitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață.

 Alte informații legate de activitatea Companiei

Participarea Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul 2019/943 privind piața internă de energie electrică, reformare a Regulamentului 2009/714 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică): „*Toți operatorii de transport și de sistem cooperează la nivel comunitar prin intermediul ENTSO-E de energie electrică, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului interzonal, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică.*”

Calitatea de membru în ENTSO-E a CNTEE Transelectrica SA reprezintă o condiție esențială pentru accesul la procesul decizional privind strategia și legislația europeană în domeniu și pentru apărarea și susținerea intereselor Companiei în cadrul activităților/proiectelor derulate la nivelul asociației și a Comisiei Europene.

ENTSO-E a fost creat în anul 2009, ca o asociație non-profit cu sediul la Bruxelles, prin unificarea asociațiilor OTS-urilor europene organizate conform regiunilor interconectate sincron (UCTE, ETSO, BALTSO, NORDEL, UKTSOA, ATSOI).

Din octombrie 2004, Transelectrica a devenit partener al companiilor de transport al energiei electrice din întreaga Europă, ca membru al asociațiilor UCTE, ETSO și din 2009 este membru ENTSO-E, sistemul electroenergetic românesc făcând parte din Grupul Regional Europa Continentală.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

CNTEE Transelectrica SA este membră afiliată la următoarele organisme internaționale:

ENTSO – E	- Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energia Electrică;
CIGRE	- Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune;
LWA	- Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune;
WEC	- Consiliul Mondial al Energiei.

CNTEE Transelectrica SA are obligația de a asigura capacitatea pe termen lung a sistemului de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică, să exploateze, să întrețină și să dezvolte în condiții economice un sistem de transport sigur, fiabil și eficient, care să respecte mediul înconjurător, în strânsă cooperare cu operatorii de transport și de sistem învecinați și cu operatorii de distribuție, îndeplinind prevederile Directivei UE 2019/944, art. 40.

La data de 31 decembrie 2025, profilul de credit al CNTEE Transelectrica SA își menține soliditatea, fiind confirmat în categoria investment-grade (**Baa3**) pentru al patrulea an consecutiv.

Anul a început cu reconfirmarea de către Moody's, în data de 17 ianuarie 2025, a calificativului Baa3 cu perspectivă stabilă, evaluarea de bază a creditului (BCA) fiind menținută la nivelul ba1. Această analiză a evidențiat profilul de risc scăzut, susținut de poziția de monopol natural a Companiei și de menținerea unor indicatori financiari echilibrați.

Ulterior, în data de 18 martie 2025, agenția a aliniat perspectiva ratingului Transelectrica cu cea a ratingului suveran al României, aceasta devenind „negativă”, în timp ce ratingul de emitent (**Baa3**) și **BCA (ba1)** au rămas neschimbate. Evoluția din acest exercițiu financiar reflectă corelarea dintre stabilitatea operațională a Companiei și dinamica contextului macroeconomic actual.

Dinamica ascendentă a titlurilor Transelectrica, susținută de un nivel prudent de îndatorare, subliniază soliditatea profilului investițional, investitorii acordând prioritate indicatorilor de bonitate internă în raport cu fluctuațiile contextului macroeconomic extern.

Mediul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (“ANRE”), instituție publică autonomă, care are ca obiect de activitate: elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE are ca principale atribuții și competențe în sectorul energiei electrice și energiei termice produse în cogenerare, următoarele: acordă, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele, elaborează și aprobă metodologiile de calcul al tarifelor și prețurilor reglementate, aprobă tarife și prețuri reglementate, stabilește contractele-cadru, aprobă reglementări tehnice și comerciale etc.

ANRE stabilește tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciile de sistem. Prin urmare, deciziile luate de către ANRE pot avea efecte semnificative asupra activității Companiei.

Activitatea operațională a Companiei se desfășoară, astfel:

- până la data de 22.12.2025, în baza licenței nr. 161/2000 pentru transportul energiei electrice și furnizarea serviciului de sistem emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025,
- începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, și a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare.

Având în vedere faptul că activitatea și veniturile Companiei sunt reglementate de ANRE, cele mai importante riscuri legate de acest aspect sunt următoarele:

- cadrul de reglementare este supus permanent schimbărilor, ceea ce poate afecta performanțele Companiei;
- deciziile ANRE cu privire la adoptarea tarifelor viitoare pot afecta activitățile Companiei.

Certificarea finală a Transelectrica în calitate de OTS al SEN, conform modelului de separare a proprietății

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a aprobat prin Ordinul nr. 164/07.12.2015 certificarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății (“ownership unbundling”).

Modelul de separare a dreptului de proprietate a devenit disponibil pentru Companie în temeiul Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale care transpune Directiva 2009/72/CE.

Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015 însoțit de Avizul Comisiei Europene cu numărul C (2015) 7053 final/12.10.2015, ca parte integrantă a Ordinului, a fost publicat în Monitorul Oficial nr. 908/08.12.2015 și împreună cu Referatul de aprobare al acestuia se comunică de către ANRE Comisiei Europene.

Prin acest ordin, se pun în aplicare prevederile legislației Uniunii Europene și a celei naționale cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem.

Notificarea privind certificarea a fost transmisă Uniunii Europene, care a publicat-o în Jurnalul UE în data de 08.01.2016, în conformitate cu Art.10 alin. (2) din Directiva 2009/72/CE.

Activitatea de transport al energiei electrice reprezintă o activitate de interes public, cu caracter de monopol natural, autorizată și monitorizată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Tarifele aferente serviciilor de transport și de sistem sunt stabilite și aprobate de ANRE în baza metodologiilor specifice, care constituie cadrul de calcul al tarifelor. (a se vedea Nota 28, litera f).

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venit plafon” (revenue cap), în cadrul căruia **venitul total permis** este determinat pe baza costurilor reglementate recunoscute de ANRE. Baza de costuri include:

- **costuri operaționale** (OPEX controlabil și necontrolabil),
- **costuri de capital** (investiții, amortizare reglementată, rentabilitatea capitalului investit).

Modelul urmărește asigurarea operării eficiente a rețelei de transport, menținerea viabilității financiare a operatorului și remunerarea adecvată a capitalului investit. Acesta include mecanisme de stimulare a eficienței operaționale, precum și un cadru de rentabilitate bazat pe **Baza Activelor Reglementate (BAR)** și pe **rata reglementată a rentabilității (RRR)**, determinată conform costului mediu ponderat al capitalului (WACC).

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

La începutul fiecărei perioade de reglementare, ANRE stabilește **venitul țintă inițial anual**, determinat prin însumarea costurilor reglementate recunoscute și a rentabilității reglementate aferente bazei activelor reglementate. În structura costurilor reglementate sunt incluse atât costuri operaționale, cât și costuri de capital, însă anumite categorii de cheltuieli sunt supuse unor cerințe de eficiență care limitează nivelul recuperabil prin tariful reglementat (de exemplu, cheltuielile de operare și mentenanță controlabile și costurile cu consumul propriu tehnologic).

Seria de venituri țintă anuale aferente unei perioade de reglementare este ulterior reprofilată printr-o procedură de liniarizare, cu scopul de a evita variații semnificative ale veniturilor reglementate de la un an tarifar la altul. Liniarizarea contribuie la stabilitatea tarifelor și la predictibilitatea fluxurilor de numerar, prin distribuirea uniformă a veniturilor permise pe întreaga perioadă de reglementare. Venitul astfel reprofilat este ajustat anual cu indicele prețurilor de consum, pentru a reflecta evoluția costurilor economice.

În cadrul unei perioade de reglementare, tarifele sunt revizuite anual și rămân valabile pentru perioade de 12 luni. Diferențele dintre valorile prognozate și cele efective ale parametrilor utilizați la calculul tarifului sunt regularizate prin **corecții ex-post**, aplicate în anii tarifari următori sau la începutul perioadei de reglementare următoare.

Pentru anumite categorii de costuri, ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- **Costuri operaționale:** OPEX controlabil (supus factorilor de eficiență), costuri necontrolabile, consumul propriu tehnologic (CPT), congestii interne, costuri și venituri aferente mecanismului ENTSO-E (ITC);
- **Costuri de capital:** investițiile planificate în rețea, Baza Activelor Reglementate (BAR), amortizarea reglementată, rentabilitatea capitalului investit ($RRR \times BAR$);
- Cantitatea de energie electrică tarifabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie activă introduse sau extrase din rețelele electrice publice, cu excepția importurilor și exporturilor. Transelectrica percepe:

- **TG** – tariful pentru introducerea energiei în rețea,
- **TL** – tariful pentru extragerea energiei din rețea.

TG nu se aplică energiei produse de centrale cu putere instalată ≤ 5 MW și nici energiei importate. TL nu se aplică energiei exportate.

Anul 2025 este primul an din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a V-a de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2029).

Coordonatele principale ale perioadei a V-a de reglementare sunt stabilite de ANRE în baza cadrului de reglementare specific, respectiv metodologia de stabilire a tarifului pentru activitatea de transport al energiei electrice, aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024* cu modificările și completările ulterioare.

Comparativ cu perioada a IV-a de reglementare (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024), cadrul aplicabil perioadei a V-a (2025–2029), stabilit prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024*, menține principiile fundamentale de reglementare de tip „venit plafon”, structura venitului reglementat și modul de formare a acestuia, recuperarea costurilor de operare, recuperarea și remunerarea capitalului investit în active

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

reglementate, natura elementelor stimulative, modul de colectare a venitului reglementat și mecanismele de eficiență.

Principalele elemente de noutate introduse prin Ordinul ANRE nr. 68/2024

- **Stimulente investiționale specifice:**
 - ✓ +1 pp la RRR pentru investițiile realizate din surse proprii care depășesc valoarea minimă obligatorie anuală.
 - ✓ +0,5 pp la RRR pentru mijloace fixe aferente proiectelor cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada 2025–2029.
- **Mecanism de performanță (KPI):**
 - ✓ ajustarea RRR cu $\pm 0,5$ pp în funcție de performanța anuală a OTS privind dezvoltarea rețelei inteligente, eficiența energetică și integrarea surselor regenerabile;
 - ✓ nivelurile de bază ale RRR sunt 6,94% pentru active de rețea și 4,94% pentru active non-rețea.
- **Tratament diferențiat pentru anumite active:**
 - ✓ pentru clădiri administrative și dotări puse în funcțiune după 1 ianuarie 2025, RRR se diminuează cu 2 pp.

Aceste modificări urmăresc creșterea disciplinei investiționale și corelarea mai strânsă între costuri, performanță și nivelul tarifelor.

Începând cu data de 1 aprilie 2025, cadrul legislativ privind plafonarea prețurilor la energie electrică încetează să mai fie aplicabil, ceea ce conduce la eliminarea mecanismelor excepționale de intervenție asupra prețurilor pe piețele angro și, implicit, asupra costurilor cu consumul propriu tehnologic recunoscute în tarife. În noul context, costurile cu energia pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport vor fi recunoscute și recuperate în cadrul mecanismului standard de reglementare aferent perioadei a V-a de reglementare, în conformitate cu metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 68/2024, cu menținerea principiilor de prudență, eficiență și sustenabilitate financiară pentru operatorul de transport și de sistem.

Serviciile de sistem (SS) reprezintă ansamblul de servicii tehnice necesare pentru menținerea siguranței în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), echilibrarea permanentă între producție și consum și menținerea parametrilor de calitate ai energiei electrice. Aceste servicii sunt achiziționate de operatorul de transport și de sistem (OTS) de la producătorii de energie electrică și sunt furnizate utilizatorilor SEN.

Tariful SS este stabilit și aprobat de ANRE în baza Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 116/2022. Metodologia are la bază un mecanism care acoperă integral costurile justificate ale OTS cu achiziția și gestionarea serviciilor tehnologice de sistem, fără a genera profit suplimentar pentru operator.

Tariful SS include:

- costurile prognozate cu achiziția serviciilor de sistem (rezerve pentru reglajul frecvență-putere activă, reglajul tensiune-putere reactivă, servicii de apărare și restaurare),
- corecții ex-post pentru diferențele dintre costurile prognozate și cele efective,
- ajustări pentru variația volumului de energie electrică tarifabilă.

Tariful SS se aplică tuturor cantităților de energie electrică extrase din rețelele electrice publice și este facturat furnizorilor și consumatorilor finali. Veniturile aferente acestui tarif sunt destinate exclusiv acoperirii costurilor cu achiziția și furnizarea SS, iar eventualele diferențe față de costurile recunoscute sunt regularizate în anii următori.

Baza activelor reglementate ("BAR")

Determinarea tarifului de transport are la bază, printre altele, baza activelor reglementate. Baza activelor reglementate include valoarea netă a activelor corporale și necorporale corespunzătoare patrimoniului privat al Companiei și valoarea netă a activelor aparținând domeniului public al statului finanțate integral din surse proprii, recunoscute de ANRE și utilizate în prestarea serviciului de transport al energiei electrice.

În anul 2025, rata reglementată a rentabilității activelor pentru activitatea de transport al energiei electrice, exprimată în termeni reali înainte de impozitare, a avut următoarele valori:

- 6,94% valoare stabilită în reglementările ANRE și aplicată în intervalul 01 ianuarie 2025 - 31 decembrie 2025.

Față de valoarea de bază a RRR de 6,94% stabilită pentru a cincea perioadă de reglementare, precizăm că reglementările ANRE în vigoare prevăd variații specifice în funcție de natura activelor și sursa de finanțare: un stimulent de 0,5 puncte procentuale peste rata de bază (total 7,44%) aplicabil cotei de cofinanțare pentru investițiile realizate prin fonduri nerambursabile, respectiv o diminuare de 2 puncte procentuale (total 4,94%) pentru activele de tip dotări, conform metodologiei de calcul a Bazei Activelor Reglementate..

La începutul anului 2025, valoarea BAR aferentă activității de transport al energiei electrice, stabilită de ANRE în baza investițiilor realizate de CNTEE Transelectrica SA în a patra perioadă de reglementare - este de cca. 3.397 milioane lei, valoarea aceasta curpinzând reevaluarea mijloacelor fixe de la 31 decembrie 2023, acceptată de către ANRE în suma de aprox 850 mil lei. Prin investiții realizate se înțelege investiții finalizate, respectiv obiective puse în funcțiune și înregistrate ca active imobilizate în evidențele contabile ale Companiei.

Volumul total de investiții aprobat pentru perioada a cincea de reglementare este de cca. 2.973 milioane lei. Din acest volum total, s-a prognozat că o parte în cuantum de cca. 1.454 milioane lei reprezentând cca. 49% din volumul investițional total aprobat va fi finanțată din fonduri europene nerambursabile și din veniturile obținute de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

transfrontalieră. Astfel, în programarea Bazei Activelor Reglementate pentru perioada a cincea de reglementare a fost inclus un volum de 1.519 milioane lei reprezentând cca. 51% din volumul investițional total aprobat, respectiv partea din volumul investițional total aprobat care se estimează că nu va fi finanțată din sursele nerambursabile menționate mai sus.

Includerea Transelectrica în indicii bursieri locali și internaționali

Începând cu data de 29.08.2006, acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate pe piața reglementată, administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Acțiunile Transelectrica fac parte din indicele BET, indice care reflectă evoluția celor mai tranzacționate 20 companii de pe Piața Reglementată a BVB, exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).

Transelectrica este inclusă, de asemenea, în indicii bursieri locali BET-EF, BET-XT, BET-NG, BET-XT-TR, BET-TR, BET-BK, BET-TRN, BET-XT-TRN, BET, BETPlus.

Începând cu data de 5 ianuarie 2015, Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB.

Veniturile Companiei

Principalele activități generatoare de venituri pentru Companie sunt reprezentate de prestarea următoarelor servicii:

- Serviciul de transport al energiei electrice;
- Servicii de sistem;
- Operator al pieței de echilibrare.

Serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport constă în asigurarea transmiterii, în condiții de eficiență și siguranță, a energiei electrice între două sau mai multe puncte ale rețelei electrice de transport („RET”), cu respectarea standardelor de performanță în vigoare.

Compania asigură accesul nediscriminatoriu și reglementat tuturor participanților la piața de energie electrică. Activitatea de transport se derulează prin intermediul a opt sucursale teritoriale de transport cu sediul în: București, Bacău, Cluj-Napoca, Constanța, Craiova, Pitești, Sibiu și Timișoara.

Activitatea de transport al energiei electrice desfășurată de Transelectrica constă în asigurarea condițiilor tehnice și în menținerea parametrilor RET în momentul introducerii/preluării energiei în/din RET.

Servicii de sistem

Compania are sarcina de a menține în permanență funcționarea sistemului energetic național în condiții de siguranță și cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în codul tehnic al rețelei electrice de transport. În acest scop, Compania achiziționează de la producătorii de electricitate servicii de sistem.

Serviciile de sistem sunt achiziționate în baza unei proceduri concurențiale reglementate de ANRE, de la producători, la cererea CNTEE Transelectrica SA, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN, precum și a calității energiei transportate la parametri ceruți de legislația în vigoare. CNTEE Transelectrica SA refacturează întreaga valoare a serviciilor de sistem achiziționate de la producători (cu excepția componentei de energie activă pentru acoperirea pierderilor în RET) către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE care beneficiază în final de aceste servicii.

Operator al pieței de echilibrare

Modul de funcționare a pieței de echilibrare este stipulat în:

- Regulamentul (UE) 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, numit în continuare „Regulamentul (UE) 2195/2017”.
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Ordinul Președintelui 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 Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei publicat în Monitorul Oficial nr. 1196 din 17 decembrie 2021, cu modificările și completările ulterioare.
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Piața de Echilibrare permite echilibrarea balanței producție-consum în timp real, utilizând resurse oferite într-un sistem concurențial. De asemenea, piața de echilibrare garantează realizarea integrală a obligațiilor contractuale asumate de participanții la piața de energie.

Scopul pieței de echilibrare este de a echilibra producția și consumul de energie electrică și de a îmbunătăți precizia previziunilor făcute în acest scop de toți participanții la piață. Aceasta se asigură prin tranzacționarea energiei contractate în plus sau necontractată, dar consumată de către participanții la piață. Transelectrica, pe baza procedurilor și reglementărilor aprobate de ANRE, trebuie să aprobe toți participanții la piața de echilibrare, să colecteze, să verifice, să proceseze toate ofertele și să efectueze procedurile de

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

decontare.

Cea mai importantă contribuție la funcționarea pieței de echilibrare o are Dispecerul Energetic Național. Dispecerul Energetic Național este responsabil de supravegherea funcționării adecvate și sigure a SEN, asigurând în orice moment, echilibrarea balanței producție – consum.

Piața de echilibrare este folosită de Transelectrica pentru asigurarea echilibrării în timp real a consumului cu producția, pentru garantarea funcționării sigure și stabile a SEN și pentru administrarea oricărei restricții din cadrul SEN.

Contractele încheiate de Transelectrica cu toți participanții la piața de echilibrare au la bază două convenții: convenția cadru pentru asumarea responsabilității de echilibrare (încheiată cu participanții la piață ca părți responsabile cu echilibrarea) și convenția cadru pentru participarea la piața de echilibrare (încheiată, de regulă, cu furnizorii de servicii de echilibrare, deținători de UFR/GFR).

În conformitate cu prevederile Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS (operatorul de transport și de sistem) și de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea) este responsabil pentru stabilirea cantităților și prețurilor de închidere pe piața de echilibrare.

De asemenea, Transelectrica este implicată în activitatea de echilibrare, astfel:

- Dispecerul Energetic Național contractează necesarul de energie electrică pentru echilibrarea balanței producție - consum de pe piața de echilibrare;
- Direcția de măsurare OMEPA, este responsabilă pentru măsurarea cantităților efectiv.

Totodată, începând cu luna octombrie 2023, Transelectrica are calitatea de ODPE.

Conform prevederilor Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, cu modificările și completările ulterioare, pentru asigurarea funcționării Pieței de Energie Electrică, OTS – respectiv Transelectrica colectează: sumele datorate de PRE (Părțile Responsabile cu Echilibrarea) pentru:

- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea);
- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE;
- costurile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

sumele datorate de FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- obligațiile de plată ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la reducere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- obligațiile de plată ale FSE pentru prestarea de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la creștere de putere, prezentată cu semn negativ în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS;

și plătește

PRE pentru:

- valoarea drepturilor de încasare pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE;
- valoarea drepturilor de încasare pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE.
- veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului

FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- drepturile de încasare ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la creștere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- drepturile de încasare ale FSE pentru valorile prestației de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la reducere de putere, prezentată cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS.

- **Schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie (Metodologia de calcul FSKAR)**

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică, la nivelul ENTSO – E au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie. Precizăm faptul că noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care CNTEE Transelectrica SA le tranzacționa pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistra distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare.

Metodologia de calcul FSKAR, denumită *Accounting and Financial Settlement of kAf, ACE and Ramping period*, a intrat în vigoare la data de 1 iunie 2021. Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția) transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO – E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh.

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

▪ Procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți Operatorii de transport și sistem - Platforma IN (Imbalance Netting)

Începând cu data de 01.01.2021, a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

🌟 Cogenerare de înaltă eficiență

Începând cu 1 Aprilie 2011, CNTEE Transelectrica SA este administratorul schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Obiectivul acestei scheme de sprijin este promovarea sistemelor de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență, având avantajul producerii de energie cu emisii poluante reduse. Scopul este de a facilita accesul pe piață a sistemelor de producere în cogenerare de înaltă eficiență prin acordarea unui bonus de cogenerare, în condițiile în care costurile de producție a energiei electrice și a energiei termice în centralele de cogenerare sunt superioare prețurilor de piață ale celor două forme de energie. Schema este destinată producătorilor de energie electrică și termică ce dețin sau exploatează comercial centrale de cogenerare de înaltă eficiență, în scopul stimulării efectuării de investiții noi în sisteme de cogenerare, precum și re tehnologizării centralelor existente. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin în România a avut loc la 1 aprilie 2011, după adoptarea de către Autoritatea Națională în domeniul Energiei (ANRE) a cadrului de reglementare necesar implementării acestei scheme.

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență reprezintă unul dintre mecanismele dezvoltate la nivelul Uniunii Europene (UE) pentru atingerea de către fiecare stat membru a țintelor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră -GES- (prin reducerea cantității de energie primară necesară generării aceluiași cantități de energie prelucrată – electrică și termică – față de producerea separată).

Schema de sprijin de tip bonus a fost instituită în România prin HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă (transpunerea Directivei CE nr. 8/2004) și implementată prin HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, pentru producătorii cu capacitate electrică instalată mai mare de 1 MW.

Mecanismul de sprijin a fost autorizat de Comisia Europeană, Decizia C(2009)7085, modificată prin Decizia C(2016)7522 final. Conform acestor decizii, ajutorul de stat este de tip operare, pentru acoperirea diferenței dintre costurile și veniturile producției de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, asigurându-se o rentabilitate de maximum 9%.

Schema de sprijin de tip bonus este destinată în acest fel susținerii și promovării sistemelor de producere de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, astfel încurajându-se noi investiții în tehnologia de cogenerare, precum și realizarea de lucrări de înlocuire/reabilitare a instalațiilor existente.

Schema se aplică producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care au solicitat ANRE acordarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, livrată în SEN, pentru capacitățile de cogenerare înscrise în lista producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență până la 31 decembrie 2016. Producătorii beneficiază de schema de sprijin pe o perioadă de maximum 11 ani consecutivi, fără a depăși anul 2023, an la finalul căruia se încheie schema. Bonusul, acordat la cerere, reprezintă cuantumul (în lei) primit de producători pentru fiecare MWh produs în cogenerare de înaltă eficiență și livrat în rețelele SEN, este stabilit anual de către ANRE și este calculat ca diferență dintre costurile totale de producere ale unei centrale de cogenerare echivalente, cu producția de energie electrică de înaltă eficiență, și veniturile ce pot fi obținute de aceasta utilizând prețul pe piață al energiei electrice, respectiv costul unitar al energiei termice rezultat pentru o centrală termică echivalentă, diferența raportată la energia electrică livrată în SEN de centrala de cogenerare.

Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009 stabilește cadrul legal, în conformitate cu reglementările Uniunii Europene, necesar implementării schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pe baza cererii de energie termică utilă, în vederea

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

acoperirii diferenței dintre costul producerii energiei în cogenerare de înaltă eficiență și prețul de vânzare al acesteia. ANRE a aprobat valorile bonusurilor de referință, pe megawatt ora de energie electrică produsă și livrată în rețea din centrale de cogenerare de înaltă eficiență. Beneficiarii schemei sunt producători care îndeplinesc anumite criterii stabilite de către ANRE.

În conformitate cu prevederile art. 14 din Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009, CNTEE Transelectrica SA este desemnată ca fiind responsabilă de administrarea schemei de sprijin. Principalele atribuții care îi revin Companiei în calitate de administrator al schemei de sprijin sunt reprezentate de colectarea contribuției de la furnizorii consumatorilor de energie electrică într-un cont bancar distinct de activitatea de bază și de plata bonusului către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență; încheierea de contracte cu furnizorii pentru colectarea contribuției și cu producătorii care vor fi beneficiarii schemei; verificarea valorii contribuției colectate; emiterea facturilor către furnizori; returnarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență furnizorilor care introduc în România energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență în alte state membre ale Uniunii Europene; monitorizarea și raportarea către ANRE a modului de administrare a schemei de sprijin.

Compania acționează ca agent al statului în colectarea lunară a contribuției pentru cogenerare și plată lunară a bonusului și în aceste condiții, operațiunile aferente schemei de sprijin nu influențează conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția cheltuielilor proprii de administrare recunoscute de ANRE pentru derularea schemei de sprijin și care se autofacturează.

În data de 08.12.2016, prin Hotărârea Guvernului nr. 925, s-a adoptat modificarea și completarea HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Principalele modificări fac referire la următoarele aspecte:

- pentru primirea bonusului, producătorii sunt obligați să nu înregistreze datorii față de administratorul schemei de sprijin sau să aibă încheiate convenții de compensare a datoriilor și creanțelor;
- supracompensarea se recuperează conform legislației naționale și a Uniunii Europene în domeniul ajutorului de stat;
- supracompensarea/bonusul necuvenit rămas neachitat de către producători, pentru care s-au întreprins toate demersurile legale, se va recupera prin includerea sumei în contribuția pentru cogenerare, conform metodologiei emise de către ANRE;
- deciziile ANRE referitoare la cuantumul supracompensării și/sau bonusului necuvenit sunt obligatorii pentru producători și se pun în aplicare în vederea recuperării prin emiterea unei decizii de către administratorul schemei în conformitate cu legislația în domeniul ajutorului de stat;
- închiderea financiară a schemei de sprijin se face în primul semestru al anului 2024, conform cadrului de reglementare elaborat de ANRE.

În data de 25.03.2022, prin **Hotărârea Guvernului nr. 409/2022**, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Ca urmare a emiterii HG nr. 409/2022, ANRE a actualizat cadrul de reglementare aplicabil prin emiterea:

✓ **Ordinului președintelui ANRE nr. 34/2022** privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015;

✓ **Ordinului președintelui ANRE nr. 35/2022** privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 115/2013.

Producătorii care până la data de 31 martie 2022 au beneficiat de schema de de sprijin 11 ani și care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin prezatate mai sus, pot beneficia, în baza unei decizii aprobate de președintele ANRE, de prelungirea ajutorului de stat începând cu 1 aprilie 2022.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin și se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Mecanismul de cuplare prin preț a piețelor de energie electrică

Aplicarea mecanismului de cuplare prin preț a început în data de 19 noiembrie 2014, dată la care Proiectul „4 Market Market Coupling (4MMC)” care prevede unirea piețelor de energie electrică PZU (Piața Zilei Următoare) din România, Ungaria, Cehia și Slovacia a intrat în faza de operare.

În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea proiectului Interim Coupling (ICP), care reprezintă cuplarea piețelor pentru ziua următoare din țările 4MMC cu cele din Polonia, Austria și Germania.

În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).

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 19 noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling), cu primele livrări în data de 20 noiembrie. Șapte țări - Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria,

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Polonia, România și Slovenia s-au alăturat celor paisprezece țări - Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portugalia, Spania și Suedia, care funcționează deja în regim cuplat din iunie 2018.

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră.

Din punct de vedere al cadrului de reglementare intern, rolurile și responsabilitățile operatorilor implicați, CNTEE Transelectrica SA și OPCOM SA, cât și operațiunile ce se realizează în cadrul cuplării piețelor sunt prevăzute în Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică, cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 82/2014 (Regulament).

Modelul țintă pentru piața pentru ziua următoare, bazat pe principiul de cuplare a regiunilor prin preț (PCR - Price Coupling of Regions) utilizează un algoritm unic de corelare a ofertelor și de stabilire a prețului.

În situația în care cuplarea nu este posibilă, OTS-urile din țările respective aplică procedurile de fallback, prin care se alocă capacitatea transfrontalieră.

Art. 138 din Regulament prevede că în procesul de postcuplare, Operatorii de transport și de sistem (OTS) au rol de agenți de transfer ai energiei electrice rezultate din algoritmul de cuplare ca fiind transferată între două zone de ofertare adiacente.

În cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, bursele de energie electrică corelează, pe baza de licitații, tranzacțiile cu energie electrică pentru ziua următoare, în funcție de capacitatea de interconexiune pusă la dispoziție de OTS prin care se realizează alocarea implicită a acesteia.

CNTEE Transelectrica SA, în calitate de OTS, transferă energia electrică, atât fizic, cât și comercial, către OTS-urile vecine (MAVIR – Ungaria și IBEX - Bulgaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă aferente PZU (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA are calitatea de Participant Implicit la Piața Zilei Următoare și Piața Intrazilnică (PI).

În calitate de Agent de Transfer și de Participant Implicit, CNTEE Transelectrica SA are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA, MAVIR și IBEX.

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Veniturile înregistrate din congestii sunt împărțite lunar între operatorii de transport și de sistem, iar diferențele de curs valutar se rețin sau se asigură, după caz, de către OTS.

La nivelul Companiei s-a aprobat ca tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale să nu influențeze conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția veniturilor din managementul congestiilor pe liniile de interconexiune, a veniturilor/cheltuielilor cu diferențele de curs valutar și a cheltuielilor cu comisioanele bancare rezultate din decontarea tranzacțiilor realizate de Companie în calitate de agent de transfer.

Energia livrată pentru suport echilibrare OTS vecine în situații de urgență (“ajutoare de avarii”)

Având în vedere directivele și regulamentele europene, legislația națională și normele ENTSO-E, una din obligațiile Operatorului de Transport și de Sistem (OTS) este coordonarea acțiunilor și întrajutorarea între OTS vecini în scopul asigurării energiei electrice pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor electroenergetice în cazul unor situații de urgență.

În cadrul funcționării interconectate a sistemului energetic european, un mijloc operațional de sprijin reciproc al OTS este constituit de livrarea de energie de echilibrare către sistemele din interconexiune (vecine) aflate în situații de urgență definite de lipsa de rezerve și/sau surse suficiente pentru acoperirea consumului, conform prevederilor generale corespunzătoare din *Regulamentului (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice* și ale *Regulamentului (UE) 2017/2195 de stabilire a unor linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică*.

Punerea în aplicare a acestei posibilități se face în baza acordului operațional al zonei sincrone Europa Continentală („Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe - SAFA”), care detaliază prevederile din regulamente, respectiv alineatele e), f) și g) și de Art. B-12 din acest acord operațional. Astfel, Compania a semnat acorduri bilaterale în scopul asigurării energiei electrice de urgență cu OTS vecini din Ungaria, Bulgaria și Serbia în cursul anilor 2017 – 2019 și cu OTS vecini din Ucraina și Republica Moldova, în cursul anului 2022 (contracte bilaterale cu OTS din Ucraina și din Republica Moldova au fost semnate în regim de urgență, pe fondul situației conflictuale din Ucraina și a sincronizării celor două sisteme la Sistemul Energetic din Europa Continentală – 16.03.2022).

Pe baza contractelor bilaterale cu OTS vecini se poate furniza reciproc energie electrică în cazul unor avarii majore în structura de producție sau în rețeaua de transport (energie denumită în contract „Energie de Urgență”), pe principii comerciale. De asemenea, se poate acorda Energie de Urgență din sistemul energetic românesc către sistemul energetic ucrainean/ moldovenesc pentru a asigura (respecta) schimburile de energie programate dinspre Blocul de Control Ucraina – Republica Moldova către Zona Sincronă Europa Continentală, în cazul activării măsurilor prevăzute prin decizia Grupului Regional Europa Continentală (RG CE) din cadrul ENTSO-E care vizează reducerea fluxului fizic de energie electrică sau încetarea funcționării sincrone a Blocului de Control Ucraina – Republica Moldova cu Zona Sincronă a Europei Continentale.

2. BAZELE ÎNTOCMIRII

Declarație de conformitate

Situațiile financiare separate la 31 decembrie 2025 (“situații financiare”) au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016.

Situațiile financiare sunt disponibile la sediul social al CNTEE Transelectrica SA situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București și pe website-ul Companiei.

Situațiile financiare separate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 au fost auditate de auditorul financiar al Companiei – Deloitte Audit SRL.

Exercițiul financiar corespunde anului calendaristic.

Continuitatea activității

Prezentele situații financiare au fost întocmite în baza principiului continuității activității. În efectuarea acestei judecăți, managementul ia în considerare performanța curentă și accesul la resurse financiare având în vedere importanța strategică și poziția de monopol natural de interes național deținută de Companie în cadrul sistemului energetic național.

Bazele evaluării

Situațiile financiare sunt întocmite la cost istoric, cu excepția imobilizărilor corporale, altele decât imobilizările corporale în curs, ce sunt evaluate la valoare reevaluată, în timp ce datoriile aferente aranjamentelor de plată pe bază de acțiuni cu decontare în numerar sunt evaluate la valoarea justă.

Moneda funcțională și de prezentare

Situațiile financiare sunt prezentate în LEI Românești (“LEI” sau “RON”) conform reglementărilor contabile aplicabile, aceasta fiind și moneda funcțională a Companiei.

Utilizarea de estimări și judecăți

Pregătirea situațiilor financiare în conformitate cu IFRS UE presupune din partea conducerii utilizarea unor raționamente profesionale, estimări și ipoteze ce afectează aplicarea politicilor contabile, precum și valoarea recunoscută a activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor, ipoteze privind valoarea justă (a se vedea Nota 4), privind angajamente și contingente (a se vedea Nota 28), privind recunoașterea fondurilor nerambursabile de primit (a se vedea Nota 13 - Venituri în vans), privind ajustările pentru pierderi de valoare ale creanțelor (a se vedea Nota 10) și privind obligațiile aferente planurilor de beneficii determinate (Nota 15).

Rezultatele efective pot fi diferite de valorile estimate. Estimările și ipotezele sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor contabile sunt recunoscute în perioada în care estimările sunt revizuite, cât și în perioadele viitoare afectate.

Informațiile cu privire la ipotezele și estimările care implică incertitudini semnificative sunt incluse în următoarele note:

- Nota 13 - estimarea conducerii Companiei cu privire la faptul că există o asigurare rezonabilă că vor fi îndeplinite condițiile atașate fondurilor nerambursabile și că fondurile vor fi primite;
- Nota 15 - evaluarea obligațiilor aferente planurilor de beneficii determinate;
- Nota 28 - recunoașterea și evaluarea provizioanelor, angajamentelor și contingentelor; ipoteze cheie privind probabilitatea și amplexarea unei ieșiri de resurse.

Informații cu privire la raționamentele politicii contabile în ceea ce privește acordurile de concesiune a serviciilor sunt prezentate în următoarele paragrafe.

Compania (concesionar) a încheiat în 2004 un contract de concesiune pe o durată de 49 ani, cu Ministerul Economiei (concedent) potrivit căruia Compania are dreptul de a utiliza active de patrimoniu public ce includ rețeaua electrică de transport a energiei electrice și terenurile pe care aceasta este amplasată, în schimbul furnizării serviciului de transport a energiei electrice (vezi Nota 3 - b).

Dat fiind faptul că, majoritatea acțiunilor Companiei sunt deținute de către Stat, conducerea Companiei consideră că aceasta este o companie publică și de aceea nu intră sub prevederile IFRIC 12 “Acorduri de concesiune a serviciilor”.

Având în vedere că nu există alt standard internațional de raportare financiară specific pentru acordurile de concesiune a serviciilor, Compania a considerat dacă va aplica totuși IFRIC 12, pe baza ierarhiei menționate în SIC 8 “Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori”, care prevede că mai întâi să se aibă în vedere prevederile altor IFRS-uri ce tratează aspecte similare.

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Astfel, în analiza aplicării IFRIC 12, Compania a considerat dacă următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat sunt aplicabile contractului de concesiune încheiat cu ME, la data la care IFRIC 12 trebuie adoptat:

- concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț;
- concedentul controlează - prin dreptul de proprietate, dreptul de beneficiu sau în alt mod - orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului: 49 ani;
- prevederile contractuale ar include aceleași prevederi, dacă acordul ar fi fost încheiat cu o companie privată.

Din analiza caracteristicilor acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat, se constată următoarele:

- serviciile prestate de Companie sunt reglementate de ANRE, prin urmare, Concedentul (Ministerul Economiei) nu controlează și nu reglementează tipul de servicii pe care Compania trebuie să le presteze;
- la sfârșitul perioadei contractuale, interesul rezidual în infrastructură este aproximativ zero, majoritatea bunurilor aparținând domeniului public al statului fiind complet amortizate;
- în prezent, nu există contracte similare, Compania având poziție de monopol pentru transportul energiei electrice.

Compania a concluzionat faptul că o contabilizare a contractului de concesiune potrivit prevederilor IFRIC 12 nu va reflecta substanța economică a tranzacției, deoarece Compania achită o taxa anuală sub formă de redevență pentru utilizarea activelor menționate în contractul de concesiune în valoare de 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului, taxă ce este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Compania ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă contractul de concesiune nu ar fi fost semnat.

Drept urmare, IFRIC 12 nu este aplicabil, iar Compania a aplicat politicile contabile așa cum sunt descrise în Nota 3, punctele a) și b).

3. POLITICI CONTABILE

Politicile contabile detaliate mai jos au fost aplicate în mod consecvent pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare, cu excepția aspectelor prezentate în Nota 3 litera (ab) care prezintă modificările în politicile contabile.

(a) Imobilizări corporale

Active proprii

Imobilizările corporale, cu excepția imobilizărilor corporale în curs de execuție, sunt prezentate la valoare reevaluată, mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din depreciere. Imobilizările corporale în curs de execuție sunt prezentate la cost. Costul activelor construite în regie proprie include costul materialelor, al salariilor directe, estimarea inițială, unde este cazul, a costurilor de demontare și de mutare a elementelor și restaurarea amplasamentului, și o cotă parte a cheltuielilor indirecte.

Recunoaștere

Imobilizările corporale sunt evaluate inițial la cost.

Costul include cheltuielile direct atribuibile achiziției activului. Costul activelor construite de entitate include:

- costul materialelor și cheltuielile directe cu personalul;
- alte costuri direct atribuibile aducerii activelor la locul și starea necesară/stadiul necesar utilizării preconizate;
- costurile îndatorării capitalizate.

Pentru imobilizările corporale neutilizate sau uzate se înregistrează ajustări de depreciere.

Subvențiile guvernamentale obținute pentru investiții aferente domeniului public sunt recunoscute prin contul contabil 1026 - *Patrimoniul public*, cont de capitaluri proprii, concomitent cu promovarea Hotărârii de Guvern de actualizare a domeniului public.

Mijloacele fixe rezultate din investițiile aferente domeniului public obținute din subvențiile guvernamentale nu se amortizează, având în vedere predarea acestora către patrimoniul public. Acestea nu îndeplinesc condițiile de recunoaștere a amortizării conform prevederilor din Contractul de concesiune nr. 1/2004, nu reprezintă investiții sau cheltuieli suportate de Companie.

În acest sens, Compania transmite anual Ministerului Economiei, în calitate de concedent și titular al dreptului de administrare a bunurilor ce fac obiectul contractului de concesiune, propunerile de transfer a mijloacelor fixe către patrimoniul public. Conform legii, necesitatea și oportunitatea promovării proiectului de hotărâre a Guvernului aparțin titularului dreptului de administrare.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Cheltuielile ulterioare

Compania recunoaște în valoarea contabilă a unui element de imobilizări corporale costul înlocuirii unei părți a unui element de imobilizare dacă la momentul în care costul are loc este probabilă generarea către Companie de beneficii economice viitoare aferente elementului și costul elementului poate fi evaluat în mod credibil.

Toate celelalte costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere atunci când acestea au loc.

Amortizarea

Imobilizările corporale sunt amortizate folosind metoda liniară, pe parcursul duratelor de viață ale acestora, după cum urmează:

	Durata normală de funcționare
	(ani)
Clădiri și instalații speciale	40-60
Utilaje și echipamente	15-40
Aparate de măsură și control	7-12
Vehicule	5-8
Alte imobilizări corporale	3-5

Terenurile nu se amortizează. Atunci când elementele unei imobilizări corporale au durate de viață diferite, acestea sunt înregistrate ca elemente separate (componențe majore) ale unui activ. Metodele de amortizare ale activelor, duratele de viață utile și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

Reevaluarea

Compania a ales drept politică contabilă modelul de reevaluare și aplică această politică fiecărei clase întregi de active corporale, cu excepția avansurilor și imobilizărilor corporale în curs de execuție care sunt evaluate la cost istoric.

Reevaluarea imobilizărilor corporale se efectuează periodic (termenul periodic se referă la orice perioadă de raportare la care managementul Transelectrica identifică indicii că valoarea activelor este semnificativ diferită față de valoarea de piață) la valoare justă. În acest sens, conducerea Transelectrica utilizează serviciile unor evaluatori autorizați pentru asemenea activitate.

La reevaluarea unui activ corporal amortizarea cumulată la data reevaluării este eliminată din valoarea contabilă brută a activului, valoarea netă fiind recalculată la valoarea reevaluată a activului.

În același timp atunci, când un activ corporal este reevaluat, întreaga clasă din care face parte acel element va fi reevaluată.

Când valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, creșterea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și acumulată în capitalurile proprii la rubrica surplus din reevaluare. Cu toate acestea, creșterea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care compensează o scădere din reevaluare a aceluiași activ recunoscută anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ se diminuează ca urmare a unei reevaluări, scăderea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global în măsura oricărui sold creditor existent în surplusul din reevaluare aferent activului respectiv. Scăderea recunoscută în alte elemente ale rezultatului global reduce suma acumulată în capitaluri proprii de la rubrica surplus din reevaluare.

Politica Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizărilor corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - *Impozitul pe profit*.

(b) Patrimoniul public

În conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, rețeaua electrică de transport al energiei electrice existente pe teritoriul României este proprietatea publică a statului pentru activele concesionate către Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., precum și pentru bunurile de retur conform contractului de concesiune și dispozițiilor legale.

Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 stabilește în anexă nr. 8 inventarul bunurilor imobile care alcătuiesc domeniul public al statului, preluate în exploatare de către Companie începând cu 1 august 2000 și care se inventariază și se actualizează de câte ori este cazul, prin act legislativ (HG).

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (actualmente Ministerul Economiei, Digitalizării, Antreprenoriatului și Turismului) a concesionat în numele statului către Companie, rețeaua de transport (linii de înalta tensiune și stații electrice) și terenurile pe care aceasta este amplasată. Astfel, la data de 29 iunie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 1 între Ministerul Economiei și Comerțului și Companie pentru toate imobilizările corporale din patrimoniul public în sold la 31 decembrie 2003 pe o durată de 49 ani.

Ca urmare a semnării contractului de concesiune cu Ministerul Economiei și Comerțului în numele Statului român, în data de 29 iunie 2004, natura relației dintre acesta și Companie s-a modificat și prin urmare, Compania a procedat la derecunoașterea activelor din patrimoniul public, inclusiv a rezervei patrimoniului public din cadrul capitalurilor proprii. Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului. Contabilizarea acestora se efectuează în conformitate cu IFRS 16, leasinguri, care menționează faptul că, în situația în care, plățile de leasing sunt variabile și reprezintă un procent din veniturile obținute din vânzări, datoria cu leasingul și drepturile de utilizare ale activelor pentru leasinguri sunt zero.

Contractul de concesiune nr. 1/2004 a fost publicat în Monitorul Oficial al României nr. 298 bis din 30 aprilie 2015. În cursul anilor 2005-2013, au fost încheiate șapte acte adiționale la contractul de concesiune.

Având în vedere prevederile Hotărârii Guvernului nr. 1009/2012 și Hotărârii Guvernului nr. 984/2012 prin care a fost aprobată modificarea Anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului concesionate Companiei, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012 și a reevaluării/evaluării acestor bunuri, la data 14.02.2013 a fost încheiat cu Ministerul Economiei actul adițional nr. 7 la Contractul de Concesiune nr. 1/29.06.2004.

Prin Hotărârea Guvernului nr. 1032 din 11 decembrie 2013, publicată în Monitorul Oficial nr. 22 din 13 ianuarie 2014, au fost aprobate modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 615 din 05 septembrie 2019, publicată în Monitorul Oficial nr. 730 bis 2019, a fost aprobată modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2017 pentru perioada 2013-2017, dar până la acest moment nu a fost încheiat actul nr. 8 la Contractul de concesiune nr. 1/2004.

Principalii termeni ai contractului de concesiune sunt următorii:

- ✓ Obiectul contractului de concesiune îl constituie exploatarea rețelei electrice de transport al energiei electrice – RET și a terenurilor pe care aceasta este amplasată;
- ✓ Compania are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani, de la 1 iunie 2004 până la 31 mai 2053;
- ✓ Taxa anuală plătită de Companie sub formă de redevență pentru utilizarea acestor active este stabilită de ME și reprezintă 1/1000 din veniturile realizate din activitatea de transport al energiei electrice, pentru cantitatea efectiv transportată;
- ✓ Activele vor fi preluate de către ME la terminarea sau expirarea contractului; contractul poate fi denunțat unilateral de către oricare dintre părți;
- ✓ Compania are obligația să utilizeze activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și cu licență de funcționare.

Începând cu 12 noiembrie 2020, a fost modificată și completată Legea energiei electrice nr. 123/2012, care la art. 19, alin. (1[^]1) prevede: *"redevența anuală aferentă concesiunii din domeniul transportului energiei electrice este de 0,4% din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit ale energiei electrice și este plătită de operatorul de transport și de sistem în calitate de concesionar"*.

Taxa plătită de Companie conform contractului de concesiune și a Legii energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2024 este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Compania ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă acest contract nu ar fi existat. Cu toate acestea, Compania nu a înregistrat în situațiile financiare nicio sumă referitoare la acest posibil beneficiu deoarece nu poate estima care este suma plătită pentru utilizarea acestor active de către o terță parte într-o tranzacție cu preț determinat obiectiv.

Investițiile efectuate de Companie din surse proprii de finanțare la activele ce fac obiectul contractului de concesiune sunt capitalizate și se amortizează pe durata rămasă de viață a activelor. După recuperarea amortizării investiției, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului, potrivit prevederilor legale în vigoare, în baza unui act normativ adoptat în acest sens.

(c) Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale achiziționate de Companie sunt prezentate la cost mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din deprecierea imobilizărilor necorporale. Amortizarea este recunoscută în contul de profit și pierdere pe baza metodei liniare pe perioada de viață estimată a imobilizărilor necorporale. Majoritatea imobilizărilor necorporale înregistrate de către Companie este reprezentată de imobilizări necorporale în curs de execuție și programe informatice dedicate. Acestea sunt amortizate liniar pe o perioadă de 3 ani.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Metodele de amortizare ale activelor și duratele de viață utile sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Cheltuielile ulterioare

Cheltuielile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabilă generarea către Companie de beneficii economice viitoare aferente cheltuielilor ulterioare.

(d) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută se exprimă în LEI prin aplicarea cursului de schimb de la data tranzacției. Activele și pasivele monetare exprimate în valută la sfârșit de an sunt exprimate în LEI la cursul de schimb de la acea dată. Câștigurile și pierderile din diferențele de curs valutar, realizate sau nerealizate, sunt înregistrate în contul de profit și pierdere al exercițiului financiar respectiv.

Ratele de schimb la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 sunt, după cum urmează:

Moneda	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1 EUR	5,0985	4,9741
1 USD	4,3417	4,7768

Activele și datoriile nemonetare exprimate într-o monedă străină sunt evaluate la valoarea justă, la cursul de schimb valutar de la data la care a fost efectuată tranzacția.

(e) Creanțe

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial la valoarea facturată iar ulterior evaluate la costul amortizat pe baza metodei dobânzii efective, mai puține ajustări pentru depreciere.

Ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale cuprind ajustările pentru creanțele în litigiu și ajustările constituite prin aplicarea modelului simplificat de analiza prevăzută de IFRS 9 - *Instrumente financiare*. Societatea aplică abordarea simplificată a IFRS 9 pentru măsurarea pierderilor de credit preconizate, care vizează o reducere a pierderilor preconizate (ECL) pe durata de viață pentru toate creanțele comerciale. Pentru a măsura pierderile de credit preconizate, creanțele comerciale sunt grupate pe baza caracteristicilor comune de risc de credit și a zilelor de întârziere.

Ratele de pierdere preconizate se bazează pe profilurile de plată ale vânzărilor pe o perioadă de 36 de luni înainte de 31 decembrie 2025, respectiv 1 ianuarie 2025, și pe pierderile de credit istorice corespunzătoare înregistrate în această perioadă. Ratele istorice ale pierderilor sunt ajustate pentru a reflecta informațiile actuale și viitoare privind factorii macroeconomici care afectează capacitatea clienților de a deconta creanțele.

Creanțele comerciale sunt anulate atunci când nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare. Indicatorii care arată că nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare includ, printre altele, faptul că un debitor nu se angajează într-un plan de rambursare și că nu efectuează plățile contractuale pentru o perioadă mai mare de 180 de zile de întârziere. Pierderile din deprecierea creanțelor comerciale sunt prezentate ca pierderi nete din depreciere în cadrul profitului din exploatare. Recuperările ulterioare ale sumelor anulate anterior sunt creditate la același post.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor – pentru creanțele comerciale se adoptă o abordare simplificată în care pierderile din depreciere sunt recunoscute pe baza pierderilor de credit preconizate pe durata de viață la fiecare dată de raportare. Dacă există asigurări de credit sau garanții pentru soldurile restante, calculul pierderilor preconizate din creanțe se bazează pe probabilitatea de nerambursare aferentă asiguratorului pentru partea asigurată a soldului restant iar suma rămasă neacoperită va avea probabilitatea de nerambursare a contrapartidei. Pentru creanțele comerciale, se utilizează modelul simplificat reglementat de IFRS 9, prezentat în Nota 10.

(f) Stocuri

Stocurile sunt alcătuite din:

- materii prime, materiale, piese de schimb ce nu îndeplinesc definiția imobilizărilor corporale și alte materiale consumabile ce urmează a fi folosite în cadrul desfășurării activității de bază a Companiei;
- stocuri de securitate și intervenție destinate remedierii rapide a defecțiunilor apărute la instalațiile RET în scopul asigurării funcționării în condiții de siguranță a SEN. Aceste materiale sunt înregistrate ca stocuri în momentul achiziției și sunt trecute pe cheltuieli în momentul consumului sau sunt capitalizate, după caz.

Stocurile sunt evaluate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă. Costul stocurilor consumate este determinat pe baza metodei FIFO și include cheltuielile cu achiziția. Valoarea realizabilă netă este prețul de vânzare estimat în cursul normal al activității minus costurile estimate pentru finalizare, dacă este cazul, și cheltuielile ocazionate de vânzare.

Politica Companiei este de a înregistra o pierdere de valoare de 100% pentru stocurile mai vechi de 365 de zile și care nu vor mai fi folosite în viitor, cu excepția stocurilor de securitate și intervenție.

(g) Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ casa, conturile curente și depozitele bancare cu o maturitate inițială de până la 3 luni care sunt supuse unui risc nesemnificativ de schimbare a valorii juste.

(h) Rezervele din reevaluare

După recunoașterea ca activ, un element de imobilizări corporale a cărui valoare justă poate fi evaluată în mod fiabil este contabilizat la o valoare reevaluată, aceasta fiind valoarea sa justă la data reevaluării mai puțin orice amortizare acumulată ulterior și orice pierderi acumulate din depreciere. Reevaluările se fac cu suficientă regularitate pentru a se asigura că valoarea contabilă nu diferă semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la data bilanțului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, această majorare este înregistrată direct în capitalurile proprii în rezervele din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiași activ recunoscut anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unei imobilizări corporale este diminuată ca urmare a unei reevaluări, această diminuare este recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, diminuarea se efectuează prin reducerea rezervelor din reevaluare, în măsura în care există sold creditor în surplusul din reevaluare pentru acea imobilizare corporală.

Rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut.

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Compania a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003, precum și porțiunea reevaluării efectuată după data de 1 ianuarie 2004 și aferentă perioadei de până la 30 aprilie 2009 nu vor fi impozitate în momentul transferului în rezultatul reportat.

Compania nu a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii Companiei, inclusiv la folosirea acesteia pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, de rezerve aferente evaluărilor efectuate după 1 ianuarie 2004 în rezultatul reportat, care sunt impozitate concomitent cu deducerea amortizării fiscale.

(i) Deprecierea activelor nefinanciare

Valorile contabile ale activelor nefinanciare ale Companiei, altele decât stocurile și creanțele privind impozitul amânat, sunt revizuite la fiecare dată de raportare pentru a determina dacă există dovezi cu privire la existența unei deprecieri. O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar depășește valoarea recuperabilă estimată.

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar este maximul dintre valoarea de utilizare și valoarea justă minus costurile de vânzare. La determinarea valorii de utilizare, fluxurile de numerar viitoare preconizate sunt actualizate pentru a determina valoarea prezentă, utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente ale pieței cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului.

Pentru testarea deprecierii, activele care nu pot fi testate individual sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă și care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active („unitate generatoare de numerar”).

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere. Pierderile din depreciere recunoscute în legătură cu unitățile generatoare de numerar sunt alocate cu prioritate pentru reducerea valorii contabile a fondului comercial alocat unităților generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar), dacă este cazul, și apoi pro-rata pentru reducerea valorii contabile a celorlalte active din cadrul unității generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar).

O pierdere din depreciere a fondului comercial nu este reluată. Pentru celelalte active pierderea din depreciere este reluată numai în măsura în care valoarea contabilă a activului nu depășește valoarea contabilă care ar fi putut fi determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută nicio depreciere.

(j) Capital social

Acțiunile ordinare sunt clasificate ca parte a capitalurilor proprii. Costurile suplimentare direct atribuibile emisiunii acțiunilor ordinare și opțiunilor pe acțiuni sunt recunoscute ca o reducere a capitalurilor proprii la valoarea netă de efectele fiscale.

(k) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca datorie atunci când este stabilit dreptul acționarului de a primi plata.

(l) Datorii comerciale și alte datorii

Datoriile către furnizori și alte datorii sunt înregistrate la costul amortizat și, includ contravaloarea facturilor emise de furnizorii de produse, lucrări executate și servicii prestate.

(m) Împrumuturile purtătoare de dobândă

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, netă de costurile de tranzacționare. Ulterior recunoașterii inițiale, împrumuturile sunt înregistrate la costul amortizat, orice diferență între cost și valoarea de rambursare fiind recunoscută în contul de profit și pierdere pe perioada împrumutului în baza unei rate de dobândă efectivă.

(n) Recunoașterea și derecunoașterea instrumentelor financiare nederivate

Standardul IFRS 9 "Instrumente financiare" se bazează pe teoria conform căreia activele financiare trebuie clasificate și evaluate la valoarea justă, cu modificările valorii juste recunoscute în contul de profit și pierdere în momentul în care apar ("FVPL"), cu excepția cazului în care sunt îndeplinite criteriile restrictive pentru clasificarea și evaluarea activului la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte componente ale rezultatului global ("FVOCI").

i) Recunoaștere

Compania recunoaște un activ financiar în bilanț atunci și numai atunci când acesta devine parte din prevederile contractuale ale instrumentului. Activele și datoriile financiare sunt măsurate la momentul recunoașterii inițiale la valoare justă.

ii) Clasificarea activelor financiare

Compania clasifică activele financiare drept evaluate ulterior la costul amortizat, la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global sau la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere pe baza criteriilor de mai jos:

- modelul de afaceri al Tranelectrica pentru administrarea activelor financiare și
- caracteristicile fluxului de trezorerie contractual al activului financiar.

Din punct de vedere al evaluării unui activ financiar după recunoașterea inițială, IFRS 9 "Instrumente financiare - recunoaștere și evaluare", clasifică activele financiare în următoarele categorii:

- **Cost amortizat**

Un activ financiar este evaluat la costul amortizat dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active financiare în vederea colectării de fluxuri de trezorerie contractuale și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Compania deține la 31 decembrie 2025 active financiare evaluate la cost amortizat.

- **Valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global**

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv se realizează prin colectarea fluxurilor de trezorerie contractuale și vânzarea activelor financiare și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

- **Valoarea justă prin contul de profit și pierdere**

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin profit sau pierdere, cu excepția cazului în care acesta este evaluat la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global.

iii) Evaluare

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Atunci când un activ financiar este recunoscut inițial, Grupul trebuie să îl evalueze la valoarea sa justă plus, în cazul unui activ financiar care nu este la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere, costurile tranzacției care pot fi atribuite direct achiziției sau emiterii activului financiar.

iv) *Identificarea și evaluarea deprecierii de valoare pentru activele financiare*

Transelectrica aplica metoda simplificată de măsurare a pierderilor de credit așteptate, prevăzută de IFRS 9, pentru evaluarea creanțelor comerciale. IFRS 9 permite entităților să aplice o „abordare simplificată” pentru creanțele comerciale, activele contractuale și creanțele de leasing. Abordarea simplificată permite entităților să recunoască pierderile așteptate pe durata de viață a tuturor acestor active fără a fi nevoie să identifice creșteri semnificative ale riscului de credit.

v) *Derecunoaștere*

Un activ financiar este derecunoscut atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de trezorerie decurgând din activele financiare au expirat;
- grupul reține drepturile contractuale de a primi fluxurile de trezorerie din activul financiar, dar își asumă o obligație contractuală de a le plăti unei terțe părți fără întârzieri semnificative, în cadrul unui aranjament de intermediere; sau
- grupul a transferat drepturile sale de a primi fluxuri de trezorerie, și ori a) a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, ori b) nu a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, dar a transferat controlul asupra activului financiar.

Compania derecunoaște o datorie financiară (sau o parte a unei datorii financiare) din situația poziției financiare atunci când obligația specificată în contract este stinsă, anulată sau expiră.

vi) *Compensări*

Transelectrica compensează un activ financiar și o datorie financiară, iar valoarea netă este prezentată în situația poziției financiare atunci când:

- în mod curent are dreptul legal de a compensa valorile recunoscute; și
- intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să valorifice activul și să deconteze datoria în mod simultan.

Compensarea unui activ financiar recunoscut și a unei datorii financiare recunoscute, cât și prezentarea valorii nete, diferă de derecunoașterea unui activ financiar sau a unei datorii financiare.

(o) **Impozitul pe profit**

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global – Pillar Two. Impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere cu excepția cazului în care acestea sunt aferente combinărilor de întreprinderi sau unor elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale rezultatului global.

(i) **Impozit curent**

Impozitul curent reprezintă impozitul care se așteaptă să fie plătit sau primit pentru profitul sau pierderea fiscală realizată în anul curent, utilizând cote de impozitare adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării, precum și orice ajustare privind obligațiile de plată a impozitului pe profit aferente anilor precedenți.

(ii) **Impozit amânat**

Impozitul amânat este recunoscut pentru diferențele temporare ce apar între valoarea contabilă a activelor și datoriilor utilizată în scopul raportărilor financiare și baza fiscală utilizată pentru calculul impozitului.

O datorie privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare impozabile, cu excepția cazului în care datoria amânată provine din:

- recunoașterea inițială a fondului comercial; sau
- recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:
 - nu este o combinație de întreprinderi;
 - la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierderea fiscală);
 - la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

Compania recunoaște o datorie privind impozitul amânat pentru toate diferențele temporare impozabile asociate cu investițiile în filiale, sucursale și asociați, precum și cu interesele în aranjamente comune, cu excepția cazului în care sunt îndeplinite ambele condiții:

- ✓ Compania, investitorul, asociatul în participațiune sau operatorul în participațiune este capabil să controleze momentul inversării diferenței temporare; și
- ✓ este probabil ca diferența temporară să nu se inverseze în viitorul previzibil.

O creanță privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare deductibile în măsura în care este

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

probabil să existe un profit impozabil disponibil pentru care diferența temporară deductibilă poate fi utilizată, cu excepția cazului în care activul fiscal amânat provine din recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:

- nu este o combinație de întreprinderi;
- la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierderea fiscală); și
- la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

Compania recunoaște o creanță cu impozitul amânat pentru toate diferențele temporare deductibile care decurg din investiții în filiale, sucursale și entități asociate, precum și din participații în aranjamente comune, în măsura în care și numai în măsura în care este probabil ca:

- ✓ diferența temporară să se inverseze în viitorul previzibil; și
- ✓ profitul impozabil va fi disponibil pentru care diferența temporară poate fi utilizată.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecința fiscală care ar decurge din modul în care Compania se așteaptă, la sfârșitul perioadei de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și a datoriilor sale.

Impozitul amânat este calculat pe baza cotelor de impozitare care se preconizează că vor fi aplicabile diferențelor temporare la reluarea acestora, în baza legislației adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării.

Datoriile privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, plătibile în perioadele contabile viitoare cu privire la diferențele temporare impozabile.

Creanțele privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, recuperabile în perioadele viitoare, cu privire la:

- diferențe temporare deductibile;
- reportarea pierderilor fiscale neutilizate; și
- reportarea creditelor fiscale neutilizate.

Acestea sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt diminuate în măsura în care nu mai este probabilă realizarea beneficiului fiscal aferent.

Creanțele și datoriile cu impozitul amânat sunt compensate numai dacă există dreptul legal de a compensa datoriile și creanțele cu impozitul curent și dacă acestea sunt aferente impozitelor percepute de aceeași autoritate fiscală pentru aceeași entitate supusă taxării sau pentru entități fiscale diferite, dar care intenționează să deconteze creanțele și datoriile cu impozitul curent pe baza netă sau ale căror active și datorii din impozitare vor fi realizate simultan.

Transelectrica determină activele și datoriile privind impozitul amânat folosind metoda datoriei situației poziției financiare în conformitate cu IAS 12 pentru toate diferențele temporare dintre bazele impozabile contabile și fiscale ale activelor și datoriilor recunoscute în situațiile financiare în conformitate cu IFRS și în situațiile fiscale ale Transelectrica. În plus, avantajul fiscal din pierderile reportate existente care sunt susceptibile a fi realizate este de asemenea inclus în calcul.

(iii) Impozitul minim global – Pillar Two

Impozitul minim global reprezintă un impozit suplimentar calculat la nivelul Grupului în cadrul unei jurisdicții pentru care se obține o rată efectivă de impozitare sub 15% ("rata minimă de impozitare") aplicată la profitul net calificat. Acesta este calculat conform prevederilor Legii nr. 431/2023, *privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni*, pentru care s-au luat în calcul orientări suplimentare furnizate de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE), ca sursă de ilustrare sau de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

În conformitate cu art. 53 din Legea nr. 431/2023, impozitul suplimentar național datorat de o societate-mamă finală se reduce la zero în primii cinci ani, începând cu prima zi a exercițiului financiar în care grupul național de mari dimensiuni intră pentru prima dată în domeniul de aplicare al prezentei legi.

(iv) Expunerea în ceea ce privește impozitul pe profit

Compania consideră impactul poziției taxelor incert și dacă taxe și dobânzi suplimentare pot fi datorate, la determinarea valorii impozitului curent, amânat și minim global. Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de raționamente profesionale cu privire la evenimente viitoare. Informații noi pot deveni disponibile care pot determina Compania să modifice raționamentele sale profesionale în ceea ce privește caracterul adecvat al obligațiilor fiscale existente; astfel de modificări ale obligațiilor fiscale pot avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care o astfel de determinare are loc.

(p) Beneficiile angajaților

Alte beneficii ale angajaților pe termen lung

Obligația netă a Companiei în ceea ce privește beneficiile pe termen lung acordate salariaților, alta decât planurile de pensii, este valoarea beneficiilor viitoare pe care salariații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în cea

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

anterioară. Acest beneficiu este actualizat pentru a determina valoarea justă a acestuia, iar valoarea justă a oricărui activ aferent este dedusă. Aceste beneficii sunt estimate utilizând metoda factorului de credit proiectat. Orice câștiguri sau pierderi actuariale sunt recunoscute în alte elemente ale rezultatului global în perioada în care apar, cu excepția primelor jubiliare care se recunosc în contul de profit și pierdere..

Beneficii ale angajaților pe termen scurt

Obligațiile privind beneficiile pe termen scurt evaluate pe o bază neactualizată și sunt recunoscute ca și cheltuieli pe măsură ce serviciile sunt prestate. Un provizion este recunoscut la valoarea estimată a fi plătită pentru beneficiile pe termen scurt sub formă de prime sau participarea salariaților la profit, numai în cazul în care Compania are o obligație prezentă, legală sau implicită de a achita această sumă pentru serviciile trecute prestate de angajați, iar această obligație poate fi estimată. Beneficiile angajaților pe termen scurt sunt reprezentate în principal de salarii.

În cursul normal al activității, Compania face plăți în numele angajaților săi către fondul de pensii. Toți angajații Companiei sunt membri ai planului de pensii al Statului Român. Aceste plăți sunt trecute pe cheltuială pe măsura prestării serviciilor de către angajați.

(q) Venituri

Venitul este recunoscut atunci când Transelectrica îndeplinește o obligație de executare prin transferul unui bun sau al unui serviciu prestat către un client. Un activ este transferat atunci când (sau pe măsură ce) clientul obține controlul asupra acelui activ.

Veniturile din contractele cu clienții sunt recunoscute atunci când, sau pe măsură ce, Compania transferă bunurile sau prestează serviciile către client, respectiv, clientul obține controlul asupra acestora.

Transelectrica contabilizează un contract cu un client doar dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

- părțile au aprobat contractul și sunt de acord să își onoreze obligațiile,
- Transelectrica poate identifica drepturile fiecărei părți cu privire la bunurile și serviciile transferate,
- Transelectrica poate identifica termenii de plată privind bunurile și serviciile transferate,
- contractul are substanță comercială (adică modifică riscul, momentul apariției și suma fluxurilor viitoare de trezorerie ale entității
- este probabil ca entitatea să colecteze contraprestația la care este îndreptățită în schimbul bunurilor și serviciilor transferate clientului. Aceasta presupune evaluarea abilității și intenției clientului de a plăti contraprestația atunci când aceasta este datorată.

Veniturile constau, în principal, în venituri din serviciul de transport, din serviciul de sistem și din piața de echilibrare calculate în funcție de volumul energiei livrată consumatorilor. Tarifele de transport și de servicii de sistem sunt reglementate de către ANRE. Veniturile includ, de asemenea, valoarea tranzacțiilor desfășurate pe piața de echilibrare, după cum este descris în Nota 1.

Statul român, prin ANRE, reglementează tarifele percepute de Companie pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de operator de sistem. Statul român îndeplinește mai multe roluri în afara de cel de acționar majoritar și, ca urmare ar putea avea obiective și scopuri mai cuprinzătoare decât un investitor al cărui principal interes este randamentul investiției.

După cum este menționat în Nota 1, Compania este și administratorul schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Compania acționează în calitate de agent întrucât este implicată în colectarea și distribuirea banilor.

De asemenea, Compania și OPCOM SA sunt implicate în mecanismul de cuplare prin preț a piețelor regionale în baza Ordinului ANRE nr. 82/2014 (vezi Nota 1).

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Tarifele de racordare

IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții" se aplică contractelor cu clienții în care Compania încasează disponibilități bănești (tariful de racordare) de la un client în vederea executării de lucrări noi (racord la un loc de producere sau de consum) sau de modificare a instalațiilor de racordare existente.

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede la art. 25 alin. (1) următoarele: "...*Racordarea la rețelele electrice de interes public și accesul la rețelele electrice de interes public reprezintă servicii obligatorii, în condiții reglementate, pe care trebuie să le îndeplinească operatorul de transport și de sistem, precum și operatorul de distribuție, inclusiv comunitățile de energie ale cetățenilor care gestionează rețelele de distribuție.*"

Tariful de racordare este un tarif reglementat care reprezintă cheltuiala efectuată de un operator de rețea pentru realizarea lucrărilor de racordare a unui loc de consum și/sau de producere al unui utilizator la rețeaua electrică.

CNTEE Traselectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

În condițiile în care, conectarea unui client la rețeaua electrică de transport nu reprezintă o componentă separată a contractului de racordare, tarifele de racordare sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

Compania recunoaște disponibilitățile bănești încasate din tariful de racordare în creditul contului “Venituri în avans” în cadrul situației poziției financiare și ulterior recunoaște venitul în categoria “Alte venituri” în cadrul contului de profit și pierdere, în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

(r) Costurile nete ale finanțării

Costurile nete ale finanțării includ dobânzile corespunzătoare împrumuturilor calculate folosind metoda ratei efective de dobândă, mai puțin costurile îndatorării capitalizate ca parte a costurilor activelor cu ciclul lung de fabricație, veniturile din dividende, diferențele de curs valutar favorabile și nefavorabile, onorariile și comisioanele de risc.

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute în contul de profit și pierdere al anului în care apar, folosind metoda ratei efective de dobândă. Veniturile din dividende sunt recunoscute în contul de profit și pierdere la data la care dreptul Companiei de a primi dividende este recunoscut.

(s) Subvenții

Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute inițial ca “venituri în avans” la valoarea justă atunci când există o asigurare rezonabilă că vor fi primite, iar Compania va respecta condițiile asociate subvențiilor, iar apoi subvențiile sunt recunoscute în contul de profit și pierdere ca alte venituri din exploatare pe parcursul duratei de viață utilă a activului la care se referă. Fondurile nerambursabile sunt recunoscute ca și active în momentul în care există o asigurare rezonabilă ca acestea vor fi primite prin îndeplinirea condițiilor aferente.

(t) Provizioane

Un provizion este recunoscut atunci, și numai atunci când sunt îndeplinite următoarele condiții:

- Compania are o obligație curentă (legală sau implicită) ca urmare a unui eveniment trecut;
- este probabil (adică, mai mult probabil decât improbabil) ca o ieșire de resurse reprezentând beneficii economice să fie necesară pentru decontarea obligației;
- când poate fi făcută o estimare corectă în ceea ce privește suma obligației.

Acolo unde efectul valorii în timp a banilor este semnificativ, valoarea unui provizion este valoarea prezentă a cheltuielilor ce se prevăd a fi necesare pentru decontarea obligației.

(u) Rezultatul pe acțiune

În conformitate cu SIC 33 “Rezultatul pe acțiune”, rezultatul pe acțiune este calculat prin împărțirea profitului sau pierderii atribuite acționarilor Companiei la media ponderată a acțiunilor ordinare ale perioadei.

Media ponderată a acțiunilor în circulație în timpul exercițiului reprezintă numărul de acțiuni de la începutul perioadei, ajustat cu numărul acțiunilor emise, înmulțit cu numărul de luni în care acțiunile s-au aflat în circulație în timpul exercițiului.

Diluarea este o reducere a rezultatului pe acțiune sau o creștere a pierderilor pe acțiune rezultate în ipoteza că instrumentele convertibile sunt convertite, sau că acțiuni ordinare sunt emise după îndeplinirea anumitor condiții specificate. Obiectul rezultatului pe acțiune diluat este similar cu acela al rezultatului pe acțiune de bază și anume, de a evalua interesul fiecărei acțiuni ordinare în cadrul performanței unei entități.

(v) Contingente

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare anexate. Acestea sunt prezentate în cazul în care ieșirea de resurse încorporând beneficii economice este posibilă și nu probabilă.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare anexate, ci este prezentat atunci când o intrare de beneficii economice este probabilă.

(w) Segmente operaționale

Un segment operațional este o componentă a unei entități:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

- care se angajează în activități din care poate obține venituri și de pe urma cărora poate suporta cheltuieli (inclusiv venituri și cheltuieli aferente tranzacțiilor cu alte componente ale aceleiași entități);
- ale cărei rezultate din activitate sunt revizuite periodic de către principalul factor decizional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segment și a evaluării performanței acestuia; și
- pentru care sunt disponibile informații financiare distincte.

Compania își desfășoară operațiunile în mai multe locații din România, care sunt angajate atât în activitatea de transport, cât și în cea de dispecer. Conducerea Companiei consideră operațiunile în totalitatea lor ca “un singur segment”.

Segmentele operaționale sunt prezentate în manieră consecventă cu raportarea internă furnizată de către principalul factor decizional operațional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segmente și a evaluării performanței acestuia.

(x) Leasing

Transelectrica, în calitate de locatar, recunoaște un activ cu drept de utilizare și o datorie de leasing corespunzătoare pentru contractele de leasing, cu scutiile permise. Un contract de leasing este dobândirea unui drept de utilizare a unui activ suport, cu prețul de cumpărare plătit în rate. Locatarul recunoaște activul cu drept de utilizare și datoria de leasing inițial la data începerii.

Excepțiile de la aplicarea IFRS 16 pot fi:

- contracte de leasing cu o durată de închiriere de 12 luni sau mai puțin și care nu conțin opțiuni de achiziție, și
- contracte de leasing unde activul suport are o valoare mică.

La data începerii, se măsoară datoria de leasing la o sumă egală cu valoarea actualizată a plăților de leasing pe durata leasingului care nu sunt plătite la acea dată.

Rata de actualizare pe care o folosește locatarul este rata dobânzii implicită în contractul de leasing, dacă această rată poate fi determinată cu ușurință. Locatarul folosește rata marginală de împrumut dacă rata dobânzii implicită în contract de leasing nu poate fi determinată cu ușurință.

Dreptul de utilizare al activului este ulterior evaluat la cost, minus amortizarea acumulată și orice pierderi din depreciere acumulate.

Compania aplică scutirea de la recunoașterea contractelor de leasing pe termen scurt pentru contractele sale de leasing pe termen scurt și valoare redusă. Plățile de leasing aferente sunt recunoscute drept cheltuieli în mod liniar pe durata contractului de leasing. Astfel, contractelor care nu îndeplinesc condițiile de recunoaștere în conformitate cu IFRS 16, sunt înregistrate direct în contul de profit și pierdere ca și cheltuieli cu redevențele, locațiile de gestiune și chiriile.

(y) Garanții

Garanțiile oferite de societate sub formă de depozite sau alte instrumente financiare constituite pentru garantarea unor obligații contractuale și cu scadență mai mare de 12 luni sunt recunoscute ca imobilizări financiare.

(z) Imobilizări financiare

Investițiile Companiei în asocieri în participație, entități asociate și în filialele care intră în perimetrul de consolidare se prezintă în bilanț la valoarea de intrare, mai puțin ajustările cumulate pentru pierdere de valoare, iar investițiile financiare în entități care nu intră în perimetrul de consolidare se prezintă la valoare justă.

(ab) Implicațiile noilor Standarde Internaționale de Raportare Financiară (IFRS UE)

- Următoarele standarde noi și amendamente la standardele existente emise de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de UE sunt în vigoare pentru perioada de raportare curentă:

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendamente la IAS 21 „Lipsa convertibilității”, emise de IASB în 15 august 2023, cu aplicabilitate de la 1 ianuarie 2025	Amendamentele conțin îndrumări ca entitățile să menționeze atunci când o monedă este convertibilă și cum să determine cursul de schimb atunci când aceasta nu este convertibilă.	Adoptarea amendamentelor nu a avut impact semnificativ asupra situațiilor financiare individuale.

- Următoarele standarde noi și amendamente ale standardelor existente emise de Comitetul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de Uniunea Europeană (UE) ce nu au intrat încă în vigoare pentru perioada de raportare financiară anuală încheiată la 31 decembrie 2025 și nu au avut impact sau nu fost aplicate la

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

întocmirea prezentelor situații financiare: [IAS 8.31 (a)]

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7 , în vigoare de la 1 ianuarie 2026	Amendamente la clasificarea și evaluarea instrumentelor financiare. Contracte care fac referire la energia electrică dependentă de condițiile naturale.	Adoptarea acestor amendamente nu va avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare în viitor.
Amendamente la IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 și IAS 7 , în vigoare de la 1 ianuarie 2026	Îmbunătățiri anuale ale Standardelor de Contabilitate IFRS - Volumul 11	Adoptarea acestor amendamente nu va avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare în viitor.

- La data aprobării acestor situații financiare, următoarele standarde existente au fost emise de către IASB, dar nu au fost încă adoptate de către UE:

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
IFRS 18 Prezentare și informații de furnizat în situațiile financiare emis de IASB în 9 aprilie 2024 va înlocui IAS 1 Prezentarea situațiilor financiare	Standardul introduce trei seturi de cerințe noi pentru ca societățile să-și îmbunătățească raportarea performanței financiare și pentru a da investitorilor o bază mai bună de analizare și comparare a companiilor. Principalele modificări în noul standard față de IAS 1 se refera la: (a) introducerea de categorii (operațiuni de exploatare, de investiții, de finanțare, referitoare la impozitul pe profit și întrerupte) și de sub-totaluri definite în situația profitului sau a pierderii; (b) introducerea de cerințe pentru îmbunătățirea agregărilor și a dezagregărilor; (c) introducerea de informații privind Misurile de performanță stabilite de conducere (MPC-uri) în notele la situațiile financiare. Deși IFRS 18 nu afectează recunoașterea sau măsurarea elementelor din situațiile financiare, impactul său asupra modului de prezentare este semnificativ, în special în ceea ce privește situația performanței financiare și includerea măsurilor de performanță definite de către conducere în situațiile financiare	Societatea anticipează ca adoptarea acestor standarde contabile noi nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
Amendamente la IFRS 10 Situații financiare consolidate și IAS 28 Investiții în entități asociate și asocieri în participație - Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia , emise de IASB în 11 septembrie 2014	Amendamentele soluționează contradicția dintre cerințele IAS 28 și IFRS 10 și clarifică faptul că într-o tranzacție care implică o entitate asociată sau asocieri în participație, câștigurile sau pierderile sunt recunoscute atunci când activele vândute sau aduse drept contribuție reprezintă o întreprindere. Această modificare ar putea fi aplicată numai în cazul în care entitatea nu ar fi elaborat o politică contabilă în acest sens	Societatea anticipează că adoptarea acestor amendamente la standardele contabile existente nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
IFRS 19 Filiale fără răspundere publică: informații de furnizat emis de IASB în 9 mai 2024	Standardul permite filialelor să ofere informații restrânse atunci când aplică Standardele de Contabilitate IFRS în situațiile financiare. IFRS 19 este opțional pentru filialele eligibile și stabilește cerințele de furnizare de informații pentru filialele care aleg să îl aplice	Societatea anticipează că adoptarea acestor standarde contabile existente nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
IFRS 14 Conturi de amânare aferente activităților reglementate emis de IASB în 30 ianuarie 2014	Acest standard are scopul de a permite entităților care adoptă pentru prima dată IFRS, și care recunosc în prezent conturile de amânare aferente activităților reglementate conform politicilor contabile general acceptate anterioare, să continue să facă acest lucru la trecerea la IFRS	Societatea anticipează ca adoptarea acestor standarde contabile noi nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
Amendamente la IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar	Clarifică modul în care companiile ar trebui să transfere situațiile financiare dintr-o monedă nehiperinflationistă într-una hiperinflationistă. Aceste amendamente cu aplicare restrânsă au ca scop îmbunătățirea utilității informațiilor rezultate într-un mod	Societatea anticipează că adoptarea acestor amendamente la standardele contabile existente nu va avea un impact semnificativ

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Normă/Interpretare <i>[IAS 8.31 (a), 8.31(c)]</i>	Natura modificării iminente a politicii contabile <i>[IAS 8.31 (b)]</i>	Impactul posibil asupra situațiilor financiare <i>[IAS 8.31 (e)]</i>
	rentabil. Dezvoltate ca răspuns la feedback-ul părților interesate, aceste amendamente sunt așteptate să reducă diversitatea practicilor și să ofere o bază mai clară pentru raportarea într-o monedă hiperinflationistă.	asupra performanțelor Societății în viitor

4. DETERMINAREA VALORII JUSTE

Anumite politici contabile ale Companiei și cerințe de prezentare a informațiilor necesită determinarea valorii juste atât pentru activele și datoriile financiare, cât și pentru cele nefinanciare. În determinarea valorilor juste ale activelor și datoriilor, Compania folosește pe cât posibil valori de piață observabile. Valorile juste sunt clasificate pe mai multe niveluri în ierarhia valorilor juste pe baza datelor de intrare folosite în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) de pe piețe active pentru active și datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în nivelul 1, care sunt observabile pentru active sau datorii, fie în mod direct (ex: prețuri) sau indirect (ex: derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru active și datorii care nu sunt bazate pe date din piață observabile.

Valorile juste au fost determinate în scopul evaluării și/sau prezentării informațiilor în baza metodelor descrise mai jos:

(i) Imobilizări corporale

Valoarea justă a elementelor de imobilizări corporale se bazează în principal pe modelul de reevaluare având în vedere particularitățile imobilizărilor corporale deținute de către Companie, cu excepția activelor în curs de execuție, care sunt contabilizate în conformitate cu modelul bazat pe cost.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

5. IMOBILIZĂRI CORPORALE

Între 1 ianuarie 2024 și 31 decembrie 2025, imobilizările corporale au evoluat, astfel:

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
COST								
Sold la 1 ianuarie 2024	117.255.772	1.873.895.391	2.264.806.490	140.273.062	18.287.664	279.168.528	998.049.415	5.691.736.322
Intrări	-	3.092.488	3.392.430	7.336.696	-	-	634.016.882	647.838.496
Creșterea/diminuarea rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferuri din imob. corporale în curs	523.646	428.576.529	125.235.859	97.229.751	502.799	553.808	(652.622.392)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	-	-	-	-	-	2.802.160	2.802.160
Ieșiri	(31.516)	(462.094)	(5.383.082)	(28.097)	(17.020)	(7.563.224)	(122.961)	(13.607.994)
Sold la 31 decembrie 2024	117.747.902	2.305.102.314	2.388.051.697	244.811.412	18.773.443	272.159.112	982.123.104	6.328.768.984
Sold la 1 ianuarie 2025	117.747.902	2.305.102.314	2.388.051.697	244.811.412	18.773.443	272.159.112	982.123.104	6.328.768.984
Intrări	-	-	-	-	-	-	700.967.870	700.967.870
Creșterea/diminuarea rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferuri din imob. corporale în curs	7.432	193.104.613	251.666.879	72.864.295	322.822	1.232.690	(519.198.731)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	200.000	(200.000)	-	-	-	-	-
Ieșiri	-	(4.778.306)	(3.229.504)	(7.540.335)	-	(2.315.560)	(10.086.367)	(27.950.072)
Sold la 31 decembrie 2025	117.755.334	2.493.628.621	2.636.289.072	310.135.372	19.096.265	271.076.242	1.153.805.876	7.001.786.782
Amortizare cumulată								
Sold la 1 ianuarie 2024	138.179	-	-	-	-	264.377.197	-	264.515.376
Cheltuială cu amortizarea	-	85.320.727	154.017.004	39.710.589	2.206.698	4.758.873	-	286.013.891
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(387.459)	(31.416)	(17.986)	-	(7.562.509)	-	(7.999.370)
Sold la 31 decembrie 2024	138.179	84.933.268	153.985.588	39.692.603	2.206.698	261.573.561	-	542.529.897
Sold la 1 ianuarie 2025	138.179	84.933.268	153.985.588	39.692.603	2.206.698	261.573.561	-	542.529.897
Cheltuiala cu amortizarea	-	84.188.232	155.795.958	40.979.066	2.189.921	3.395.196	-	286.548.373
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(2.908.750)	(1.130.351)	(7.465.053)	-	(2.315.560)	-	(13.819.714)
Sold la 31 decembrie 2025	138.179	166.212.750	308.651.195	73.206.616	4.396.619	262.653.197	-	815.258.556

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
AJUSTĂRI PENTRU DEPRECIERE								
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	-	-	-	11.470.834	11.470.834
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	9.383	9.383
Sold la 31 decembrie 2024	-	-	-	-	-	-	11.480.217	11.480.217
Reversare cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	(7.226.984)	(7.226.984)
Sold la 31 decembrie 2025	-	-	-	-	-	-	4.253.233	4.253.233
VALOARE CONTABILĂ								
Sold la 1 ianuarie 2024	117.117.593	1.873.895.391	2.264.806.490	140.273.062	18.287.664	14.791.331	986.578.581	5.415.750.112
Sold la 31 decembrie 2024	117.609.723	2.220.169.046	2.234.066.109	205.118.809	16.566.745	10.585.551	970.642.887	5.774.758.870
Sold la 31 decembrie 2025	117.617.155	2.327.415.871	2.327.637.877	236.928.756	14.699.646	8.423.045	1.149.552.643	6.182.274.993

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 pe fondul creșterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, cele mai semnificative sunt prezentate mai jos:

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu – 174.641.063;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, 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 – 60.370.522;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 57.608.357;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 kV București Sud – 55.207.941;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 44.447.913;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34.301.587;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.900.310;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare puterii din Centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montare de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 18.078.463.

În anul 2025, cele mai mari **transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **519.198.731**, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, din care enumerăm pe cele mai semnificative:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176.794.711;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82.813.670;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70.394.887;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50.083.128;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26.641.782;
- 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) – 20.576.317;
- 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 – 15.325.943.

În anul 2025 s-au înregistrat ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție prin recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei în sumă de **9.948.776**, astfel:

- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația electrică 400/110 kV Gura Ialomiței, în sumă de 2.889.337;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III (H.CA nr. 2/2008), în sumă de 2.781.635;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV, în sumă de 4.277.804.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **1.152.488.078**, este reprezentat de proiectele în derulare, pentru modernizările stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318.644.219;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 206.997.563;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.429.496;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68.864.594;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, 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 – 63.420.308;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49.537.421;
- 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 – 46.884.983;
- Stația 400 kV Stâlpu – 44.306.411;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28.408.304;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.922.210;
- 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 – 18.900.461; Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 17.848.885;
- 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 – 15.328.996;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13.347.011.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, Societatea nu are active gajate sau ipotecate.

Valoarea justă a imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale ale Societății, altele decât imobilizările corporale în curs, sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea reevaluată, aceasta reprezentând valoarea justă la data evaluării, mai puțin amortizarea acumulată și ajustările de depreciere.

Ultima reevaluare a activelor a fost realizată la 31 decembrie 2023. Astfel, Compania a înregistrat în evidența contabilă rezultatul raportului de reevaluare efectuat de către societatea Appraisal&Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din Romania (ANEVAR).

Valoarea justă a terenurilor Societății a fost determinată folosind metoda comparației directe.

Această metodă se recomandă pentru proprietăți, când există date suficiente și sigure privind tranzacții sau oferte de vânzare cu proprietăți similare în zonă. Analiza prețurilor la care s-au efectuat tranzacțiile sau a prețurilor cerute sau oferite pentru proprietățile comparabile este urmată de efectuarea unor corecții ale prețurilor acestora, pentru a cuantifica diferențele dintre prețurile plătite, cerute sau oferite, cauzate de diferențele între caracteristicile specifice ale fiecărei proprietăți în parte, numite elemente de comparație.

Valoarea justă a clădirilor, echipamentelor și instrumentelor de măsură a fost determinată folosind abordarea prin cost.

Această metodă presupune că valoarea maximă a unui activ pentru un cumpărător informat este suma care este necesară pentru a cumpăra ori a construi un activ nou cu utilitate echivalentă. Când activul nu este nou, din costul curent brut trebuie scăzute toate formele de depreciere care i se pot atribui acestuia, până la data evaluării.

Informații referitoare la ierarhia valorii juste la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024:

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 decembrie 2025
Terenuri și amenajări de terenuri	-	-	117.617.155	117.617.155
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.327.415.871	2.327.415.871
Utilaje și echipamente	-	-	2.327.637.877	2.327.637.877
Aparate de măsură și control	-	-	236.928.756	236.928.756
Vehicule	-	-	14.699.646	14.699.646
Alte imobilizări corporale	-	-	8.423.045	8.423.045
TOTAL	-	-	5.032.722.350	5.032.722.350

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	-		117.609.723	117.609.723
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.220.169.046	2.220.169.046
Utilaje și echipamente	-	-	2.234.066.109	2.234.066.109
Aparate de măsură și control	-	-	205.118.809	205.118.809
Vehicule	-	-	16.566.745	16.566.745
Alte imobilizări corporale	-	-	10.585.551	10.585.551
TOTAL	-	-	4.804.115.983	4.804.115.983

Valoarea la cost a elementelor de imobilizări corporale este reprezentată de valoarea justă a acestora din care s-a dedus valoarea rezervei din reevaluare la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, fiind prezentată mai jos:

	Valoarea la cost 31 decembrie 2025	Valoarea la cost 31 decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	18.117.909	18.110.477
Clădiri și instalații speciale	1.816.822.130	1.663.323.272
Utilaje și echipamente	1.711.634.784	1.486.970.033
Aparate de măsură și control	218.638.833	178.283.704
Vehicule	7.973.773	7.913.032
Alte imobilizări corporale	8.423.045	10.585.551
TOTAL	3.781.610.474	3.365.186.069

6. LEASING

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, str. Olteni 2-4, sector 3 București, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Contractul nr. C232 intrat în vigoare cu 01.10.2020, valabil pe o perioadă de 5 ani, are valoarea de 9.000.000 euro (fără TVA). 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, cu suma de 900.000 euro (fără TVA). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 66 luni, este de 9.900.000 euro (fără TVA).

La data de 31 decembrie 2025, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2.149.219 lei.

Pentru acest contract, Compania achită un quantum lunar de 16.67 euro/mp (fără TVA) pentru închirierea spațiilor de birouri, rezultând o valoare anuală de cca. 1,8 mil. euro.

🚩 Sume recunoscute în Situația poziției financiare

	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
COST	
Sold la 1 ianuarie 2024	39.761.197
Intrări, din care:	-
Ieșiri	-

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
Sold la 31 decembrie 2024	39.761.197
Sold la 1 ianuarie 2025	39.761.197
Intrări, din care:	4.567.233
Ieșiri	
Sold la 31 decembrie 2025	44.328.430
AMORTIZARE CUMULATĂ	
Sold la 1 ianuarie 2024	25.844.778
Cheltuiala cu amortizarea	7.952.239
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-
Sold la 31 decembrie 2024	33.797.017
Sold la 1 ianuarie 2025	33.797.017
Cheltuiala cu amortizarea	8.382.194
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-
Sold la 31 decembrie 2025	42.179.211
AJUSTĂRI PENTRU DEPRECIERE	
Sold la 1 ianuarie 2024	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2024	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2025	-
VALOARE CONTABILĂ	
Sold la 1 ianuarie 2024	13.916.419
Sold la 31 decembrie 2024	5.964.180
Sold la 31 decembrie 2025	2.149.219

Datorii Leasing

	Datorii Termen Lung	Datorii Termen Scurt	TOTAL
Sold la 01 Ianuarie 2024	6.481.491	8.641.987	15.123.478
Intrări	-	438.425	438.425
Ieșiri	6.481.491	2.473.209	8.954.700
Sold la 31 Decembrie 2024	-	6.607.203	6.607.203
Sold la 01 Ianuarie 2025	-	6.607.203	6.607.203
Intrări	-	4.816.731	4.816.731
Ieșiri	-	9.144.442	9.144.442
Sold la 31 Decembrie 2025	-	2.279.492	2.279.492

 **Sume recunoscute în Situația profitului sau a pierderii**

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Amortizarea activelor reprezentand drepturi de utilizare	8.382.194	7.952.240
Cheltuieli cu dobanzile	215.515	438.677
Total	8.597.709	8.390.917

 Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Ieșirile totale de numerar aferente contractelor de leasing (plăți)	10.829.797	10.655.953

Chiriile sunt recunoscute ca și cheltuieli ale perioadei curente, fiind prezentate la Nota 24.

Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului și sunt prezentate la Nota 24.

7. IMOBILIZĂRI NECORPORALE

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, soldul imobilizărilor necorporale (inclusiv capitalizarea CPT-ului suplimentar) se prezintă, astfel:

	Licențe și software	CPT suplimentar	Imobilizări necorporale în curs	Total
COST				
Sold la 1 ianuarie 2024	60.691.558	352.262.041	10.186.441	423.140.040
Intrări (achiziții)	-	102.019.913	7.333.621	109.353.534
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	2.347.472	-	(2.347.472)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-	-
Ieșiri	(20.538)	-	(2.802.160)	(2.822.698)
Sold la 31 decembrie 2024	63.018.492	454.281.954	12.370.430	529.670.876
Sold la 1 ianuarie 2025	63.018.492	454.281.954	12.370.430	529.670.876
Intrări	5.460	924.241	38.997.105	39.926.806
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	36.804.856	-	(36.804.856)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-	-
Ieșiri	(625.233)	-	-	(625.233)
Sold la 31 decembrie 2025	99.203.575	455.206.195	14.562.679	568.972.449
AMORTIZARE CUMULATĂ				
Sold la 1 ianuarie 2024	58.880.992	82.027.060	-	140.908.052
Cheltuiala cu amortizarea	1.840.029	74.478.538	-	76.318.567
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(20.538)	-	-	(20.538)
Sold la 31 decembrie 2024	60.700.483	156.505.598	-	217.206.081
Sold la 1 ianuarie 2025	60.700.483	156.505.598	-	217.206.081
Cheltuiala cu amortizarea	2.880.332	90.995.026	-	93.875.358
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(625.233)	-	-	(625.233)

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Licențe și software	CPT suplimentar	Imobilizări necorporale în curs	Total
Sold la 31 decembrie 2025	62.955.582	247.500.624	-	310.456.206
AJUSTĂRI PENTRU DEPRECIERE				
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2024	-	-	-	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2025	-	-	-	-
VALOARE CONTABILĂ				
Sold la 1 ianuarie 2024	1.810.566	270.234.981	10.186.441	282.231.988
Sold la 31 decembrie 2024	2.318.009	297.776.356	12.370.430	312.464.795
Sold la 31 decembrie 2025	36.247.993	207.705.571	14.562.679	258.516.243

a) Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **14.562.680**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6.320.841;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.661.315;
- Dezvoltare platforma MARI – 3.132.426;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 550.146;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 434.343.

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de **36.804.856**, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Tranelectrica – 12.937.108;
- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componentă achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11.538.610;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5.942.862.

b) Imobilizări necorporale - CPT suplimentar

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, 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.

Compania a înregistrat venituri reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT recunoscut în tariful de reglementare până la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 455.206.194, astfel:

- 338.526.677 - pentru anul 2022;
- 13.735.364 - pentru anul 2023;
- 102.019.913 - pentru anul 2024;
- 924.241 - pentru Trim. I anul 2025.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

La 31 decembrie 2025, aferentă acestor capitalizări este calculată o amortizare cumulată în sumă de 247.500.624 (156.505.598 la 31 decembrie 2024). Astfel, valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 207.705.570 (297.776.356 la 31 decembrie 2024).

Precizăm că acest venit este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eșalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani de la data capitalizării în conformitate cu prevederile legislative incidente.

8. IMOBILIZĂRI FINANCIARE

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, în valoare de 87.883.769 (85.767.355 la 31 decembrie 2024), este reprezentat, în principal:

➤ de acțiuni deținute de Companie - valoarea netă a acestora și cotele de deținere la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024:

Investițiile Companiei	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Deținere (%)	Valoare netă	Deținere (%)	Valoare netă
Acțiuni deținute la FORMENERG	-	-	100	1.948.420
Acțiuni deținute la OPCOM	97,84	30.687.300	97,84	30.687.300
Acțiuni deținute la SMART	100	38.528.600	100	38.528.600
Acțiuni deținute la TELETRANS	100	6.978.480	100	6.874.430
Acțiuni deținute la BRM	0,35	28.000	0,32	26.000
Acțiuni deținute la TSC NET	6,25	2.207.160	6,25	2.207.160
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	3,85	1.231.923	4	1.231.923
Acțiuni deținute la GECO POWER COMPANY GREEN ENERGY CORRIDOR POWER	25	3.750.000	-	-
Total acțiuni deținute la entități afiliate și asociate		83.411.463		81.503.833

➤ 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 4.199.505;
- LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 208.784.

● În 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, conform rezoluției Directoratului nr. 7516/ 05.03.2025, în valoare este de 3.750.000 lei.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, "AZERENERJI" OPEN JOINT STOCK COMPANY și MVM Energy Private Limited Liability Company. Compania asigură implementarea proiectului Green Energy Corridor, 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, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

● 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 104.050, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)***9. STOCURI**

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, stocurile (la valoarea netă) se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Piese de schimb	26.849.277	25.771.610
Consumabile și alte materiale	15.848.565	19.026.944
Materiale auxiliare	1.212.144	1.174.915
Alte stocuri	926.016	1.202.297
Total	44.836.002	47.175.766

Situația cu stocurile ce se preconizează a fi valorificate în următoarele 12 luni și într-o perioadă mai mare de 12 luni

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Stocuri de valorificat în următoarele 12 luni	14.624.032	15.558.222
Stocuri de valorificat într-o perioadă mai mare de 12 luni	30.211.970	31.617.544
Total	44.836.002	47.175.766

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Ajustări pentru deprecierea materialelor consumabile	9.592.471	5.956.130
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.403.423	5.249.933
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	121.729	121.729
Total	15.117.623	11.327.792

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, evoluția ajustărilor pentru deprecierea stocurilor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	11.327.792	12.854.432
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	5.401.961	1.767.899
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(1.612.130)	(3.294.539)
Sold la sfârșitul perioadei	15.117.623	11.327.792

În cursul anului 2025, cheltuielile efectuate cu consumul de materiale și piese de schimb se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind piese de schimb	1.500.530	2.364.055
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	1.466.299	1.590.492
Cheltuieli privind alte materiale	1.363.127	1.589.945
Cheltuieli cu materiale auxiliare	106.902	95.225
Cheltuieli privind combustibilul	3.096.424	3.165.776
Câștiguri sau pierderi depreciere stocuri	3.800.012	-
Total	11.333.294	8.805.493

Sumele de la câștiguri sau pierderi depreciere stocuri, în anul 2024 au fost prezentate la alte cheltuieli de exploatare, iar în anul 2025 Compania a considerat reclasificarea lor la poziția cheltuieli cu materiale și consumabile.

10. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale	2.535.436.512	2.701.899.740
Alte creanțe	244.857.341	231.066.730
Avansuri către furnizori	372.299.151	769.813.328
TVA de recuperat	393.058.259	271.906.743
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(124.567.816)	(123.088.931)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(71.762.841)	(72.904.970)
Total creanțe comerciale și alte creanțe	3.349.320.606	3.778.692.640

Structura creanțelor comerciale este următoarea:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Clienți pe piața de energie electrică, din care:	2.531.400.892	2.698.954.123
- clienți - activitate operațională	1.884.103.770	1.898.742.070
- clienți - piața de echilibrare	501.988.812	667.861.526
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	145.308.310	132.350.527
Clienți din alte activități	4.035.620	2.945.617
Total creanțe comerciale	2.535.436.512	2.701.899.740

Pentru anul 2025, în linia "Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor" incluse în contul de profit și pierdere, cuprind următoarele elemente:

- Ajustări (nete) depreciere active curente în sumă de 2.539.031;
- Pierderi (nete) din creanțe și debitori diverși în sumă de 3.898.551.

Expunerea la risc pentru creanțe comerciale, alte creanțe și avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadență	2.816.379.163	0,01%	330.208
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(921.841)	-	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	2.062.060	-	-
Scadența depășită între 91 – 180 zile	27.104.090	1,20%	324.824
Scadența depășită între 181 – 270 zile	7.321.939	0,56%	40.790
Scadența depășită între 271 - 365 zile	332.857	99,35%	330.694
Mai mult de un an	300.314.736	65,03%	195.304.141
Total	3.152.593.004		196.330.657

• CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1793/ 26.08.2025, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 31 decembrie 2025, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o scădere față de 31 decembrie 2024 determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie, în trimestrul IV al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024.

Scăderea volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV 2024 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Hidroelectrică, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de 72.22 % în total creanțe comerciale.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

• CNTEE Transelectrica SA 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 cu completările și modificările ulterioare, „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 din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 6% din total creanțe comerciale, în creștere față de 31 decembrie 2024 (5%).

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2025 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145.308.310 (132.350.526 la 31 decembrie 2024), reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76.702.140, respectiv de la RAAN - 63.467.054 și CET Govora SA - 13.235.086;
- bonus necuvenit pentru 2014, în sumă de 3.914.960, respectiv de la RAAN - 1.981.235, CET Govora - 1.933.725;
- bonus necuvenit pentru 2015, în sumă de 563.899, respectiv de la CET Govora - 534.377, Interagro - 29.523;
- bonus necuvenit pentru 2020, în sumă de 522.181 de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.429.734, respectiv de la: Transenergo Com - 5.882.073, Petprod - 4.391.193, Romenergy Industry - 2.680.620, RAAN - 2.385.922, UGM Energy - 1.504.046, CET Govora - 900.864, KDF Energy - 473.940 și alții.

Situația creanțelor aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Supracompensare 2011 - 2013	76.702.140	76.702.140
Bonus necuvenit pentru 2014	3.914.960	3.914.960
Bonus necuvenit pentru 2015	563.899	563.899
Bonus necuvenit pentru 2020	522.181	522.181
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.429.734	20.781.045
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	43.175.396	29.866.301
Total	145.308.310	132.350.526

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024, suma de 8.600.911, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8.400.873 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, din anii anteriori, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: „în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective” și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

▪ Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/a140, având ca obiect “pretenții suma de 86.513.431”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, pârata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea pârâtei RAAN la plata sumei de 86.513.431. Mai multe detalii privind acest dosar sunt prezentate la Nota 28.

▪ CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eşalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru perioada 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

Ca urmare a suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție.

Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. În vederea recuperării creanțelor izvorâte înaintea deschiderii procedurii de insolvență, Compania a urmat procedurile specifice prevăzute de Legea nr. 85/2014 - Legea insolvenței și a solicitat instanței admiterea creanțelor, potrivit legii. Având în vedere cele prezentate, începând cu data de 9 mai 2016, Compania a sistat aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200.440,31, din care suma de 25.557.189,98 este aferentă schemei de sprijin. Compania a inclus suma de 22.188.224,16 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188.224,16 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557.190), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.368.966.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 31 decembrie 2025, alte creanțe în sumă de **244.857.341** (231.066.730 la 31 decembrie 2024) includ, în principal:

- debitori diverși (**103.729.594**) (135.343.557 la 31 decembrie 2024), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75.041.220 (din care suma de 25.853.846 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.464.461), RAAN (16.901.449), CET Govora (9.606.504), Electromontaj SA (5.864.872), OPCOM (4.625.453), Total Electric Oltenia (3.288.967), Multiservice G&G SRL (2.162.468), Petprod (1.894.232), GE Digital Service Europe (1.137.326), ISPE Proiectare și Consultanță (1.079.342). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în sumă de 11.923.999: Arelco Power (987.555), Enol Grup (2.541.312) și Next Energy Partners (8.395.132). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul filialei în sumă de 4.517.460.
- sume primite cu caracter de subvenție **30.984.304** (9.865.883 la 31 decembrie 2024), aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **8.703.598** (14.941.772 la 31 decembrie 2024) reprezentate în principal de: CPT (5.747.400), polițe asigurări (1.729.775), chirie și mentenanță clădire birouri (763.215), servicii diverse (278.783) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de **3.172.643** (2.736.907 la 31 decembrie 2024) reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansuri către furnizori

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

La 31 decembrie 2025, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **372.299.151** și 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 – 303.224.730, IBEX – 56.214.197 și JAO – 12.857.065).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de 393.058.259 la 31 decembrie 2025 (271.906.743 la 31 decembrie 2024) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada septembrie 2025 – decembrie 2025. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 267.046.357, reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru perioada septembrie – noiembrie 2025.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte și pentru alte creanțe incerte

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (30.752.298), CET Govora (24.645.019), Romelectro (24.471.023), Arelco Power (14.513.236), Total Electric Oltenia SA (14.185.577), Romenergy Industry (13.512.997), Elsaco Energy (9.276.118), OPCOM (9.142.913), RAAN (8.516.707), Next Energy Partners (8.395.132).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

Atât pentru anul 2025, cât și pentru anul 2024 nu au fost înregistrate ajustări de valoare materiale pentru creanțe identificate specific. Detaliu privind mișcările aferente ajustărilor pentru deprecierea creanțelor se regăsește la nota 31.

11. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitelor la vedere și al depozitelor cu maturități inițiale de până la 90 zile de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste, fiind utilizate de Companie pentru managementul angajamentelor pe termen scurt.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1. Conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile, din care:	733.621.554	671.481.765
a) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile din activitatea curentă	62.128.590	164.871.298
b) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile cu destinație specifică, din care:	671.492.964	506.610.467
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	-	300.321.261
- numerar și depozite din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	1.885.604	3.902.857
- numerar din taxa de racordare	297.637.619	88.098.871
- fonduri europene	679.641	4.870.929
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie și dividende)	371.290.100	109.416.549
2. Casa	47.350	76.086
3. Alte echivalente de numerar	-	-
Total	733.668.904	671.557.851

Următoarele informații sunt relevante în contextul situației consolidate a fluxurilor de numerar:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	733.668.904	671.557.851
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	(172.419.128)	-
Total	561.249.776	671.557.851

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Numerarul este plasat la insușii financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță, după cum urmează:

Rating/Perspectivă	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BBB+ / Stabilă	-	501.765.316
BBB+ / Negativă	107.881.200	-
AA- / Stabilă	10.934.827	9.859.458
A- / Stabilă	-	1.534.493
BBB- / Pozitivă	-	1.940.958
BBB- / Stabilă	1.007.642	7.169.085
BBB / Stabilă	-	62.769
BBB- / Negativă	1.067.146	-
BB / Stabilă	151.909	151.772
BB+ / Stabilă	-	26.208
A+ / Stabilă	612.578.830	148.971.706
Total	733.621.554	671.481.765

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

12. CAPITALURI PROPRII**Capitalul social**

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 31 decembrie 2025, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

La sfârșitul fiecărei perioade de raportare, capitalul social subscris și vărsat integral al Companiei, în sumă de 733.031.420 este împărțit în 73.303.142 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune și corespunde cu cel înregistrat la Oficiul Registrului Comerțului.

Structura acționarului la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 este următoarea:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Acționar	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Număr de acțiuni	% din capitalul social	Număr de acțiuni	% din capitalul social
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	16.839.437	22,97%	16.442.683	22,43%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
Fondul de pensii administrat privat NN	4.007.688	5,47%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	4.682.141	6,38%	5.078.895	6,92%
Total	73.303.142	100,00%	73.303.142	100,00%

Compania recunoaște modificările în capitalul social în condițiile prevăzute de legislația în vigoare și numai după aprobarea lor în Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor și înregistrarea acestora la Oficiul Registrului Comerțului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, capitalul social se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Capital social (valoare nominală)	733.031.420	733.031.420
Soldul capitalului social	733.031.420	733.031.420

Dividende

Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferă un drept de vot în cadrul adunărilor Companiei.

În cursul anului 2025, în conformitate cu Hotărârea AGOA nr. 5/11.06.2025, Compania a declarat un dividend brut în valoare de 3,81 lei/acțiune aferent profitului anului anterior (2023: 0,28 lei/acțiune). Totalul dividendelor declarate din profitul rămas de repartizat aferent anului 2024 este de 279.284.971 lei (dividende declarate din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2023: 20.524.880 lei).

Prima de emisiune

Toate acțiunile emise în cadrul majorării de capital social ce a avut loc prin oferta publică inițială primară în anul 2006 au fost subscrise și plătite integral la prețul de emisiune. Prima de emisiune în valoare de 49.842.552, atât la 31 decembrie 2025, cât și la 31 decembrie 2024, respectiv diferența dintre prețul de emisiune a acțiunilor și valoarea nominală a acestora a fost înregistrată în contul de rezerve al Companiei.

Rezerve legale

Rezervele legale în sumă de 146.606.284 la 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, reprezintă rezerve legale constituite conform legislației în vigoare aplicabilă și nu pot fi distribuite.

Rezerve din reevaluare

Rezervele din reevaluare sunt în sumă de 1.404.145.417 la 31 decembrie 2025 și în sumă de 1.514.138.168 la 31 decembrie 2024.

Ultima reevaluare a imobilizărilor corporale clasificate în grupa 1 – *Construcții* și în Grupa 2 – *Instalații tehnice, mijloace de transport* înregistrate în patrimoniul privat al Companiei a fost efectuată la 31 decembrie 2023 de către societatea Appraisal & Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Asociația Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Politica Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - Impozitul pe profit.

Rezervele din reevaluare nu pot fi distribuite direct acționarilor, ci doar ulterior transferului acestora în rezultatul reportat.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Alte rezerve

La 31 decembrie 2025, alte rezerve sunt în sumă de 299.129.478 față de 256.706.249 la 31 decembrie 2024. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2025 comparativ cu 31 decembrie 2024 în sumă de 42.423.229 se datorează, în principal, subvențiilor aferente imobilizărilor aparținând domeniului public primite pentru următoarele obiective de investiții:

- Relocare/prot. 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, Sector1, Km 85+300, Km 100+765 - Centura Sud, Sector 2, Km:0+00 – 15.325.943;
- Execuție lucrări relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400 kV (220 Kv) Gutinaș -Focșani Vest circuit comun cu LEA 400 (220) kV Focșani Vest-Barboși și Autostrada Buzău –Focșani - Proiectare Execuție – 5.052.777;
- Relocare rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură București, Km 0+000 - Km 52+770, LOT 4 Km 47+600 - Km 52+070 – 4.764.823;
- Relocarea rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură Bucurști, km 0+000-km 100+900, Sector Centura Nord, km 0+000-km 52+770, LOT 3 km 39+000-km 47+600 – 4.296.294.

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2025 este în sumă de 3.332.884.440 (31 decembrie 2024: 3.114.650.000).

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează un rezultat reportat pozitiv datorat, în principal, de variația următoarelor elemente:

- înregistrarea transferului rezervelor din reevaluare pe măsura amortizării mijloacelor fixe în rezultatul reportat în sumă de 109.992.751 (120.542.130 la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 359.825.194, realizat la 31.12.2025 (585.924.311 lei la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea câștigului actuarial în rezultatul reportat în sumă de 27.701.466 (31 decembrie 2024, pierdere: 1.535.364).
- înregistrarea distribuirii profitului aferent anului 2024 ca dividende ce au fost alocate acționarilor în anul 2025 în sumă de 279.284.971 (20.524.880 la 31 decembrie 2024).

13. VENITURI ÎN AVANS

Veniturile în avans sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenții pentru investiții, fonduri europene nerambursabile încasate de la Ministerul Fondurilor Europene, Ministerul Energiei, Secretariatul General al Guvernului, precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, situația **veniturilor în avans** se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	Din care: porțiunea pe termen scurt la 31.12.2025	31 decembrie 2024	Din care: porțiunea pe termen scurt la 31.12.2024
Venituri înregistrate în avans – alocare capacitate de interconexiune	3.954.878	3.954.878	6.728.118	6.728.118
Venituri înregistrate în avans – fonduri europene	2.631.796	2.631.796	3.334.602	3.334.602
Venituri înregistrate în avans – altele	1.220.730	1.220.730	-	-
Fonduri din tarif de racordare	506.333.763	7.789.188	296.793.165	7.154.699
Fonduri Europene	255.364.046	5.817.355	232.179.802	2.298.734
Alte subvenții	20.539.829	22.080	20.547.315	2.695.748
Total	790.045.041	21.436.027	559.583.002	22.211.901

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada Ianuarie – Decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la începutul perioadei	22.211.901	16.137.336
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	128.018.626	93.714.147
Încasări din fonduri europene	(55)	2.584.899
Încasări din alte fonduri	1.220.730	-

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la începutul perioadei	22.211.901	16.137.336
Transfer din venituri în avans pe termen lung	1.479.442	(2.094.976)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(130.791.866)	(88.040.170)
Venituri din fonduri europene	(702.751)	(89.335)
Total	21.436.027	22.211.901

Evoluția veniturilor în avans pe termen lung în perioada Ianuarie – Decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la începutul perioadei	537.371.101	519.083.803
Subvenții racordare	259.419.349	47.520.391
Fonduri nerambursabile	29.753.699	43.189.235
Transfer în venituri în avans pe termen scurt	(71.897.799)	(85.943.609)
Reluarea la venituri a subvențiilor	13.962.664	13.521.281
Total	768.609.014	537.371.101

14. ÎMPRUMUTURI

Pentru anul 2025, mișcările aferente împrumuturilor se prezintă, după cum urmează:

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă	Scadență
Sold la 1 ianuarie 2025			31.902.971	
Trageri – activitate curentă - BCR	RON	ROBOR 1M + comision 0,088%	172.419.128	30-Mar-2026
Rambursări, din care:			(24.238.570)	
BEI 25709	EUR	3,596%	(12.095.658)	10-Sep-2025
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(12.142.912)	11-Apr-2028
Diferențe de curs valutar la data rambursării			451.801	
Sold la 31 decembrie 2025			180.535.330	

Împrumuturi pe termen lung

La data de 31 decembrie 2025, valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BEI 25709 (a)	-	11.974.686
BEI 25710 (b)	8.116.202	19.928.285
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	8.116.202	31.902.971
Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(6.645.481)	(23.984.799)
Total împrumuturi pe termen lung net de ratele curente	1.470.721	7.918.172

Situația împrumuturilor pe termen lung la 31.12.2025:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Nr. crt.	Denumire Împrumut	Data acordării	Valoare Împrumut (EUR)	Sold la 31.12.2025 (valută)	Sold la 31.12.2025 (RON)	Rată dobândă	Maturitate conform împrumut
1	BEI 25709	05.08.2010	32.500.000,00	-	-	3,596%	10.09.2025
2	BEI 25710	05.08.2010	32.500.000,00	1.591.880,29 EUR	8.116.202	3,856% și 2,847%	11.04.2028
TOTAL					8.116.202		

Împrumuturile pe termen lung sunt detaliate, după cum urmează:

a) și b) **Împrumut acordat de Banca Europeană de Investiții (BEI)**

Împrumuturile nr. BEI 25709 și BEI 25710 au fost acordate de BEI la 5 august 2010 pentru a finanța modernizarea și reabilitarea Rețelei Electrice de Transport din România. Valoarea fiecărui împrumut este de 32.500.000 EUR. Împrumutul nr. 25709 nu este garantat, în timp ce împrumutul nr. 25710 este garantat de BNP Paribas SA Sucursala București. Perioada de rambursare este de 15 ani, cu o perioadă de grație de 2 ani. Rambursarea se efectuează începând din 2012 și până în 2025 pentru împrumutul BEI 25709 (pe 10 martie și 10 septembrie a fiecărui an) și începând cu 2013 și până în 2028 pentru împrumutul BEI 25710 (pe 11 aprilie și 11 octombrie a fiecărui an). Rata dobânzii este 3,596% pentru împrumutul BEI 25709, iar pentru împrumutul BEI 25710 este de 3,856% și 2,847%.

Suma datorată la 31 decembrie 2025 pentru împrumutul BEI 25709 este de 0 EUR și pentru împrumutul BEI 25710 este de 1.591.880,29 EUR.

Acordul de împrumut BEI 25709 cuprinde anumite clauze financiare: (i) raportul dintre EBITDA și dobânzile aferente împrumuturilor pe termen lung plătite în cursul anului trebuie să fie cel puțin 4,2; (ii) raportul dintre obligațiile pe termen lung și capitalurile proprii trebuie să nu depășească 0,95; (iii) raportul dintre datoria totală netă și EBITDA să fie de maxim 3,5.

Împrumutul BEI 25710 este garantat de către BNP Paribas SA Sucursala București. Contractul de garantare a fost încheiat la 20.12.2019 pentru o perioadă de 3 ani, comision de garantare de 0,40% pe an calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat. În data de 31.10.2022 a fost semnat amendamentul nr. 2, amendament ce asigură garantarea creditului BEI 25710 până la 11.11.2028. Pentru această perioadă comisionul de garantare este de 0.6% pe an calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat.

La data de 31 decembrie 2025, creditul BEI 25709 este rambursat în integralitate, drept urmare, nu a mai necesitat calculul indicatorilor financiari prevăzuți în contractul de credit.

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Între 1 și 2 ani	980.481	6.483.336
Între 2 și 5 ani	490.240	1.434.836
Peste 5 ani	-	-
Total	1.470.721	7.918.172

Compania nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferent obligațiilor sale în monedă străină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii.

Toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 31.12.2025 sunt purtătoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	6.645.481	23.984.799
Credit bancar pe termen scurt	172.419.128	-
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	288.169	302.501
Total împrumuturi pe termen scurt	179.352.778	24.287.300

- **Împrumuturi contractate pentru activitatea curentă**

La data de 30.03.2022 Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. **C624 cu Banca Comercială Română** pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

descoperit de cont, în sumă de 175.000.000, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%.

La data de 04.01.2023 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 1 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect exinderea scopului liniei de credit și pentru acoperirea nevoilor temporare de capital de lucru și prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2023 la 30.03.2024).

La data de 27.03.2024 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 2 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2024 la 30.03.2025).

La data de 27.03.2025 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 3 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2025 la 30.03.2026).

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru congenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 31 decembrie 2025 linia de credit este utilizată în proporție de 99%.

15. OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

Conform contractului colectiv de muncă, aplicabil în anul 2025, Compania furnizează beneficii pe termen lung salariaților, în funcție de vechimea în muncă și vechimea în cadrul Companiei. Beneficiile acordate angajaților cu funcții de conducere sunt prezentate în *Nota 30 - Salarizarea conducerii Companiei*.

Beneficiile pe termen lung acordate de Companie cuprind, următoarele:

- premiu de pensionare care variază de la 1 la 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani de vechime în Companie la data pensionării;
- prime jubiliare între 1 și 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani vechime în cadrul Companiei;
- ajutor în cazul pensionării datorită pierderii totale a capacității de muncă (invaliditate totală), caz în care Compania plătește 6 salarii de bază lunare brute;
- ajutor în cazul decesului din alte cauze, caz în care Compania plătește familiei suma de 25.000 lei;
- ajutor în cazul decesului din accident de muncă sau boală profesională, caz în care Compania plătește familiei 11 salarii de bază lunare brute;
- ajutor material acordat la pensionare pentru energie electrică reprezentând contravaloarea cotei de energie electrică, plătită unui salariat timp de 24 luni, pentru salariații cu o vechime neîntreruptă în Companie de minim 10 ani.

Având în vedere prevederile OUG nr. 156/2024, cu modificările și completările ulterioare, începând cu luna februarie 2025, prima de pensionare s-a acordat la nivelul unui salariu de bază eșalonat pe o perioadă de 5 ani.

Calculul actuarial referitor la beneficiile post angajare și la alte beneficii pe termen lung au fost determinate de către un actuar autorizat, în baza contractului de servicii încheiat cu Proficariere SRL.

Obligațiile privind beneficiile angajaților se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Obligațiile aferente primelor jubiliare	51.132.308	49.202.806
Obligațiile aferente primelor pentru pensionare	10.461.024	34.232.075
Obligațiile aferente cazului de incapacitate totală de muncă (invaliditate)	166.191	171.782
Obligațiile aferente cazului de deces din alte cauză	1.370.891	1.565.100
Obligațiile aferente cazului de deces din accident de muncă	304.645	315.059
Obligațiile aferente cotei de energie electrică pentru angajați care se pensionează	-	2.848.637
TOTAL	63.435.059	88.335.459

Împărțirea obligațiilor pe termen scurt și lung la 31 decembrie 2025 este sintetizată în tabelul de mai jos:

	Obligații TS	Obligații TL
Obligațiile aferente primelor jubiliare	10.257.881	40.874.427
Obligațiile aferente primelor pentru pensionare	906.679	9.554.345
Obligațiile aferente cazului de incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	166.191

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Obligații TS	Obligații TL
Obligațiile aferente cazului de deces din alte cauză	-	1.370.891
Obligațiile aferente cazului de deces din accident de muncă	-	304.645
Obligațiile aferente cotei de energie electrică pentru angajați care se pensionează	-	-
TOTAL	11.164.560	52.270.499

📊 Ipoteze actuariale

Următoarele sunt principalele ipoteze actuariale utilizate în calcul:

A. Ratele de actualizare au fost considerate ca fiind egale cu dobânzile la investițiile fără risc, fără ajustări ale variațiilor (risk free rate spot no volatility adjustment), publicate de către EIOPA la finalul lunii decembrie 2025.

B. Inflația - La data evaluării, conform Institutului Național de Statistică, rata anuală a inflației în luna decembrie 2025 comparativ cu luna decembrie 2024 a fost de 9,7%.

C. Vârsta legală de pensionare – actuarul a considerat că vârsta medie de pensionare a angajaților Companiei va fi de 63 de ani, atât pentru bărbați, cât și pentru femei.

D. Mortalitatea - A fost utilizată *Tabela de mortalitate a populației României*, bărbați / femei, 2022, mediu urban (Sursa: Institutul Național de Statistică).

E. Migrația forței de muncă - aproximativ 1,6% din numărul de angajați au părăsit Compania în perioada de raportare. Pentru modelarea plecărilor din firmă, actuarul a folosit valori ale migrației forței de muncă cu o medie ponderată de 1,5% anual. Procentele utilizate pentru plecările din firmă tind către zero, odată cu creșterea vârstei (pentru persoanele care au vârstă mai înaintată se poate considera un procent de migrație a forței de muncă care scade către zero).

F. Taxe și impozite - Toate taxele valabile la data de 31.12.2025 au fost incluse în calculul obligațiilor pentru pensionare. Astfel, au fost luate în considerare următoarele taxe și impozite: contribuție asiguratorie pentru muncă (CAM): 2,25%.

📊 Analiza de maturitate

În tabelul de mai jos sunt sintetizate beneficiile și provizioanele, atât pentru pensionare, cât și pentru prime jubiliare, în funcție de numărul de ani până la maturitatea acestora.

Analiza maturităților plăților de beneficii

Plăți estimate, în funcție de durata până la maturitatea acestora	Beneficii prime jubiliare	Beneficii pensie	TOTAL
Durata de până la 1 an	10.675.483	1.019.727	11.695.210
Durata între 1-2 ani	9.928.168	484.110	10.412.278
Durata între 3-5 ani	14.498.947	3.392.694	17.891.641
Durata între 6-10 ani	33.434.640	9.060.658	42.495.299
Durata peste 10 ani	182.330.380	55.424.593	237.754.972
TOTAL	250.867.618	69.381.782	320.249.400

Analiza maturităților obligațiilor prezente

Provizioane estimate, în funcție de durata până la maturitatea acestora	Obligații prime jubiliare	Obligații pensie	TOTAL
Durata de până la 1 an	10.257.881	906.679	11.164.560
Durata între 1-2 ani	7.693.223	407.744	8.100.967
Durata între 3-5 ani	8.382.739	1.996.563	10.379.302
Durata între 6-10 ani	11.767.667	3.375.977	15.143.644
Durata peste 10 ani	13.030.798	3.774.061	16.804.859
TOTAL	51.132.308	10.461.024	61.593.332

Durata medie ponderată a obligațiilor pentru pensionare (ani): 9,09.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel) **Analiza de sensibilitate**

Pentru o înțelegere completă a impactului datelor inițiale asupra valorilor provizioanelor constituite, vom varia, unul câte unul, cei mai importanți parametri care influențează valoarea obligațiilor (ceteris paribus).

Rezultatele analizei de sensibilitate la 31 decembrie 2025 comparativ cu 31 decembrie 2024 sunt prezentate în tabelul de mai jos:

	Creștere cu 1%		Diminuare cu 1%	
	2025	2024	2025	2024
Rata de actualizare	59.292.310	82.132.645	68.172.596	95.400.528
Rata de creștere salarială	68.660.713	95.420.593	58.785.137	82.003.446
Rata plecărilor din firmă	63.058.178	87.105.347	63.866.443	89.695.227

	Creștere cu 1 an		Diminuare cu 1 an	
	2025	2024	2025	2024
Creșterea speranței de viață la naștere	63.450.379	88.613.391	63.418.274	88.054.373

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	31 decembrie 2024	Costul dobânzii	Costul serviciului curent	Plățile din provizion	(Câștig)/pierdere actuarială aferent perioadei	31 decembrie 2025
Obligațiile aferente primelor jubiliare ce vor fi acordate angajaților actuali	49.202.806	3.124.712	7.391.971	(6.338.345)	(2.248.836)	51.132.308
Obligațiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	34.232.074	551.737	767.351	(563.323)	(24.526.815)	10.461.024
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	171.782	10.498	3.851	-	(19.940)	166.191
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din alte cauze	1.565.100	95.643	(65.817)	(150.000)	(74.035)	1.370.891
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din accident de muncă	315.060	19.253	28.291	-	(57.959)	304.645
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor angajați la ieșirea la pensie	2.848.637	174.080	-	-	(3.022.717)	-
	88.335.459	3.975.923	8.125.647	(7.051.668)	(29.950.302)	63.435.059
	31 decembrie 2023	Costul dobânzii	Costul serviciului curent	Plățile din provizion	(Câștig)/pierdere actuarială aferent perioadei	31 decembrie 2024
Obligațiile aferente primelor jubiliare ce vor fi acordate angajaților actuali	48.698.891	3.293.144	7.480.102	(4.681.864)	(5.587.467)	49.202.806
Obligațiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	24.116.406	1.510.397	3.756.802	(1.368.866)	6.217.335	34.232.074
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	-	-	-	171.782	171.782
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din alte cauze	-	-	487.638	(22.000)	1.099.462	1.565.100
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din accident de muncă	-	-	29.705	-	285.355	315.060
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor angajați la ieșirea la pensie	2.461.820	164.770	1.167.150	(294.000)	(651.103)	2.848.637
	75.277.117	4.968.311	12.921.397	(6.366.730)	1.535.364	88.335.459

16. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

a) La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, **datoriile comerciale și alte datorii** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie	1.676.249.633	2.253.148.039
Furnizori de imobilizări	337.815.468	158.164.085
Furnizori alte activități	64.803.414	77.353.875
Sume datorate angajaților	13.260.905	12.833.281
Alte datorii	1.315.046.297	1.365.622.067
Total	3.407.175.717	3.867.121.347

La data de 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 1.676.249.633, respectiv 2.253.148.039, prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori - activitate operațională	1.078.789.737	1.496.225.168
- furnizori - piața de echilibrare	517.983.289	711.976.808
- furnizori - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	79.476.607	44.946.063
Total	1.676.249.633	2.253.148.039

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrică 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 81,53% (86,30% la 31 decembrie 2024).

Scăderea soldului "datoriilor aferente activității operaționale" din perioada analizată a fost 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 influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată 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) a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025, față de luna decembrie 2024.

La data de 31 decembrie 2025, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 3.368.966 către CET Govora SA (bonus lunar de cogenerare și ante-supracompensare pentru anul 2015). Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorul (producătorul) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

Compania a solicitat furnizorului (producătorului) care nu a achitat facturile de supracompensare, acordul pentru efectuarea compensării datoriilor reciproce la nivelul minim al acestora prin Institutul de Management și Informatică (IMI) care gestiona unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: "în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective" și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

În urma suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție. Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sistat, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare cuvenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

Creșterea soldului **”furnizorilor de imobilizări”** la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 s-a datorat achizițiilor de imobilizări care au fost receptionate spre finalul anului, dar pentru care termenul de plată este în anul 2026.

Datoriile către **”furnizori alte activități”** sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.

La 31 decembrie 2025, Compania nu înregistrează datorii restante către furnizori (bugetul de stat, bugetul local sau alte instituții publice).

Structura datoriilor înregistrate în **„alte datorii”** se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creditori diverși	235.363.526	385.402.830
Clienți - creditori	671.823.612	834.707.577
Dividende de plată	622.177	133.613
Alte datorii pe termen scurt	407.236.982	139.765.068
Alte datorii pe termen lung	-	5.612.979
Total	1.315.046.297	1.365.622.067

- „Creditorii diverși”, în sumă de **235.363.526** la 31 decembrie 2025 (385.402.830 la 31 decembrie 2024), reprezintă, în principal:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 204.964.019.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- ✓ valoarea contribuției de colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- ✓ valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;
- 26.240.031 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
- 1.938.050 redevență trim IV 2025;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

- 1.219.294 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- “Clienții creditori”, la data de 31 decembrie 2025, sunt în sumă de **671.823.612** (834.707.577 la 31 decembrie 2024), din care 667.487.735 reprezintă sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, 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 (411.669.338), IBEX (151.578.585), MAVIR (67.667.488), OPCOM (35.505.844) și JAO (1.066.480).
- La 31 decembrie 2025, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **622.177** (133.613 la 31 decembrie 2024). Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- ”Alte datorii pe termen scurt”, în sumă de **407.236.982**, (139.765.068 la 31 decembrie 2024) sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 372.524.477, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34.403.493, și altele.

b) Provizioane

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Provizioane pentru litigii	23.860.498	23.950.036
Provizioane pentru contracte mandat	8.405.439	8.600.444
Alte provizioane	2.069	44.967
TOTAL	32.268.006	32.595.447

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	32.595.447	65.205.991
Recunoaștere provizion	151.896	8.753.703
Reluare provizion	(479.337)	(41.364.247)
Sold la sfârșitul perioadei	32.268.006	32.595.447

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2025, în sumă de 23.860.498 (23.950.036 la 31 decembrie 2024), sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următoarele litigii:

- *Dosarul nr. 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216.093)* – mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 28 – Angajamente și contingente.
- *Dosarul nr. 15561/3/2022 – reclamant SMART SA (4.467.108)* - mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 28 – Angajamente și contingente.
- *Dosarul nr. 3083/3/2020 - reclamant NUCLEARELECTRICA SA (1.472.785)*

În data de 26.06.2020, Nuclearelectrica a chemat în judecată Compania pentru plata sumei de 1.290.533 lei reprezenând dezechilibru negativ și 182.251 lei, dobândă legală.

După mai multe termene în care a fost amânată cauza (26.06.2020, 16.10.2020, 11.12.2020), din diverse motive, la termenul din 22.12.2020, Instanța a obligat Compania la plata către reclamantă a sumei de 1.290.533,156 lei, cu titlu de daune interese compensatorii, la plata actualizării acestei sume cu rata inflației de la data de 27.09.2018 și până la data plății efective, la plata sumei de 182.251,94 lei reprezentând dobândă legală penalizatoare calculată de la data de 27.09.2018 și până la data de 31.01.2020, precum și la plata în continuare a dobânzii legale penalizatoare, calculată de la data de 01.02.2020 și până la data plății efective. De asemenea, a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 23.441,66 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, constând în taxă judiciară de timbru. A respins cererea pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată.

CNTEE Transelectrica SA a declarat apel. În ședința din data de 25.11.2021, Curtea de Apel București admite apelul.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Schimbă în parte sentința civilă apelată, în sensul că: Respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Menține dispoziția primei instanțe de respingere ca neîntemeiată a cererii pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata către apelanta-pârâtă a sumei de 20.591,66 cu titlu de cheltuieli de judecată în apel.

Nuclearelectrica a declarat recurs, recurs ce s-a suspendat până la soluționarea acțiunii în anulare a ordinului. Termen 12.10.2022. În temeiul art. 413 alin. (1) pct. 1 C.proc.civ., suspendă judecata recursului declarat de recurenta-reclamantă SOCIETATEA NAȚIONALĂ NUCLEARELECTRICA S.A. împotriva deciziei civile nr. 1927/A/25.11.2021, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 2659/2/2020, aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal. Definitivă.

”Provizioanele pentru contracte de mandat”, în sumă de **8.405.439** la data de 31 decembrie 2025 (8.600.444 la 31 decembrie 2024), reprezintă remunerația reprezentând componenta variabilă, compensația de neconcurență și a celei aferentă indemnizațiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere/ Directorat, respectiv pentru mandatele 2020-2024.

17. IMPOZIT PE PROFIT

Impozitul pe profit pentru anii 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

	2025	2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	(24.553.153)	(41.886.084)
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	29.626.998	41.227.733
Cheltuiala cu impozitul minim global – grup TEL	5.612.979	(5.612.979)
Total	10.686.824	(6.271.330)

Impozitul pe profit curent și amânat al Companiei pentru anii 2025 și 2024 este determinat la o rată statutară de 16%, fiind în vigoare în anul 2025 și în anul 2024.

În anul 2024 Compania a recunoscut un impozit minim global estimat aferent Grupului în sumă de 5.612.979, ca urmare a aplicării prevederilor *Legii nr. 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni*, impozit pentru care se impune obligația de declarare și plată până la data de 30.06.2026. În baza amendamentelor aduse standardului IAS 12 – ”Impozit pe profit”, Compania nu a recunoscut impozit amânat în legătură cu impozitul minim efectiv aferent grupului.

Ulterior, în anul 2025 pe baza clarificarilor suplimentare aduse Legii 431/2023, impozitul suplimentar național conform regulilor ODMTT se încadrează în prevederile Art. 53, astfel încât grupurile naționale de mari dimensiuni sau multinaționale aflate în faza inițială de activitate internațională beneficiază de o reducere la zero a impozitului în primii 5 ani din momentul intrării în domeniul de aplicare al legii. Astfel, în urma reanalizării situației, în contextul clarificarilor suplimentare aduse acestor prevederi legale și luând în considerare corespondența primită de la ANAF, s-a constatat că impozitul minim global aplicabil societății este redus la zero. Prin urmare, valoarea înregistrată în 2024 cu impozitul minim global a fost reversată în 2025, asigurând respectarea cadrului legal aplicabil, conformitatea contabilă și prezentarea fidelă a situației poziției financiare și a contului de profit și pierdere ale societății, la data întocmirii situației financiare.

Reconcilierea cotei efective de impozitare asupra impozitului pe profit:

	2025	2024
Impozit pe profit la rată statutară de 16%	60.602.459	101.347.740
Efectul cheltuielilor nedeductibile	18.921.574	27.142.506
Efectul veniturilor neimpozabile	(16.819.547)	(39.846.677)
Rezerva din reevaluare taxabilă	30.058.092	44.575.484
Profit reinvestit	(37.662.265)	(6.169.121)
Diferențe temporare	(29.626.998)	(41.227.733)
Impozitul minim global – grup TEL	(5.612.979)	5.612.979
Alte efecte	(30.547.160)	(85.163.848)
Total	(10.686.824)	6.271.330

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Tabelul de mișcare privind datoria cu impozitele amânate în 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

Elemente	Sold la 1 ianuarie 2024	Recunoscut în profit și pierdere	Recunoscut direct în AERG	Sold la 31 decembrie 2024	Recunoscut în profit și pierdere	Recunoscut direct în AERG	Sold la 31 decembrie 2025
Imobilizări corporale - durate de viață	42.143.564	863.848	-	43.007.412	22.486.391	-	65.493.803
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	275.476.683	(44.110.209)	-	231.366.474	(29.490.615)	-	201.875.858
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(6.236.507)	(1.310.180)	-	(7.546.687)	(813.322)	-	(8.360.009)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(12.044.339)	(2.089.334)	-	(14.133.673)	3.984.064	-	(10.149.609)
Estimat interconexiune	(5.760.000)	4.560.000	-	(1.200.000)	400.000	-	(800.000)
Provizioane pentru litigii	(3.936.162)	(323.048)	-	(4.259.210)	14.326	-	(4.244.884)
Ajustări stocuri	(2.056.709)	244.262	-	(1.812.447)	(606.373)	-	(2.418.820)
Estimări furnizori producție	(2.448.372)	936.937	-	(1.511.435)	924.380	-	(587.055)
Ajustări creanțe	-	-	-	-	(25.755.376)	-	(25.755.376)
Ajustări deprecierea imobilizărilor în curs	-	-	-	-	(475.375)	-	(475.375)
Ajustări acțiuni deținute la FORENERG	-	-	-	-	(295.098)	-	(295.098)
Impozit (activ)/datorie	285.138.158	(41.227.724)	-	243.910.434	(29.626.998)	-	214.283.435

Impozitul amânat este constituit din:

	Activ		Datorie		Net	
	31-dec-25	31-dec-24	31-dec-25	31-dec-24	31-dec-25	31-dec-24
Imobilizări corporale - durate de viață	(4.391.910)	(50.101.103)	69.885.713	93.108.515	65.493.803	43.007.412
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	(29.490.615)	(44.110.209)	231.366.474	275.476.683	201.875.858	231.366.474
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(1.183.292)	(9.179.041)	(7.176.716)	1.632.354	(8.360.009)	(7.546.687)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(10.149.610)	(14.133.673)	-	-	(10.149.610)	(14.133.673)
Estimat interconexiune	(800.000)	(1.200.000)	-	-	(800.000)	(1.200.000)
Provizioane pentru litigii	(4.244.884)	(4.259.210)	-	-	(4.244.884)	(4.259.210)
Ajustări stocuri	(2.418.820)	(1.812.447)	-	-	(2.418.820)	(1.812.447)
Estimări furnizori producție	(587.055)	(1.511.435)	-	-	(587.055)	(1.511.435)
Ajustări creanțe	(25.755.376)	-	-	-	(25.755.376)	-
Ajustări deprecierea imobilizărilor în curs	(475.375)	-	-	-	(475.375)	-
Ajustări acțiuni deținute la FORENERG	(295.098)	-	-	-	(295.098)	-
Impozit net (activ)/datorie	(79.792.037)	(126.307.118)	294.075.471	370.217.552	214.283.435	243.910.434

18. REZULTATUL PE ACȚIUNE

La 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, rezultatul pe acțiune este:

	2025	2024
Rezultatul exercițiului financiar	359.825.194	585.924.311
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	4,909	7,993

19. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	11.753.903	14.303.638
Impozit pe salarii	2.117.428	2.861.321
Alte impozite de plată	1.226.934	1.266.791
Total	15.098.265	18.431.750

La 31 decembrie 2025, Compania înregistrează obligații de plată pentru contribuțiile la fondurile de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte impozite, obligații care au fost achitate în luna ianuarie 2026 (mai puțin suma de 17.326 lei ce reprezintă contribuție asiguratorie de muncă aferentă concediilor de odihnă neefectuate).

20. VENITURI DIN EXPLOATARE

Veniturile din exploatare cuprind veniturile realizate din prestarea de către Companie, pe piața de energie electrică, a serviciilor de transport și de sistem, alocarea capacității de interconexiune, servicii de operare a pieței de echilibrare și alte venituri.

În ceea ce privește momentul recunoașterii veniturilor, serviciile aferente pieței de energie, prestate de către Companie sunt transferate clientului în timp, iar termenele de plată sunt în concordanță cu prevederile contractuale, nu există nicio componentă financiară semnificativă, ținând cont că data scadentă este mai mică de un an. De asemenea, contractele cu clienții conform IFRS 15 nu conțin elemente variabile.

Tarifele aprobate de ANRE pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 31 decembrie 2025	-	-	-	12,79
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2025	-	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2025	3,29	33,03	-	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 septembrie 2024 – 31 mai 2025	-	-	-	11,51
Ordin nr. 15/29.05.2024 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2024	-	-	-	12,84
Ordin nr. 116/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024	-	-	-	9,17

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 109/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2024	-	-	31,67	-

Începând cu 01 ianuarie 2025, ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL), conform Ordinului ANRE nr. 99/20.12.2024.

Modificarea valorii tarifului pentru serviciul de sistem de la 01 septembrie 2025 prin Ordinul ANRE nr. 60/26.08.2025 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 (Ordinul ANRE nr. 21/27.05.2025), în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE.

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor la care s-au aplicat tarifele pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	2025	2024
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	51.730.518	51.824.802

Veniturile din exploatare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	2025	2024
Venituri din serviciul de transport	1.854.502.814	1.619.446.488
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	337.164.962	282.079.876
Venituri din energia reactivă	1.868.037	1.659.786
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	23.884.369	25.790.184
Venituri din tranzacții CPT	45.834.378	95.480.511
Venituri din serviciul de transport – total	2.263.254.560	2.024.456.845
Venituri din servicii de sistem	564.253.442	571.077.743
Venituri din ajutoare de avarie	9.533.040	62.199.139
Venituri din servicii de sistem – total	573.786.482	633.276.882
Venituri pe piața de echilibrare	2.676.210.810	4.965.724.579
Venituri din alte prestații și alte venituri din exploatare	59.145.466	153.974.422
Venituri din capitalizarea CPT	924.241	102.019.913
Alte venituri - total	60.069.707	255.994.335
Total venituri din exploatare	5.573.321.559	7.879.452.641

Prezentăm situația clienților care au realizat venituri mai mari de 10% din veniturile prestate pe piața de energie electrică ale Companiei înregistrate în anul 2025, respectiv în anul 2024:

	2025	2024
CIGA ENERGY SA	1.010.477.956 18,33%	1.580.193.503 20,73%
ELECTRICA FURNIZARE SA	641.396.229 11,63%	1.129.433.445 14,82%
HIDROELECTRICA SA	634.306.255 11,51%	956.674.386 12,55%
CINTA ENERGY SA	471.726.624 8,56%	1.246.052.576 16,34%

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 235.056.326, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în anul 2025 față de anul 2024 cu suma de 55.085.086, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

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

În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul a 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).

Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Începând cu noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granițele cu Serbia și Moldova, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

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 tranzonale 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.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

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 directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Ucraina a aderat la mecanismul ITC și nu a mai fost considerată țară perimetrică. Prin urmare, schimburile luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova.

Astfel, în anul 2025, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o scădere de 1.905.815 comparativ cu anul 2024, 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 (de la 1.040.652 MWh în 2024 la 2.512.948 MWh în 2025);
- ✓ 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;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

✓ în mod excepțional, în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT sunt obținute 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.

Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 49.646.133.

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 și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o scădere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 6.824.301, determinată atât de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), cât și de diminuarea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE, tariful aprobat pentru serviciile de sistem a fost modificat în cursul anului 2025 datorită aplicării mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 septembrie 2024.

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

Venituri din ajutoare de avarie

La solicitarea OTS vecini, în cursul anului 2025 au fost acordate ajutoare de avarie în sumă totală de 9.533.040, 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. Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 52.666.099.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o scădere semnificativă în anul 2025 față de anul 2024, cu suma de 2.289.513.769, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- 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.

Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, cu modificările și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, 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, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Astfel, la data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat venituri din capitalizarea CPT în sumă de 924.241, 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.

21. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ȘI DIN PIAȚA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	2025	2024
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	541.405.135	609.329.971
Cheltuieli cu congestiile	-	107.222
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET și RED	38.508.276	45.849.658
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	17.442.815	12.840.055
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	43.474.485	47.485.600
Total cheltuieli operaționale	640.830.711	715.612.506
Cheltuieli privind serviciile de sistem	705.984.678	523.611.184
Cheltuieli privind piața de echilibrare	2.676.253.669	4.965.535.185
Total cheltuieli	4.023.069.058	6.204.758.875

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziția de energie electrică de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în rețeaua electrică de transport (RET).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mici cu suma de 67.924.836 în anul 2025 comparativ cu anul 2024, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

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

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET și RED

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA 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 7.341.382 în anul 2025 comparativ cu anul 2024.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

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 17.442.815, mai mari cu 4.602.760 comparativ cu anul 2024. 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.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În anul 2025, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 4.011.115 față de anul 2024.

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 serviciile de sistem (capacitatea de echilibrare)

Cheltuielile privind serviciile de sistem au înregistrat o creștere semnificativă în anul 2025 comparativ cu anul 2024 în sumă de 182.373.494.

Achiziția capacității de echilibrare se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național 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 Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare.

În anul 2025, CNTEE Transelectrica SA a contractat Energia Reactivă de la Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- deciziei ANRE nr. 2281/29.10.2024 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;
- hotărârii CNTEE Transelectrica SA nr. 218/12.12.2024 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.

Precizăm 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. Ofertele transmise de anumiți producători în luna iunie 2025 au atins valori cuprinse între 100 și 999 lei/hMW, cu prețuri repetate de 500, 700 și chiar 999 lei/hMW. Producători precum CE Oltenia, Electrocentrale Craiova, BEPCO, INGKA Investments Renewable Energy România și True Energy Management au avut un comportament complet divergent față de celelalte luni, în care aceiași ofertanți existenți în piață aveau prețuri în jurul valorii de 15 lei/hMW.

De asemenea, începând din luna septembrie 2025 până în luna decembrie 2025 s-a manifestat o reducere abruptă a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere de la 213,11 lei/hMW la 4,69 lei/hMW. Această reducere este justificată de redimensionarea rezervelor la nivelul DEN și de comportamentul de ofertare al participanților la piață.

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.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2025, în sumă de 2.676.253.669, au fost semnificativ mai mici, respectiv cu suma de 2.289.281.516, față de cele realizate în anul 2024. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

22. AMORTIZARE

	2025	2024
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	289.423.244	274.032.304
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	90.995.027	74.478.538
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	8.382.194	7.952.240
Total	388.800.465	356.463.082

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de 289.423.244, mai mari cu 15.390.940 comparativ cu anul 2024, reprezintă amortizarea înregistrată în anul 2025, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar în sumă de 90.995.027, mai mari cu 16.516.489 comparativ cu anul 2024, au fost înregistrate în conformitate cu prevederile OMF nr. 3900/2022 privind aprobarea precizărilor contabile în aplicarea prevederilor art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei.

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022 cu modificările și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, 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, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 în sumă de 8.382.194 au fost mai mari cu 429.954 față de anul 2024 (Compania își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate). Potrivit IFRS 16 – Contracte de leasing, se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum din str. Olteni nr. 2-4, ca activ evaluat la nivelul chiriei de achitat până la finele contractului de închiriere. Activul recunoscut conform IFRS 16 se amortizează la nivelul chiriei lunare și se înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”.

23. CHELTUIELI CU PERSONALUL

i) Cheltuieli cu personalul

	2025	2024
Cheltuieli cu salariile personalului	341.526.630	333.121.835
Cheltuieli sociale	15.734.063	16.006.744
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților	16.126.835	16.326.960
Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii	5.607.269	5.029.337
Cheltuieli privind asigurările și protecția socială	34.893.813	28.015.406
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate	(1.412.527)	(25.344.985)
Alte cheltuieli	(46.410)	(7.944)
Total	412.429.673	373.147.353

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2025 înregistrează o creștere în sumă de 39.282.320 comparativ cu anul 2024 determinată, în principal, de:

- creșterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli aferente contractelor de mandat, cheltuieli privind asigurările și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile;
- actualizarea provizioanelor constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații în baza contractelor de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024 (conform calculului actuarial);

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

- reluarea la venituri a unei părți din provizioanele constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând componenta variabilă aferentă pachetelor de OAVT-uri alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017 și compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024, concomitent cu plățile efectuate în baza sentințelor judecătorești executorii, primite de Companie;
- actualizarea provizionului pentru obligațiile privind beneficiile angajaților (conform calculului actuarial).

ii) Numărul de salariați

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numărul efectiv al angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă, astfel:

	2025	2024
Număr salariați	2.018	2.026

24. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	2025	2024
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	141.335.189	132.277.544
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	863.943	927.027
Cheltuieli cu redevențele și chiriile	7.916.330	6.967.272
Cheltuieli (nete) de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	-	(17.340.182)
Alte cheltuieli, din care:	106.953.508	106.025.417
- pierderi din creanțe și debitori diverși	-	3.043.161
- cheltuieli (nete) privind provizioanele constituite pentru alte cheltuieli de exploatare	-	1.119.289
- cheltuieli (nete) privind ajustările pentru deprecierea imobilizărilor	-	9.383
- cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate (taxa ANRE, impozit pe monopol natural, tarif monitorizare AMEPIP, impozit pe construcții speciale, alte impozite și taxe locale)	49.503.026	22.950.616
- alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal	7.276.990	1.540.293
- cheltuieli privind compensații în baza contractelor de mandat/OAVT-uri cf. decizie instanță	956.394	16.798.374
- cheltuieli privind valorificări deșeuri	8.850.431	18.313.005
- cheltuieli privind cotizațiile internaționale	7.994.282	7.564.625
- cheltuieli cu deplasările interne și externe	7.425.075	7.954.500
- cheltuieli privind consumul administrativ de energie	5.134.396	5.543.402
- cheltuieli cu sponsorizarea	4.785.051	5.501.600
- alte cheltuieli de exploatare	15.027.863	15.687.169
Total	257.068.970	228.857.078

În anul 2025 Compania a considerat reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate în anul 2024 la categoria "Alte cheltuieli de exploatare", după cum urmează:

- cheltuieli (nete) de exploatare privind ajustările pentru deprecierea creanțelor și pierderi (nete) din creanțe și debitori diverși au fost mapate la o categorie nouă denumită **Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor**;
- cheltuieli (nete) privind provizioanele constituite pentru alte cheltuieli de exploatare, cheltuieli (nete) privind ajustările pentru deprecierea imobilizărilor și cheltuieli (nete) din vânzarea imobilizărilor corporale au fost mapate la o categorie nouă denumită **Alte câștiguri sau pierderi**;
- cheltuieli (nete) de exploatare privind ajustările pentru deprecierea stocurilor au fost mapate la categoria **Cheltuieli cu materiale și consumabile**.

Aceste cheltuieli au înregistrat în anul 2025 o creștere în sumă de 28.211.892 comparativ cu anul 2024, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

- creșterea cheltuielilor privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, prin introducerea în anul 2025 a impozitului pe construcții, în conformitate cu prevederile OUG nr. 156/2024 privind unele măsuri fiscal-bugetare în domeniul cheltuielilor publice pentru fundamentarea bugetului consolidat pe anul 2025, pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și pentru prorogarea unor termene;
- creșterea altor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu protecția civilă și paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu mentenanța Teletrans, cheltuieli cu primele de asigurare, cheltuieli privind cotizațiile internaționale etc.;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

- creșterea cheltuielilor cu redevențele și chiriile, din care în anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli cu redevență în sumă de 7.513.549, mai mari cu 932.601 comparativ cu anul 2024;
- recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei a trei ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție, așa cum au fost prezentate în Nota nr. 5 „Imobilizări corporale”;
- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli privind valorificarea deșeurilor rezultate în urma efectuării lucrărilor de mentenanță/retehnologizări/modernizări stații, cheltuieli privind consumul administrativ de energie, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli cu pregătirea personalului etc.;
- diminuarea cheltuielilor privind OAVT-urile plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță (bonusul de performanță aferent Certificatelor OAVT acordate foștilor membri executivi și neexecutivi și nevalorificate, remunerare conform contractelor de mandat încheiate în perioada 2013 – 2017) și a cheltuielilor plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024.

Cheltuielile cu chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Din totalul cheltuielilor cu chiriile, valoarea redevenței este de 7.513.549 pentru anul 2025 și 6.580.948 pentru anul 2024.

Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența.

O creștere cu 10% a veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice ar fi reprezentat o creștere a cheltuielilor cu redevența cu 751.355 pentru anul 2025 și cu 658.095 pentru anul 2024.

25. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI DIN EXPLOATARE

	2025	2024
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	538.800	-
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	(7.226.984)	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	769.070	-
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(2.301.994)	-
Total	(8.221.108)	-

În anul 2025 Compania a considerat reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate în anul 2024 la categoria ”Alte cheltuieli de exploatare” și ”Rezultat financiar net”, prin introducerea unei noi categorii denumită ”Alte câștiguri sau pierderi”.

Pentru comparabilitatea celor doi ani, **prezentăm informativ** în tabelul de mai jos Nota de ”Alte câștiguri sau pierderi” modificată pentru anul 2024, conform reclasificării din anul 2025:

	2025	2024
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	538.800	2.122.218
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	(7.226.984)	9.383
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	769.070	(88.854)
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(2.301.994)	1.119.289
Total	(8.221.108)	3.162.036

26. REZULTAT FINANCIAR NET

	2025	2024
Venituri din dobânzi	11.559.365	6.832.600
Venituri din diferențe de curs valutar	776.919	4.589.702
Alte venituri financiare	23.083.277	15.806.481
Total venituri financiare	35.419.561	27.228.783
Cheltuieli privind dobânzile	(5.539.287)	(7.200.049)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(1.977.333)	(6.577.347)
Alte cheltuieli financiare	-	-
Total cheltuieli financiare	(7.516.620)	(13.777.396)
Rezultatul financiar net	27.902.941	13.451.387

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

În anul 2025 Compania a considerat reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate în anul 2024 la categoria "Rezultat financiar net", prin maparea diferențelor de curs valutar aferente activității operaționale la categoria nou introdusă denumită "**Alte câștiguri sau pierderi**" în sumă de 769.070, comparativ cu anul 2024 când diferențele de curs valutar aferente activității operaționale au fost în sumă de (88.854).

La data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de 27.902.941, mai mare cu 14.451.554 comparativ cu anul 2024, acesta fiind 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.

La 31 decembrie 2025, în valoarea totală de 5.539.287 (cheltuieli privind dobânzile), suma de 215.515 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu anul 2024 unde în valoarea totală de 7.200.049 (cheltuieli privind dobânzile), suma de 438.677 a reprezentat dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 31 decembrie 2025 comparativ cu cel înregistrat la 31 decembrie 2024, se prezintă, astfel:

Moneda	31.12.2025	31.12.2024
Lei / Euro	5,0985	4,9741

27. CADRUL LEGISLATIV FISCAL

Cadrul legislativ-fiscal din România și implementarea sa în practică se modifică frecvent și face subiectul unor interpretări diferite din partea diverselor organe de control. Declarațiile de impozit pe profit și taxa pe valoare adăugată fac subiectul reviziei și corecțiilor autorităților fiscale, în general pe o perioadă de cinci ani după data completării lor. Conducerea consideră că a înregistrat în mod adecvat obligațiile fiscale în situațiile financiare. Totuși, persistă riscul ca autoritățile fiscale să adopte poziții diferite în legătură cu interpretarea acestor aspecte. Impactul acestora nu a putut fi determinat la această dată.

• Control ANAF

Începând cu data de 22 decembrie 2025, Compania face obiectul unei inspecții fiscale (ANAF – Direcția Regională a Finanțelor Publice Iași – Administrația Județeană a Finanțelor Publice Neamț) având ca obiect:

- verificarea legalității și conformității declarațiilor fiscale și/sau operațiunilor în legătură cu stabilirea bazelor de impozitare și a obligațiilor fiscale principale privind:

a) taxa pe valoare adăugată în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023;

b) impozit pe profit în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023.

- verificarea respectării prevederilor fiscale și contabile;

- verificarea altor aspecte relevante pentru impozitare.

La data întocmirii prezentor situații financiare, inspecția fiscală este în desfășurare nefiind emis un raport de inspecție fiscală și nici o decizie de impunere.

Conducerea Companiei consideră că obligațiile fiscale au fost calculate și declarate în conformitate cu prevederile legislației fiscale în vigoare. Pe baza informațiilor disponibile la data întocmirii situațiilor financiare, nu au fost identificate ajustări care să conducă la înregistrarea unui provizion pentru riscuri și cheltuieli.

În eventualitatea în care, în urma finalizării inspecției fiscale, autoritățile fiscale vor stabili diferențe suplimentare de plată, acestea vor fi recunoscute în situațiile financiare ale exercițiului în care vor deveni certe și cunoscute.

28. ANGAJAMENTE ȘI CONTINGENTE

a) Angajamente

La 31 decembrie 2025, Compania avea angajamente în valoare de **2.484.362.246** (1.391.497.534 la 31 decembrie 2024) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

b) Terenuri utilizate de Companie

Conform politicii Companiei, situațiile financiare includ doar valoarea terenurilor pentru care s-au obținut certificate de atestare a dreptului de proprietate la data situațiilor financiare.

Potrivit Legii nr. 99/1999, în cazul în care Compania obține certificatul de atestare a dreptului de proprietate pentru un teren după momentul privatizării, terenul va fi considerat aport în natură al Statului român.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat prin Hotărârea nr. 7/28.05.2020 majorarea de principiu a capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu aportul în natură reprezentat de valoarea unui număr de 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și înaintarea către Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București și a propunerii de desemnare a JPA Audit și Consultanță SRL în calitatea de evaluator autorizat ANEVAR pentru evaluarea în condițiile legii a aportului în natură care face obiectul majorării capitalului social.

Ca urmare a validării de către ORCTB a propunerii Adunării generale a acționarilor privind expertul, JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR a întocmit și comunicat Companiei *Raportul de evaluare nr. 21278/10.05.2019*, actualizat prin *Raportul de evaluare nr. 1158/10.01.2022* în care se stabilește valoarea justă a terenurilor la data de 30.09.2021.

Până la data de 31.12.2025 au existat opinii diferite asupra *aplicării/interpretării legislației incidente respectiv a legislației privatizării și a legislației pieței de capital*, iar CNTEE Transelectrica SA se află în imposibilitatea obiectivă de a majora capitalul social cu valoarea celor 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și pentru care expertul JPA Audit și Consultanță SRL a stabilit o valoare justă.

c) Litigii în curs

Conducerea analizează periodic situația litigiilor în curs, iar în urma consultării cu reprezentanții săi legali decide necesitatea creării/anulării unor provizioane pentru sumele implicate sau a prezentării acestora în situațiile financiare.

Având în vedere informațiile existente, conducerea Companiei consideră că la data încheierii prezentelor situații, nu există litigii în curs semnificative, cu excepția următoarelor:

• REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE (RAAN)

Dosar: 9089/101/2013

Obiect dosar: faliment

Valoare în litigiu: 19.113.255 lei

Stadiu dosar: După mai multe amânări pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **25.03.2026**.

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

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte 2 dosare aflate în diferite stadii de judecată, după cum urmează:

a) Dosar: 28460/3/2017

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.346.063 lei, reprezentând contravaloare bonus perioada noiembrie 2015-aprilie 2016 și regularizare bonus în valoare de 11.024.077 lei, precum și suma de 1.321.986 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal.

Valoare în litigiu: 12.346.063 lei.

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

Suma de 12.346.063 lei a fost achitată de către Companie în mai 2024.

b) Dosar: 3694/3/2016

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.727.102 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500031 din 24.04.2015, seria SRTF nr. 1500033 din 22.05.2015, seria SRTF nr. 1500036 din 22.06.2015, seria SRTF nr. 1521311 din 23.07.2015, seria SRTF nr. 1500041 din 17.08.2015, seria SRTF nr. 1500045 din 23.09.2015, seria SRTF nr. 1521339 din 26.10.2015 și seria SRTF nr. 1521282 din 8.04.2015, precum și suma de 2.917.620 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500059 din 31.12.2015 și seria SRTF nr. 1500060 din 31.12.2015.

Valoare în litigiu: 15.698.722 lei

Stadiu dosar: În data de 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 12.727.102, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.620, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs.

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

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

• CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI

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-

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

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:

- 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;
- 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.
- suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- cheltuieli de judecată.

Dosar: 5244/2/2025

Obiect dosar: litigii Curtea de Conturi (Legea Nr. 94/1992), hotărârea nr. 47/23.01.2025

Stadiu dosar: La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecător Silvia Pavelescu, iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecător Pavelescu Silvia. Termen de judecată: **31.03.2026**.

• OPCOM

Dosar: 22567/3/2019

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

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

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

- obligarea părții OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

Valoare în litigiu: 5.811.238

Stadiu dosar: Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă.

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.

Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr. 1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. În 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.

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

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania înregistrează ajustări pentru deprecierea creanțelor (debit principal și penalități aferente).

Dosar: 24242/3/2021

Obiect dosar: OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură

Valoare în litigiu: Diminuare aport capital social de la 22.587.305 la suma de 2.316.143 lei. Micșorarea numărului de acțiuni deținute de Transelectrica la OPCOM.

Stadiu dosar: În data de 07.11.2023, soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 179.550 lei reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. Definitivă.

Dosar: 44380/3/2024

Obiect dosar: pretenții și încheiere act adițional, cval. servicii calculare drepturi de încasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE si PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914.065 lei ce reprezintă contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat și a obligațiilor de plată ale tranzacțiilor realizate de participanții la piața de echilibrare și ale dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: La termenul din data de 13.01.2026, în vederea administrării probelor propuse, amână judecarea cauzei la data de 10.03.2026. La acest termen, instanța amână judecarea cauzei la data de **05.05.2026**.

La 31 decembrie 2025, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

• CONAID COMPANY SRL

Dosar: 36755/3/2018

Obiect dosar: pretenții și constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012

Valoare în litigiu: 17.216.093 lei paguba suferită și 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat

Stadiu dosar: Soluția TMB: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă.

Conaid a declarat apel. Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului.

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

Pentru suma de 17.216.093 lei, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2019.

• MUNICIPIUL REȘIȚA

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**

Obiect dosar: pretenții sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Valoare în litigiu: 17.038.127

Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge 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 S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

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

• SMART SA

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467.108 lei, reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecată.

Valoare în litigiu: 4.467.108 lei

Stadiu dosar: La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467.108 precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51.379 lei cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 de lei cu titlu de onorariu de expert.

Transelectrica a declarat apel. La termenul din 20.02.2026 instanța amână judecarea cauzei cu acordul părților și acordă termen de judecată la data de **08.05.2026**, pentru ca intimata să ia la cunoștință notele de ședință depuse de către apelantă.

Pentru suma de 4.467.108 lei, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2022.

• ALTELE

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

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

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

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

d) Garanții

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, garanțiile se prezintă, după cum urmează:

	2025	2024
Garanții acordate, din care:	316.013.930	537.109.169
- scrisori de garanție acordate – producție	124.601.771	157.285.826
- scrisori de garanție acordate – investiții	16.412.159	29.823.343
- alte garanții acordate	175.000.000	350.000.000
Garanții primite, din care:	1.130.452.523	821.958.681
- scrisori de garanție primite – producție	302.537.667	327.365.637
- scrisori de garanție primite – investiții	780.057.722	446.736.910
- alte garanții primite	47.857.134	47.856.134

Garanții acordate

Compania este obligată conform Licenței de funcționare nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, acordată prin Decizia președintelui ANRE nr. 865/22.12.2000, cu modificările și completările ulterioare, să constituie și să mențină o garanție financiară de 1% din cifra de afaceri asociată activităților autorizate prin licență, aferente ultimului exercițiu încheiat, care să asigure prestarea cu continuitate a activităților ce fac obiectul licenței, cu luarea în considerare a riscurilor majore ce pot afecta aceste activități și care să acopere eventualele daune solicitate conform prevederilor contractuale încheiate. În vederea respectării acestei obligații, Compania a încheiat la data de 01.02.2022 un contract de credit cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în sumă de 23.268.228 cu valabilitate în perioada 01.01.2022-31.12.2022.

La data de 24.12.2024 a fost încheiat actul adițional nr. 3 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a diminuat valoarea plafonului la suma de 46.314.080 lei și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2025.

La data de 24.12.2025 a fost încheiat actul adițional nr. 4 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a majorat valoarea plafonului la suma de 76.390.930 lei și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2026.

Celelalte garanții acordate sunt reprezentate, în principal, de scrisori de garanție bancară emise pentru achiziționarea de energie electrică pentru acoperirea Consumului Propriu Technologic (CPT) de pe piețele centralizate administrate de OPCOM – Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică modalitatea de tranzacționare prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex), modalitatea de tranzacționare prin negociere continuă (PCCB-NC), Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și Piața Intra-zilnică (PI), precum și angajamente/garanții acordate aferente contractelor de împrumut aflate în derulare pentru activitatea de investiții.

Alte garanții acordate reprezintă contractele cesionate pentru garantarea liniilor de credit contractate pentru schema de sprijin pentru cogenerare și pentru capital de lucru.

Garanții primite

Garanțiile primite sunt reprezentate, în principal, de scrisorile de garanție bancară de bună plată aferente contractelor încheiate pe piața de energie electrică, echilibrare, cogenerare de înaltă eficiență, de scrisorile de garanție de bună execuție, bună execuție aferente contractelor de investiții și alte garanții primite în cadrul contractelor finanțate din tariful de racordare.

e) Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2025

La 31 decembrie 2025, rezervele din reevaluare (nete de impozit) sunt în valoare de 1.404.145.417 (la 31 decembrie 2024 în sumă de 1.514.138.168).

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Rezervele realizate sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii companiei inclusiv la folosirea acestora pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, a rezervelor menționate în paragraful anterior.

f) Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Modelul de reglementare a tarifelor de transport aplicat în prezent în România este venit plafon (eng. "revenue cap").

Modelul presupune reglementarea venitului total permis operatorului rețelei de transport și include ca obiective asigurarea premiselor necesare operării eficiente a serviciului de transport și menținerii viabilității financiare a operatorului pentru remunerarea adecvată a finanțatorilor și menținerea accesului la finanțare.

Modelul conține mecanisme de stimulare a eficienței operaționale și un cadru de rentabilitate financiară bazat pe controlul investițiilor realizate de operator (baza activelor reglementate) și o rată de rentabilitate reglementată stabilită pe baza estimării costului mediu de finanțare al operatorului.

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (în prezent 5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor¹ și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

În cadrul unei perioade de reglementare tarifele sunt revizuite cu frecvență anuală și rămân valabile pentru perioade de 12 luni de la data aprobării (ani tarifari).

Diferențele între valorile prognozate și cele efective ale parametrilor de calcul al tarifului pentru un anumit an tarifar sunt compensate prin intermediul unor corecții ex-post implementate în tarif în anii tarifari subsecvenți sau la începutul perioadei de reglementare imediat următoare.

În cazul anumitor componente specifice ale bazei de costuri reglementate ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- costurile cu operarea curentă a serviciului: costuri de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile, consumul propriu tehnologic, congestiile interne de rețea, costurile și veniturile aferente mecanismului de compensare financiară a tranzitelor de energie electrică în cadrul ENTSO-E;
- costurile cu dezvoltarea serviciului: investițiile planificate în rețeaua de transport, activele reglementate utilizate de Transelectrica în desfășurarea activității, programul de amortizare bazat pe durate de funcționare reglementate, rentabilitatea capitalului investit stabilită pe baza unei rate de rentabilitate reglementată aplicată bazei activelor reglementate;
- cantitatea de energie electrică tarifabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie electrică activă introduse/extrase din rețelele electrice publice de pe teritoriul României, cu excepția importurilor/ exporturilor.

Transelectrica percepe tarif de transport pentru injecția în rețelele electrice publice (componenta tarifară TG) și pentru extracția din rețelele electrice publice (componenta tarifară TL).

TG nu se aplică la energia electrică produsă de centralele electrice cu capacitate instalată mică, de până la 5 MW. De asemenea, TG nu se aplică la energia electrică importată. TL nu se aplică la energia electrică exportată.

D) Tarifele de transport aplicate în anul 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

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

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

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

¹ Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 68/2024 cu modificările și completările ulterioare.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)**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 extracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)***II) Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în anul 2025**

Prin Ordinele ANRE nr. 57/2024, nr. 21/2025 și nr. 60/2025 s-au aprobat tarifele pentru achiziția serviciilor de sistem practicate de CNTEE Transelectrica SA valabile în anul 2025, conform tabelului de mai jos:

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare	Diferență (%)
Ordin nr. 57/2024 (1 ianuarie - 31 mai)	Lei/MWh	11,51	-
Ordin nr. 21/2025 (1 iunie – 31 august)	Lei/MWh	7,04	-38,81%
Ordin nr. 60/2025 (1 septembrie – 31 decembrie)	Lei/MWh	12,79	+81,69%

Ajustările în sens negativ și pozitiv ale tarifului începând cu data de 1 iunie 2025, respectiv 1 septembrie 2025, s-au 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.

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat non CPT (CT_non CPT) (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

g) Contingente

La 31 decembrie 2025, **datoriile contingente** sunt în valoare de 49.219.313 lei. Acestea sunt aferente unor litigii ce au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare în urma creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contracte de investiții.

Toate valorile din dosarele care au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare solicitate de către reclamanți și care fac obiectul unor contracte de execuție lucrări, se vor reflecta în valoarea investițiilor, dacă acestea vor fi soluționate în instanță și facturate de către partenerii respectivi, cu excepția cheltuielilor de judecată și a penalităților stabilite de instanță.

29. PĂRȚI AFILIATE**i) Filiale deținute de Companie**

Entitatea	Țara de origine	31 decembrie 2025 % din acțiuni	31 decembrie 2024 % din acțiuni
SMART SA	România	100	100
TELETRANS SA	România	100	100
ICEMENERG SA *)	România	-	-
OPCOM SA	România	97,84	97,84
FORMENERG SA ***)	România	-	100
ICEMENERG SERVICE SA **)	România	-	-

Valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie la filialele sale este de 76.194.380 la 31 decembrie 2025 și 78.038.750 la 31 decembrie 2024. Diminuarea acestora este datorată fuziunii prin absorbție a societății TELETRANS SA (în calitate de societate absorbantă) cu societatea FORMENERG SA (în calitate de societate absorbită), ambele societăți fiind filialele Companiei.

Valoarea brută a participațiilor Companiei în filialele sale se prezintă, după cum urmează:

- SMART SA**

Societatea SMART SA cu sediul social în B-dul Magheru, nr. 33, sector 1, București și cu sediul central la punctul de lucru din B-dul Gheorghe Șincai, nr. 3, Clădirea "Formenerg", et. 1, sector 4, București, ce are ca obiect principal de activitate efectuarea lucrărilor de mentenanță pentru sistemul de transport-dispecer, a fost înființată prin HG nr. 710/19.07.2001 la data de 1 noiembrie 2001.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor S Smart SA a aprobat cu Hotărârea nr. 14/10.12.2014 majorarea de capital a S Smart SA prin aport în natură cu valoarea terenurilor pentru care s-a obținut certificat de atestare a dreptului de proprietate.

În data de 30.12.2014, Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a soluționat cererea de înregistrare a majorării de capital social a S Smart SA.

Începând cu data de 25.01.2016, a fost operată la Oficiul Național al Registrului Comerțului modificarea privind structura acționariatului la S Smart SA, respectiv mențiunea referitoare la administrarea portofoliului statului, modificare impusă, potrivit art. 10 din OUG nr. 86/2014, modificată și actualizată.

Astfel, la 31 decembrie 2025, capitalul social al S SMART SA este de 38.528.600, împărțit în 3.852.860 de acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea de 10 lei, subscris și vărsat integral de Companie.

- TELETRANS SA**

Societatea TELETRANS SA cu sediul social în Bdul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și cu sediul central la punctul de lucru din strada Stelea Spătarul, nr. 12, sector 3, București are ca obiect principal de activitate serviciile de mentenanță informatică de proces și managerial, servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației în RET, telefonia, transmisiunile de date și a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 3/2002.

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.

Ca efect al operațiunii de fuziune, la 31 decembrie 2025, capitalul social al Societății pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A. este de 6.978.480 lei, împărțit în 697.848 de acțiuni nominative, fiecare acțiune în valoare de 10 lei. Structura capitalului social este următoarea: 1.908.070 lei în natură – reprezentând echivalentul a 190.807 acțiuni, 4.966.360 lei în numerar – reprezentând echivalentul a 496.636 acțiuni și 104.050 lei, reprezentând 10.405 acțiuni, rezultate din operațiunea de fuziune prin absorbție cu Societatea FORMENERG S.A..

- ICEMENERG SA**

Societatea Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice – ICEMENERG SA cu sediul social în B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, București are ca obiect principal de activitate cercetarea și dezvoltarea în științe fizice și naturale, inovare, studii, strategii de dezvoltare, activități de proiectare, urbanism, inginerie și alte servicii tehnice și a fost înființată prin HG nr. 1065/04.09.2003.

În evidența contabilă a Companiei, la 31 decembrie 2025, capitalul social al Filialei Icemenerg SA este de 1.083.450, subscris și vărsat integral.

*) În data de 07.04.2014, a fost admis de către Oficiul Național al Registrului Comerțului, dosarul cu numărul de înregistrare 121452/03.04.2014 având ca obiect radierea Filialei Institutul de Cercetari si Modernizari Energetice – ICEMENERG SA București. Prin Ordinul nr. 123/13.03.2014 (act de înmatriculare și autorizare a funcționarii), a fost înmatriculat la Registrul Comerțului "Institutul Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Energie București" (HGR nr. 925/2010). Compania a formulat plângere împotriva rezoluției directorului ORC prin care s-a dispus înregistrarea în registrul comerțului a radierii Filialei ICEMENERG SA București.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Tribunalul București Secția a-VI-a Civilă, prin Sentința nr. 3569/14.07.2014 pronunțată în dosarul nr. 15483/3/2014, în care Compania s-a aflat în contradictoriu cu pârâții Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice "Icemenerg" S.A. București și Institutul Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Energie-Icemenerg București, a respins plângerea Companiei, motivată de faptul că HG nr. 925/2010 nu a fost desfășurată până la momentul radierii la ORC. Curtea de Apel a comunicat în data de 24.02.2015 soluția pronunțată în dosarul nr. 15483/3/2014 și anume Decizia nr. 173/2015, prin care a respins apelul CNTEE Transelectrica SA ca nefondat, decizia fiind definitivă.

Împotriva Deciziei nr. 173/2015, pronunțată de Curtea de Apel București, Transelectrica SA a formulat contestație în anulare, care face obiectul dosarului nr. 1088/2/2015, aflat pe rolul Curții de Apel București - Secția a VI-a civilă, cu termen de judecată la data de 13.05.2015. În data de 13.05.2015, prin Decizia nr. 777/2015, Curtea de Apel București a respins contestația în anulare ca nefondată, decizia fiind definitivă.

Compania a înregistrat în anul 2015 o ajustare de depreciere în sumă de 1.083.450 pentru acțiunile deținute la Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice – ICEMENERG SA București care a fost radiată.

În ședințele din data de 28.03.2016 și 30.08.2016, AGEA nu a aprobat reducerea capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu suma de 1.084.610, reprezentând capitalul social subscris și vărsat al Filialei ICEMENERG SA București, prin diminuarea participației Statului român la capitalul social al CNTEE Transelectrica SA, în aplicarea prevederilor HG nr. 925/2010.

• OPCOM SA

Societatea OPCOM SA cu sediul în Bdul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, București, cu personalitate juridică, are ca obiect principal de activitate organizarea, administrarea și supravegherea pieței de energie și a fost înființată prin HG nr. 627/2000.

La data de 13.02.2018, Adunarea generală extraordinară a Filialei OPCOM SA a aprobat majorarea capitalului social al Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM SA ("OPCOM SA") cu suma de 678.790 lei prin aport în natură reprezentat de valoarea terenului pentru care societatea a obținut Certificatul de atestare a dreptului de proprietate asupra terenurilor seria M03 nr. 12899/27.02.2014, emis de Ministerul Economiei. Aportul în natură a fost evaluat de un expert evaluator desemnat de ONRC. În schimbul aportului în natură la capitalul social, societatea a emis către noul acționar Statul român prin Ministerul Economiei, care exercita de la data hotărârii AGEA atribuțiile de persoană implicată, un număr de 67.879 noi acțiuni nominative în valoare nominală de 10 lei fiecare.

În data de 20.03.2019, Oficiul Național al Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a soluționat cererea de înregistrare a majorării de capital social a OPCOM SA.

La data de 31.12.2018, capitalul social reprezentat de majorarea cu aportul în natură al Companiei în sumă de 22.587.300 este înregistrat în situațiile financiare supuse aprobării AGA de către OPCOM, fiind prezentat drept capital social subscris și nevărsat integral.

La 31 decembrie 2025, capitalul social este de 31.366.090, din care 8.778.790 reprezintă capital social subscris și vărsat integral. Diferența de capital social în sumă de 22.587.300 este reprezentată de aportul în natură al Companiei, respectiv de imobilizări necorporale - "Bursa comercială de energie electrică OPCOM" și "Bursa regională de energie electrică OPCOM", finanțate din surse proprii ale Companiei și din fonduri ale BIRD și evaluat conform Raportului de evaluare nr. 786/15.03.2016 emis de către JPA Audit & Consultanță SRL.

La data de 31 decembrie 2025, capitalul social al OPCOM SA este de 31.366.090 lei, reprezentând un număr de 3.136.609 acțiuni nominative cu o valoare a acțiunii de 10 lei și o cotă de participare a CNTEE Transelectrica SA la beneficii și pierderi de 97,84%.

• FORMENERG SA

Societatea FORMENERG SA cu sediul în Bdul Gh.Șincai, nr. 3, sector 4, București, cu personalitate juridică, are ca obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă în toate domeniile de activitate a personalului energetic, precum și a altor beneficiari și a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 33/2001.

*** 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.

În urma fuziunii celor 2 filiale, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la TELETRANS au crescut cu 104.050, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

Astfel, în evidența contabilă a Companiei, la 31 decembrie 2025, capitalul social este de 1.844.370, pentru care Compania a înregistrat o ajustare de depreciere de 100% pentru acțiunile deținute la FORMENERG care a fost radiată în data de 23.09.2025.

• ICEMENERG SERVICE SA

Prin HG nr. 2294/09.12.2004, s-a aprobat transferul pachetului de acțiuni deținut de Filiala "Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice - ICEMENERG" - S.A. București la Filiala "ICEMENERG-SERVICE" - S.A. București către Compania Națională de

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A.

Compania a înregistrat în anul 2016 o ajustare de depreciere în suma de 493.000 pentru acțiunile deținute la Filiala ICEMENERG SERVICE SA.

Capitalul social la 31 decembrie 2025 este de 493.000, subscris și vărsat integral.

**) La data de 09.06.2017, Tribunalul București, Secția a VII-a Civilă, a dispus intrarea în faliment prin procedura simplificată a debitorului Societatea Filiala ICEMENERG SERVICE – SA, desemnând în calitate de lichidator judiciar provizoriu pe Solvendi SPRL.

În data de 27.04.2021, Administratorul Special al Filialei ICEMENERG Service informează asupra faptului că în data de 23.04.2021, în urma licitației desfășurate, activele societății Filiala ICEMENERG Service SA, atât cele mobile cât și cele imobile au fost valorificate în bloc, cumpărător fiind Portland Trust Developements Five SRL.

În dosarul cu nr.18051/3/2017, conform Buletinului procedurilor de insolvență nr. 9152/26.05.2022, Tribunalul București – Secția a VII-a Civilă prin sentința civilă nr.2429 a aprobat raportul final al lichidatorului judiciar, iar în baza art.175 alin 2 din Legea nr.85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, a închis procedura insolvenței împotriva debitorului Societatea Filiala „Icemenerg-Service” SA prin radierea acesteia din Registrul Comerțului București.

ii) Părți afiliate – principalii indicatori economico-financiar realizati de Filialele Companiei la data de 31.12.2024

Principalii indicatori economico-financiar realizati de filialele Companiei la data de 31 decembrie 2024 (ultimul exercițiu financiar pentru care au fost aprobate situațiile financiare ale filialelor) se prezintă, astfel:

Denumire indicatori	SMART	TELETRANS	OPCOM	FORMENERG
Cifra de afaceri	105.927.103	64.185.093	62.569.910	1.281.696
Profit/(Pierdere) brut/(ă)	5.114.350	2.734.289	30.038.023	(1.375.805)
Capital social vărsat	38.528.600	6.874.430	31.366.090	1.948.420
Capital social nevărsat	-	-	-	-
Rezerve	21.837.744	17.726.682	13.110.828	250.164
Capitaluri proprii - total	142.360.647	31.930.707	74.821.887	18.532.827

iii) Părți afiliate – tranzacții cu Filiale deținute de Companie

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 soldurile cu filialele deținute de Companie sunt detaliate, astfel:

Entitatea afiliată	Creanțe comerciale *)		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
SMART SA	470.699	344.243	27.076.744	20.272.899
TELETRANS SA	175.200	112.719	14.485.684	18.099.560
OPCOM SA	101.497.460	634.690.819	90.226.664	644.297.354
TOTAL	102.143.359	635.147.781	131.789.091	682.669.813

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

Tranzacțiile desfășurate în 2025 și 2024 cu filialele sale sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	2025	2024	2025	2024
SMART SA	1.155.597	1.022.739	117.904.570	97.977.666
TELETRANS SA	1.945.304	1.851.144	55.151.178	54.324.106
FORMENERG SA	-	-	2.700	7.200
OPCOM SA	1.449.258.095	3.637.185.395	2.763.526.374	1.833.386.404
TOTAL	1.452.358.996	3.640.059.278	2.936.584.822	1.985.695.376

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

În cursul anului 2025, Compania a încasat dividende de la filiale în sumă de 23.010.725, detaliate astfel:

- TELETRANS - 902.361;
- OPCOM - 22.108.364.

Tipurile de tranzacții desfășurate în anul 2025 cu filialele:

- Teletrans SA - reprezintă prestări servicii de mentenanță a sistemelor de telecomunicații, informatică de proces, tehnologia informației și securitate cibernetică, respectiv servicii suport de realizare și operare a unor rețele de comunicații electronice în vederea exploatarei excedentului capacității de fibră optic;
- Smart SA- reprezintă execuții servicii de mentenanță, proiectare și lucrări de racordare la rețele electrice de interes public;
- Opcom –reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

iv) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

Valoarea tranzacțiilor Companiei cu entitățile controlate de Stat sau asupra cărora statul exercită o influență semnificativă reprezintă o parte semnificativă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2025.

Achizițiile/vânzările și soldurile semnificative sunt în principal cu producători/furnizori de energie electrică unde statul este acționar majoritar, după cum urmează:

Furnizor	Achiziții (fără TVA)		Datorii comerciale (cu TVA)	
	2025	2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	748.822.374	1.946.094.240	109.245.420	226.959.041
Complexul Energetic Oltenia	468.909.790	586.388.158	59.710.444	66.627.702
Electrocentrale București	281.529.088	261.776.064	56.726.125	23.470.481
Societate Electrocentrale Craiova	84.576.402	76.866.279	7.849.967	5.192.071
Thermoenergy Group SA	25.945.709	29.108.309	3.809.933	2.026.538
SNGN Romgaz SA	9.525.980	21.915.957	2.744.220	2.109.309
SCE Valea Jiului SA	8.525.502	11.750.796	1.869.172	1.130.545
Nuclearelectrica	256.878	24.366.786	30.413	7.320.698
Total	1.628.091.723	2.958.266.589	241.985.693	334.836.385

Client	Vânzări (fără TVA)		Creanțe comerciale*) (cu TVA)	
	2025	2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	681.240.841	1.037.447.150	162.221.344	113.224.702
Complexul Energetic Oltenia	121.423.184	189.784.430	24.828.265	31.514.453
Nuclearelectrica	33.339.033	39.972.450	3.648.965	4.274.366
SNGN Romgaz SA.	16.380.444	32.580.543	3.292.556	3.566.400
Electrificare CFR SA	29.059.657	31.973.786	6.216.890	2.939.391
Electrocentrale București	20.558.659	17.715.394	4.155.386	3.899.966
SCE Valea Jiului SA	13.290.765	16.558.873	2.802.938	561.646
Societate Electrocentrale Craiova	6.664.525	4.581.090	473.088	798.679
Total	921.957.109	1.370.613.717	207.639.431	160.779.603

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

După cum este prezentat în Nota 1 ("Mediul legislativ"), activitățile Companiei sunt reglementate de ANRE. Totodată, cum este prezentat și în Nota 3 (b), în conformitate cu Contractul de concesiune, se plătește o redevență anuală, calculată ca 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului.

30. SALARIZAREA CONDUCERII COMPANIEI

Salariile plătite angajaților încadrați cu Contract individual de munca (CIM) în funcții de conducere pentru serviciile prestate sunt compuse în principal din salariul de bază, indemnizația de conducere, beneficii la terminarea contractului de muncă și post angajare, precum și componenta fixă și componenta variabilă pentru membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere.

Acestea sunt detaliate, după cum urmează:

	2025	2024
<u>Angajați cu CIM în funcții de conducere</u>		
Beneficii pe termen scurt	30.633.460	28.500.104
Alte beneficii pe termen lung	364.309	315.644
<u>Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere</u>		
Componenta fixă – beneficii pe termen scurt	5.663.715	5.029.337
Componenta variabilă	-	-
Total	36.661.484	33.845.085
Beneficii contract mandat (chirie, transport)	326.871	138.487

Prin Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A din 28.02.2024, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de 4 ani, începând cu data de 01.03.2024 și până la data de 29.02.2028, precum și stabilirea remunerației.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 39 din 30.09.2024, în conformitate cu prevederile art. 35 alin (4)-(8) și (11) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, ca urmare a finalizării procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului CNTEE Transelectrica SA, în temeiul art. 23 din Actul constitutiv, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 03.10.2024 până la data de 29.02.2028 pe o perioadă de maxim patru ani, precum și stabilirea remunerației.

31. INSTRUMENTE FINANCIARE **Managementul riscului financiar**

Compania este expusă următoarelor riscuri care decurg din instrumentele financiare: riscul de piață (riscul de rată a dobânzii și riscul valutar), risc de creditare și risc de lichiditate. Managementul global al Companiei se axează asupra imprevizibilității pieței financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse ale performanței financiare a Companiei. Riscul de piață este riscul care produce schimbări asupra prețurilor pieței, precum schimbul valutar și rata dobânzii ce vor afecta veniturile Companiei sau valoarea deținerilor de instrumente financiare.

Compania nu are angajamente formale pentru a combate riscurile financiare. Cu toate acestea, riscurile financiare sunt monitorizate la nivel de management, punându-se accent pe necesitățile Companiei de a compensa eficient oportunitățile și amenințările.

Aceasta notă prezintă informații cu privire la expunerea Companiei față de riscurile menționate mai sus, la obiectivele, politicile și procesele aferente măsurării și administrării riscurilor, cât și despre gestionarea capitalului de către Companie.

 Riscul de rată a dobânzii

Fluxurile de numerar operaționale ale Companiei sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor, în principal ca urmare a împrumuturilor pe termen lung în valută contractate de la banci finanțatoare externe. Compania are împrumuturi pe termen lung cu dobândă fixă, care nu o pot expune la un risc de fluxuri de numerar.

La data bilanțului, raportul dintre instrumentele financiare cu rata de dobândă fixă și cele cu rata de dobândă variabilă ale Companiei este prezentat în continuare:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixă		
Datorii financiare	8.181.854	32.205.472
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabilă		
Datorii financiare (ROBOR 1M)	172.641.645	-

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)***Analiza de sensibilitate a ratei dobânzii**

O depreciere cu -1,00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi crescut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune ca toate celelalte variabile, în principal cursul de schimb valutar, rămân constante.

	Profit 2025	Profit 2024
Instrumente cu rată variabilă (-1%)	1.726.416	-
Total	1.726.416	-

O apreciere cu +1,00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi scăzut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Acesta analiză presupune ca toate celelalte variabile, în principal cursurile de schimb valutar, rămân constante.

	Pierdere 2025	Pierdere 2024
Instrumente cu rată variabilă (+1%)	(1.726.416)	-
Total	(1.726.416)	-

Riscul valutar

Compania poate fi expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin numerar și echivalente de numerar, împrumuturi pe termen lung sau datorii comerciale exprimate în valută.

Moneda funcțională a Companiei este leul românesc. Compania este expusă riscului cursului de schimb valutar la numerarul și echivalentele de numerar, achizițiile și împrumuturile realizate în altă monedă decât funcțională. Monedele care expun Compania la acest risc sunt, în principal, EUR și USD. Împrumuturile în valută și datoriile în valută sunt ulterior exprimate în lei, la cursul de schimb de la data bilanțului, comunicat de Banca Națională a României. Diferențele rezultate sunt incluse în contul de profit și pierdere, dar nu afectează fluxul de numerar până în momentul lichidării datoriei.

Expunerea Companiei la riscul valutar, exprimată în RON, a fost:

31 decembrie 2025	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	721.776.638	11.889.886	2.380
Creanțe	3.349.320.606	2.206.027.551	1.143.293.055	-
Expunere brută	4.082.989.510	2.927.804.189	1.155.182.941	2.380
Datorii monetare				
Furnizori și alte obligații	3.424.553.474	2.303.910.704	1.120.641.027	1.743
Împrumuturi	180.823.499	172.641.645	8.181.854	-
Expunere brută	3.605.376.973	2.476.552.349	1.128.822.881	1.743
Expunere netă în situația poziției financiare	477.612.537	451.251.840	26.360.060	637
31 decembrie 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	671.557.851	643.937.952	27.601.831	18.068
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.778.692.640	2.275.448.057	1.503.222.674	21.909
Expunere brută	4.450.250.491	2.919.386.009	1.530.824.505	39.977

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

31 decembrie 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Datorii monetare				
Furnizori și alte obligații	3.886.547.321	2.315.229.022	1.571.318.299	-
Împrumuturi	32.205.472	-	32.205.472	-
Expunere brută	3.918.752.793	2.315.229.022	1.603.523.771	-
Expunere netă în situația poziției financiare	531.497.698	604.156.987	(72.699.266)	39.977

Creanțele comerciale și alte creanțe, precum și furnizorii și alte obligații mai puțin furnizorii de imobilizări sunt exprimați numai în RON.

Următoarele rate de schimb au fost aplicate:

	Curs mediu		Cursul de schimb la data	
	2025	2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
RON/ EURO	5,0415	4,9748	5,0985	4,9741
RON/ USD	4,4705	4,6048	4,3417	4,7768

Analiza de sensibilitate a riscului valutar

O apreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi crescut profitul brut cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Profit 2025	Profit 2024
EUR	(2.636.070)	7.269.927
USD	-	-
Total	(2.636.070)	7.269.927

O depreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi avut ca efect similar dar de sens contrar sumelor de mai sus, presupunând că toate celelalte variabile au rămas constante.

	Pierdere 2025	Pierdere 2024
EUR	2.636.070	(7.269.927)
USD	-	-
Total	2.636.070	(7.269.927)

 Riscul de credit

Riscul de creditare este riscul în care Compania suportă o pierdere financiară ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor contractuale de către un client sau o contrapartidă la un instrument financiar. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar.

Tratamentul riscului de contrapartidă se bazează pe factori de succes interni și externi ai Companiei. Factorii externi de succes – care au efect asupra reducerii riscului în mod sistematic sunt: descentralizarea sectorului energetic în care producția, transportul, distribuția și furnizarea sunt activități distincte, iar interfața pentru client este reprezentată de furnizor, tranzacționarea energiei electrice pe piața din România pe două segmente de piață: piața reglementată și piața concurențială. Factorii interni de succes în tratamentul riscului de contrapartidă includ: diversificarea portofoliului de clienți și diversificarea numărului de servicii oferite pe piața de energie electrică.

Activele financiare care pot supune Compania riscului de încasare sunt în principal creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar. Compania a pus în practică o serie de politici prin care se asigură că vânzarea de servicii se realizează către clienți cu o încasare corespunzătoare, prin includerea în contractele comerciale a obligației acestora de a constitui garanții financiare. Valoarea creanțelor, netă de ajustările pentru pierderi de valoare, reprezintă suma maximă expusă riscului de încasare.

Riscul de încasare aferent acestor creanțe este limitat, întrucât aceste sume sunt, în principal, datorate de companii deținute de stat.

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

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

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.410.868.696	2.578.810.809
Alte creanțe nete și avansuri către furnizori	545.393.651	927.975.088
TVA de recuperat	393.058.259	271.906.743
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	671.557.851
Total	4.082.989.510	4.450.250.491

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare 31 decembrie 2025	Valoarea brută 31 decembrie 2024	Ajustare 31 decembrie 2024
Neajunse la scadență	2.312.662.158	-	2.487.412.712	-
Scadență depășită între 1 – 30 zile	(985.597)	-	2.118.109	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	1.477.310	-	292.245	-
Scadență depășită între 90 – 180 zile	9.239.980	-	70.075	-
Scadență depășită între 180 – 270 zile	466.985	-	(31.135)	-
Scadență depășită între 270 – 365 zile	-	-	(8.225)	-
Mai mult de un an	212.575.676	124.567.816	212.045.959	123.088.931
Total	2.535.436.512	124.567.816	2.701.899.740	123.088.931

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare 31 decembrie 2025	Valoarea brută 31 decembrie 2024	Ajustare 31 decembrie 2024
Neajunse la scadență	896.775.264	330.208	1.178.585.895	330.694
Scadență depășită între 1 – 30 zile	63.756	-	919.582	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	584.750	-	4.762.786	-
Scadență depășită între 90 – 180 zile	17.864.110	324.824	397.322	342.478
Scadență depășită între 180 – 270 zile	6.854.954	40.790	913.317	910.870
Scadență depășită între 270 – 365 zile	332.857	330.694	441.069	412.681
Mai mult de un an	87.739.060	70.736.325	86.766.830	70.908.247
Total	1.010.214.751	71.762.841	1.272.786.801	72.904.970

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	123.088.931	125.521.130
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	2.255.634	-
Reluare ajustări pentru depreciere	776.749	2.432.199
Sold la sfârșitul perioadei	124.567.816	123.088.931

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)*Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	72.904.970	84.456.130
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.724.837	7.303.511
Reluare ajustări pentru depreciere	2.866.966	18.854.671
Sold la sfârșitul perioadei	71.762.841	72.904.970

 Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este riscul potrivit căruia Compania să întâmpine dificultăți în îndeplinirea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate în numerar sau prin transferul altui activ financiar.

O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate implică menținerea unui suficient numerar și echivalente de numerar, disponibilitatea finanțării prin facilități de credit adecvate.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active		
Active monetare în RON	2.927.804.189	2.919.386.009
Active monetare în monedă străină	1.155.185.321	1.530.864.482
	4.082.989.510	4.450.250.491
Datorii		
Datorii monetare în RON	(2.476.552.349)	(2.315.229.022)
Datorii monetare în monedă străină	(1.128.824.624)	(1.603.523.771)
	(3.605.376.973)	(3.918.752.793)
Poziția monetară netă în RON	451.251.840	604.156.987
Poziția monetară netă în monedă străină	26.360.697	(72.659.289)

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate întocmite la data de 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)*Tabelul următor prezintă **scadența contractuală a datoriilor financiare**, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	(3.409.455.209)	(3.409.455.209)	(3.409.455.209)	-	-	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	(15.098.265)	(15.098.265)	(15.098.265)	-	-	-
Împrumuturi	(180.823.499)	(180.823.499)	(179.352.778)	(980.481)	(490.240)	-
Total	(3.605.376.973)	(3.605.376.973)	(3.603.906.252)	(980.481)	(490.240)	-
31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	(3.868.115.571)	(3.868.115.571)	(3.868.115.571)	-	-	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	(18.431.750)	(18.431.750)	(18.431.750)	-	-	-
Împrumuturi	(32.205.472)	(32.205.472)	(24.287.300)	(6.483.336)	(1.434.836)	-
Total	(3.918.752.793)	(3.918.752.793)	(3.910.834.621)	(6.483.336)	(1.434.836)	-

Tabelul următor prezintă **scadența contractuală a activelor financiare**, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Active financiare						
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	733.668.904	733.668.904	-	-	-
Creanțe	3.349.320.606	3.349.320.606	3.349.320.606	-	-	-
Total	4.082.989.510	4.082.989.510	4.082.989.510	-	-	-
31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Active financiare						
Numerar și echivalente de numerar	671.557.851	671.557.851	671.557.851	-	-	-
Creanțe	3.778.692.640	3.778.692.640	3.778.692.640	-	-	-
Total	4.450.250.491	4.450.250.491	4.450.250.491	-	-	-

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate întocmite la data de 31 decembrie 2025

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

 Valoarea justă a instrumentelor financiare

Valoarea justă este valoarea la care instrumentul financiar se poate schimba în tranzacțiile obișnuite desfășurate în condiții obiective între părți interesate și în cunoștință de cauză, altele decât cele determinate de lichidare sau vânzare silită. Valorile juste se obțin din prețurile de piață cotate sau modelele de fluxuri de numerar, după caz. La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, managementul consideră că valorile juste ale numerarului și echivalentelor de numerar, creanțelor comerciale și altor creanțe, datoriilor comerciale, a împrumuturilor, precum și ale altor datorii pe termen scurt aproximează valoarea lor contabilă. Valoarea contabilă a împrumuturilor este costul amortizat.

31 decembrie 2025	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.410.868.696	2.410.868.696
Alte creanțe nete	545.393.651	545.393.651
TVA de recuperat	393.058.259	393.058.259
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	733.668.904
	<u>4.082.989.510</u>	<u>4.082.989.510</u>

31 decembrie 2025	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	1.470.721	1.470.721
	<u>1.470.721</u>	<u>1.470.721</u>

31 decembrie 2025	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.396.194.304	3.396.194.304
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	179.352.778	179.352.778
Sume datorate angajaților și alte datorii	28.359.170	28.359.170
	<u>3.603.906.252</u>	<u>3.603.906.252</u>

31 decembrie 2024	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.578.810.809	2.578.810.809
Alte creanțe nete	927.975.088	927.975.088
TVA de recuperat	271.906.743	271.906.743
Numerar și echivalente de numerar	671.557.851	671.557.851
	<u>4.450.250.491</u>	<u>4.450.250.491</u>

31 decembrie 2024	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	7.918.172	7.918.172
	<u>7.918.172</u>	<u>7.918.172</u>

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situatiile financiare separate intocmite la data de 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate in LEI, daca nu este indicat altfel)

31 decembrie 2024

	Valoare contabilă	Valoare justă
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.855.282.290	3.855.282.290
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	24.287.300	24.287.300
Sume datorate angajaților și alte datorii	31.265.031	31.265.031
	3.910.834.621	3.910.834.621

Categorii de instrumente financiare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Disponibilități bănești	733.668.904	671.557.851
Creanțe	3.349.320.606	3.778.692.640
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.605.376.973	3.918.752.793

 Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2025, media de vârstă a personalului Companiei este ridicată. Există posibilitatea ca în viitor, Compania să se confrunte cu o lipsă de personal datorată plecărilor angajaților din cauze naturale.

Un alt risc legat de personal îl reprezintă posibilitatea plecării angajaților de calificare înaltă către companiile private, care ar putea oferi pachete salariale și compensații peste nivelul actual oferit de către Companie.

 Managementul riscului de capital

Politica Companiei este de a păstra o bază puternică de capital pentru menținerea unei structuri financiare solide care să permită desfășurarea activităților operaționale în condiții de continuitate și finanțarea programelor de investiții în infrastructura rețelei de transport a energiei electrice.

Compania monitorizează structura capitalului prin analiza raportului dintre capitalurile proprii și datoriile financiare, precum și a indicatorilor de îndatorare. Managementul analizează periodic acest indicator pentru a asigura menținerea unei structuri financiare echilibrate și pentru a facilita accesul la surse de finanțare în condiții adecvate. Activitatea Companiei este supusă cadrului de reglementare stabilit de ANRE, care definește mecanisme de stabilire a veniturilor reglementate și remunerarea capitalului investit în baza activelor reglementate.

Indicatorul gradului de îndatorare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Împrumuturi pe termen scurt și lung	180.823.499	32.205.472
Disponibilități bănești	733.668.904	671.557.851
	(914.492.403)	(703.763.323)
Datorii totale	4.705.408.514	4.861.406.784
Capitaluri proprii	5.965.639.591	5.814.974.673
Gradul de îndatorare	0,79	0,84

32. ONORARII PERCEPUTE DE FIECARE AUDITOR STATUTAR SAU FIRMĂ DE AUDIT

Onorariul perceput pentru serviciile de audit financiar aferente exercițiului financiar al anului 2024 și achitate în anul 2025 sunt în sumă de 1.020.000 lei (fără TVA), servicii furnizate de PKF FINCONTA SRL.

Pentru exercițiul financiar al anului 2025, onorariile (fără TVA) percepute de către auditorul statutar, conform contractului C2303/2025 încheiat cu **DELOITTE AUDIT SRL**, sunt:

- pentru servicii audit în suma de 866.376 lei;

- pentru servicii non-audit în suma de 477.288 lei.
Acestea vor fi achitate în cursul anului 2026.

33. OBIECTIVE DE MEDIU

CNTEE Transelectrica SA are implementat un sistem de management integrat calitate, mediu, sănătate și securitate muncă, prin care gestionează eficient aspectele de mediu aferente activității de transport al energiei electrice, precum și de mentenanță și modernizare a RET, pentru prevenirea poluării și creșterea performanței de mediu.

Preocuparea Companiei privind protecția mediului se reflectă și în Declarația de politică a sistemului de management integrat în domeniile calității, mediului, sănătății și securității în muncă.

Strategia de dezvoltare are ca obiectiv fundamental îndeplinirea necesităților și așteptărilor clienților săi și ale altor părți interesate, într-un Sistem de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în muncă, implementat, certificat, menținut și îmbunătățit continuu în conformitate cu cerințele standardelor SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2023.

Pentru realizarea acestei strategii și obținerea unui succes durabil, conducerea Companiei s-a angajat să asigure:

- funcționarea sistemului electroenergetic în condițiile stabilite prin reglementările europene și naționale din legislația primară și secundară, pentru a corespunde nevoilor și așteptărilor clienților și ale altor părți interesate;
- cadrul organizatoric necesar pentru stabilirea, analizarea și implementarea obiectivelor Sistemului de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în muncă;
- dezvoltarea durabilă și reducerea impactului negativ al RET asupra mediului înconjurător prin:
 - ✓ identificarea aspectelor de mediu/riscurilor și oportunităților asociate,
 - ✓ monitorizarea factorilor de mediu, prevenirea/combateră poluării prin utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile,
 - ✓ decontaminarea, reabilitarea sau reconstrucția ecologică a suprafețelor de teren și a suprafețelor de apă afectate de activitățile Companiei,
 - ✓ prevenirea și reducerea emisiilor de gaze fluorurate cu efect de seră (GES): SF₆, ozon, freon etc.,
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării aerului prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților emiși în atmosferă (emisiile de la centrale termice și autoturisme),
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării apelor prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților în apă,
 - ✓ managementul adecvat al deșeurilor,
 - ✓ reducerea riscului de coliziune și electrocutare a păsărilor,
 - ✓ prevenirea incendiilor forestiere prin întreținerea culoarului de siguranță,
 - ✓ evitarea alterării habitatelor naturale în special al ariilor naturale protejate.

La nivelul CNTEE Transelectrica SA se elaborează anual, Raportul privind Analiza Sistemului de Management Integrat și se aprobă un program de măsuri pentru îmbunătățirea continuă a SMI (inclusiv a SMM).

34. EVENIMENTE ULTERIOARE

- ***Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem***

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a emis Ordinul nr.73/2025, prin care se aprobă **tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026, în valoare de 14,70 lei/MWh.**

- ***Tarife pentru serviciul de transport al energiei electrice***

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr. 74/2025 valorile tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice valabile de la 1 ianuarie 2026, conform tabelelor de mai jos:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate întocmite la data de 31 decembrie 2025

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

Tarif de introducere a energiei electrice din rețele (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,63	3,18	0,45

Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	36,45	25,60	9,14	1,71

- 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.

- Conflictul militar din Orientul Mijlociu**

Ulterior datei de 31 decembrie 2025, au avut loc escaladări ale tensiunilor geopolitice în Orientul Mijlociu, care au generat volatilitate pe piețele internaționale de energie.

Conducerea a evaluat aceste evoluții și consideră că, la data aprobării situațiilor financiare, acestea nu indică existența unor condiții la 31 decembrie 2025 care să necesite ajustarea situațiilor financiare.

Având în vedere natura dinamică a acestor evenimente, conducerea continuă să monitorizeze impactul potențial asupra activității societății, inclusiv asupra poziției financiare, performanței și fluxurilor de numerar, precum și asupra ipotezei de continuitate a activității.

Aceste evenimente sunt tratate ca evenimente ulterioare care nu necesită ajustare, în conformitate cu IAS 10.

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situatiile financiare separate intocmite la data de 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate in LEI, daca nu este indicat altfel)

- **Reconfirmare rating**

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

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

Situațiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN