

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

**Situații Financiare Consolidate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2025**

**Întocmite în conformitate cu
Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană (IFRS-EU)**

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚII FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025

CUPRINS

Situația consolidată a poziției financiare	3
Situația consolidată a contului de profit și pierdere	5
Situația consolidată a modificărilor capitalurilor	7
Situația consolidată a fluxurilor de trezorerie	9
1. Descrierea activității și informații generale	11
2. Bazele întocmirii	25
3. Politici contabile	27
4. Determinarea valorii juste	42
5. Imobilizări corporale	43
6. Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	47
7. Imobilizări necorporale	49
8. Imobilizări financiare	50
9. Stocuri	51
10. Creanțe comerciale și alte creanțe	52
11. Numerar și echivalente de numerar	56
12. Alte active financiare	57
13. Capitaluri proprii	57
14. Venituri în avans	60
15. Împrumuturi	61
16. Obligații privind beneficiile angajaților	63
17. Datorii comerciale și alte datorii	67
18. Provizioane	69
19. Impozitul pe profit	70
20. Rezultatul pe acțiuni	73
21. Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	73
22. Venituri din exploatare	73
23. Cheltuieli pentru operarea sistemului și piața de echilibrare	77
24. Amortizare	79
25. Cheltuieli cu personalul	80
26. Alte cheltuieli din exploatare	80
27. Alte câștiguri sau pierderi	81
28. Rezultat financiar net	82
29. Cadrul legislativ fiscal	82
30. Angajamente și contingente	83
31. Părți afiliate	90
32. Salarizarea conducerii	92
33. Interese minoritare	92
34. Instrumente financiare	92
35. Onorarii percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit	99
36. Obiective de mediu	99
37. Evenimente ulterioare	100

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	6.414.639	5.915.254
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	6	6.958	8.150
Imobilizări necorporale	7	51.517	15.371
Titluri puse în echivalență	8	3.372	-
Imobilizări financiare	8	40.309	40.833
Total active imobilizate		6.516.795	5.979.608
Active circulante			
Stocuri	9	60.662	58.144
Creanțe comerciale și alte creanțe	10	3.371.004	3.782.840
Impozit pe profit de recuperat		12.181	-
Numerar și echivalente de numerar	11	761.192	707.174
Total active circulante		4.205.039	4.548.158
Total active		10.721.834	10.527.766
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		50.222	49.843
Rezerve legale		146.606	146.606
Rezerve din reevaluare		1.496.393	1.596.896
Alte rezerve		299.170	256.747
Rezultatul reportat		3.172.260	2.873.861
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	13	5.897.682	5.656.984
Interese minoritare	33	-	-
Total capitaluri proprii		5.897.682	5.656.984
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	14	831.220	538.015
Împrumuturi pe termen lung	15	1.471	7.918
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing termen lung	17	3.181	1.604
Datorii privind impozitele amânate	19	191.919	209.525
Obligații privind beneficiile angajaților	16	83.979	116.159
Alte datorii pe termen lung		-	5.613
Total datorii pe termen lung		1.111.770	878.834

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	17	3.424.075	3.855.244
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing termen scurt	17	3.629	7.328
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	21	22.585	25.537
Împrumuturi pe termen scurt	15	184.354	32.641
Provizioane	18	38.399	35.953
Venituri în avans pe termen scurt	14	24.041	22.232
Impozit pe profit de plată		-	13.013
Obligații privind beneficiile angajaților	16	15.299	-
Total datorii curente		3.712.382	3.991.948
Total datorii		4.824.152	4.870.782
Total capitaluri proprii și datorii		10.721.834	10.527.766

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Venituri din exploatare	22		
Venituri din serviciul de transport		2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem		573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare		2.676.211	4.965.724
Alte venituri		101.248	178.498
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	23	(640.831)	(715.613)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	23	(2.676.254)	(4.965.535)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	23	(705.985)	(523.611)
Amortizare	24	(311.527)	(297.314)
Cheltuieli cu personalul	25	(541.951)	(489.463)
Reparații și mentenanță		(81.894)	(66.410)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(39.692)	(23.015)
Alte cheltuieli din exploatare	26	(195.466)	(173.302)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	10	(6.452)	-
Alte câștiguri sau pierderi	27	3.848	-
Rezultat din exploatare		418.296	547.693
Venituri financiare		35.091	26.879
Cheltuieli financiare		(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor		(378)	-
Rezultat financiar net	28	23.841	9.675
Rezultat înainte de impozitul pe profit		442.137	557.368
Impozit pe profit	19	(1.979)	(395)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		440.158	556.973
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		440.158	556.973
Intereselor care nu controlează		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	20	6,00	7,60

*Rezultatul diluat este egal cu cel de bază, întrucât Grupul nu deține instrumente care ar putea fi convertite în acțiuni ordinare.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A REZULTATULUI GLOBAL LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Rezultatul exercițiului		440.158	556.973
Alte elemente ale rezultatului global			
Elemente care nu vor fi reclasificate în contul de profit și pierdere, din care:			
- Efectele impozitării aferente rezervei din reevaluare	5	(787)	(6.014)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	13	18.050	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	16	21.911	(414)
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		39.174	(6.428)
Rezultatul global total		479.332	550.545
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		479.332	550.545
Intereselor care nu controlează		-	-

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS UE

SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

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

	Capital Social	Prima de capital	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1ianuarie2025	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	2.873.861	5.656.984	-	5.656.984
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	440.158	440.158	-	440.158
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	21.911	21.911	-	21.911
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	18.050	-	-	18.050	-	18.050
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(787)	-	-	(787)	-	(787)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	17.263	-	21.911	39.174	-	39.174
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	17.263	-	462.069	479.332	-	479.332
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(117.767)	-	117.767	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	379	-	-	-	(2.152)	(1.773)	-	(1.773)
Total alte elemente	-	379	-	(117.767)	-	115.615	(1.773)	-	(1.773)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	42.423	-	42.423	-	42.423
Alte reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividend(Nota13)	-	-	-	-	-	(279.285)	(279.285)	-	(279.285)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	42.423	(279.285)	(236.861)	-	(236.861)
Sold la 31 decembrie 2025	733.031	50.222	146.606	1.496.393	299.170	3.172.260	5.897.682	-	5.897.682

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS EU

SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

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

	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	733.031	49.843	146.606	1.738.703	195.751	2.204.203	5.068.137	-	5.068.137
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	556.973	556.973	-	556.973
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	(414)	(414)	-	(414)
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(6.014)	-	-	(6.014)	-	(6.014)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(6.014)	-	(414)	(6.428)	-	(6.428)
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(6.014)	-	556.559	550.545	-	550.545
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(135.761)	-	135.761	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	(2.137)	(2.137)	-	(2.137)
Total alte elemente	-	-	-	(135.761)	-	133.624	(2.137)	-	(2.137)
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)	-	-	(31)	-	(31)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	60.996	-	60.996	-	60.996
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(20.525)	(20.525)	-	(20.525)
Total tranzacții cu proprietari	-	-	-	(31)	60.996	(20.525)	40.440	-	40.440
Sold la 31 decembrie 2024	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	2.873.861	5.656.984	-	5.656.984

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profit/Pierdere netă		440.158	556.973
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul de profit		1.979	395
Cheltuieli cu amortizarea		311.527	297.314
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		2.598	34
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale		(1.579)	(6.968)
Pierderi din debitori diverși		4.607	9.308
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		934	(13.428)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		3.337	(1.480)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net		2.575	2.080
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale		(7.227)	9
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net		822	(20.612)
Cheltuieli financiare nete privind ajustările pentru pierderea de valoare a imobilizărilor		1.775	389
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar		(24.300)	(11.362)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		737.206	812.652
Modificări în:			
Stocuri		(5.815)	6.923
Clienți și conturi asimilate		410.379	(1.655.313)
Datorii comerciale și alte datorii		(521.898)	1.683.048
Titluri puse în echivalență	8	378	-
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		(2.951)	(510)
Venituri în avans		308.333	43.495
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		925.632	890.295
Dobânzi plătite		(2.545)	(2.759)
Impozit pe profit plătit		(44.488)	(32.150)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		878.599	855.386
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(746.494)	(687.111)
Titluri de participare deținute la GECO Power Company		(3.750)	-
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		29.104	42.494
Dobânzi încasate		6.604	7.008
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		5.733	3.374
Dividende încasate		23.118	15.761
Numerar net utilizat în activitatea de investiții		(685.685)	(618.474)

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări împrumuturi pe termen lung	15	(24.239)	(23.978)
Utilizare linie de credit Smart și Teletrans	15	-	1.281
Plăți leasing	6	(12.379)	(12.247)
Dividende plătite	13	(279.699)	(21.694)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(316.317)	(56.638)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		707.174	526.900
Diminuarea/Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(123.403)	180.274
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei		583.771	707.174

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

1. Descrierea activității și informații generale

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) și a societăților care intra în perimetrul de consolidare (denumite împreună cu Compania, „Grup”) 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, 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 sector 3, București, România. În prezent, activitatea executivului Companiei se desfășoară în cadrul sediului social din Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate la 31 decembrie 2025 ale Grupului întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană cu modificările ulterioare (IFRS-EU) sunt disponibile la sediul social al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Începând cu anul 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 a 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 13, 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%).

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, cuprind informațiile financiare ale Societății mamă și ale societăților consolidate Smart SA și Teletrans SA, dar și ale societății controlate în comun GECO Power Company.

STRUCTURA GRUPULUI

Companiile care intră în perimetrul de consolidare precum și procentul participațiilor deținute de Companie sunt prezentate în continuare:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

Entitatea	Țara de origine	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Metoda de consolidare
		% participație	% participație	
SMART SA	România	100%	100%	Integrării globale
TELETRANS SA	România	100%	100%	Integrării globale
GECO POWER COMPANY	România	25%	0%	Punere în echivalență

SMART SA

Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA a fost înființată în anul 2001, prin HG nr.710/19.07.2001 prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

Adresa sediului social este în B-dul Magheru nr. 33 sector 1 București și sediul central este la punctul de lucru B-dul Gheorghe Șincai nr. 3, Clădirea “Formenerg”, et.1, sector 4 București.

Societatea are ca activitate principală efectuarea de revizii și reparații la aparatură și echipamente primare din rețelele electrice (astfel încât instalațiile RET să funcționeze în condiții sigure la nivelul de performanță cerut prin licență), remedierea incidentelor la instalații electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic și microproducție de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică.

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

Societatea oferă servicii profesionale la un nivel de performanță ridicat, respectiv, mentenanță, reparații, expertizări, consultanță pentru:

- Aparataj și echipamente de joasă, medie, înaltă și foarte înaltă tensiune – pana la 750kV inclusiv,
- Echipamente și circuite de protecții, automatizări, măsură, comandă – control,
- Transformatoare și autotransformatoare de toate puterile și toate tensiunile,
- Linii electrice aeriene și în cablu de toate nivelele de tensiune.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 38.529, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, Societatea are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Adresa sediului social este în B-dul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și sediul central este la punctul de lucru din strada Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3, București.

Societatea are un înalt nivel de competență în domenii cu un caracter profund de unicitate privind managementul sistemelor și proceselor din industria energiei.

În baza Statutului și a actelor normative aplicabile, Teletrans deține certificatul ANCOM de furnizor de rețele sau de servicii de comunicații electronice din anul 2002 (O.U.G. nr. 679/2002), prin care beneficiază de dreptul de a furniza următoarele servicii de comunicații electronice:

- Rețele publice de comunicații electronice (începând cu data de 11.11.2004);
- Servicii de comunicații electronice destinate publicului: (i) Servicii de linii închiriate și (ii) Servicii de comunicații electronice, altele decât telefonie și linii închiriate (începând cu data 01.07.2003);

- Rețele și servicii private de comunicații electronice (începând cu data de 15.01.2003).
- De asemenea, personalul TELETRANS beneficiază de certificări cu relevanță în operarea și administrarea sistemelor IT&C dedicate infrastructurilor critice.

TELETRANS utilizează o rețea de fibră optică construită într-o tehnologie fiabilă OPGW, cu puncte de acces în 110 localități, precum și legături transfrontaliere cu Ungaria, Bulgaria și Serbia și asigură servicii de integrare în sistemul EMS/SCADA pentru producătorii de energie din surse regenerabile și noile sisteme de comandă-control din stații rețehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanță a sistemului de contorizare locală la nivelul stațiilor electrice ale Companiei, servicii de mentenanță a sistemului de telecontorizare aferent pieței angro de energie electrică și servicii de telecomunicații prin comercializarea excedentului de capacități existente în infrastructura de comunicații de fibră optică.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre 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, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg. Societatea Formenerg detinută 100% de Transelectrica la 31.12.2024 nu a fost consolidată așa cum este menționat în Nota 3 a (i).

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 6.978, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de înregistrare emis de ONRC, este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu răspundere limitată.

Societatea a fost înființată în concordanță cu:

- Hotărârea nr.4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 12 august 2024 prin care Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- Memorandumul de înțelegere prin care Părțile convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România, între Transelectrica, AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., semnat în data de 27 mai 2024 la București,
- Memorandumul de înțelegere între ministerele de resort din România, Republica Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind cooperarea în domeniul energiei verzi, semnat în data de 21.11.2023 la Budapesta (Ungaria),
- Memorandumul de înțelegere privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture între entitățile relevante ale guvernelor Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei semnat în data de 25.07.2023 la București, prin care Transelectrica este desemnată parte relevantă pentru România,
- Acordul din 17 decembrie 2022 între guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei privind Parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transportului energiei verzi, luând în considerare inițiativa comună a Georgiei și a României pentru dezvoltarea și implementarea proiectului cablului submarin în Marea Neagră și studiul de fezabilitate în derulare pentru acest proiect care a început la 11 aprilie 2022, inițiat de Georgia la care s-a alăturat România și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în România, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris și vărsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială.

Capitalul social este detinut de către asociați astfel:

- „AZERENERJI” Open Joint Stock Company, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- JSC Georgian State Electrosystem, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- MVM Energy Private Limited Liability Company aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%.

Misiunea Grupului

Misiunea Grupului este asigurarea funcționării Sistemului Energetic Național (SEN) în condiții de maxima 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 Grupului

Participarea Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul 943/2019 privind piața internă de energie electrică (reformare a Regulamentului 714/2009 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 Companiei 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.

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.

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.

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. 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 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.

Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

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 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:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- 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 stimulente 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 de reglementare - este de cca. 3.397 milioane lei, valoarea aceasta cuprinzând 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 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

Acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate din data de 29.08.2006 pe piața reglementată, administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Începând cu data de 05.01.2015, Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB.

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 | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-EF | BET-NG | BET-BK.

Bursa de Valori București a lansat în data de 29 iulie 2024, un nou indice, Bucharest Exchange Trading Energy, Utilities and Financials (BET-EF), dedicat celor mai bine reprezentate sectoare de activitate din piața de capital, energie, utilități și financiar (cu excepția fondurilor de investiții) din care face parte și Transelectrica.

Pe plan internațional, potrivit anunțului MSCI din luna august 2023, acțiunile TEL au fost promovate în cadrul indicilor MSCI Frontier și MSCI România.

Veniturile Grupului

Principalele activități generatoare de venituri pentru Grup 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, Craiova, Constanța, Pitești, Sibiu și Timișoara.

Activitatea de transport al energiei electrice desfășurată de Companie 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 Companiei, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN precum și a calității energiei transportate la parametrii ceruți de legislația în vigoare. Compania 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 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,

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 PPE 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..

Schimburi intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburi neintenționate de energie (Metodologia de calcul FSKAR)

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare 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 schimburi intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburi 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 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 kΔf, 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 schimburi intenționate și schimburi 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 reglatoarelor 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, Compania 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 rețehnologizării 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 sera -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 producție 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 centrala termica 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 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 MWh 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 plata 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-au 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 datoriei 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 rețehnologizare 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 prezetate 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 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, 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.

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).

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 Companiei și SC 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 ținută 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.

Compania, 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 întraajutorarea 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

Aceste situații financiare anuale consolidate au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („IFRS”) adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-EU”).

Societatea emite, de asemenea, un set primar de situații financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016. Până la 31 decembrie 2021, situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 au fost echivalente cu IFRS-UE. Începând cu 31 decembrie 2022, conform Ordinului Ministerului Finantelor Publice (OMFP) nr. 3900/2022 s-a inclus o nouă clauză legată de acoperirea consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, care se capitalizează trimestrial și sunt recunoscute ca imobilizări corporale, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării (a se vedea setul primar de situații financiare în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016).

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.

Evidența contabilă a societăților consolidate (Smart și Teletrans) este menținută în lei, în conformitate cu OMFP 1802. Aceste conturi au fost retratate pentru a reflecta diferențele existente între conturile conform reglementărilor contabile românești (RCR) și cele conform IFRS. În mod corespunzător, conturile au fost ajustate, în cazul în care a fost necesar, pentru a armoniza aceste situații financiare, în toate aspectele semnificative, cu IFRS adoptate de Uniunea Europeană.

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 consolidate 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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 consolidate 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 consolidate sunt prezentate în LEI Românești ("LEI" sau "RON") conform reglementărilor contabile aplicabile, aceasta fiind și moneda funcțională a Grupului.

Utilizarea de estimări și judecăți

Pregătirea situațiilor financiare consolidate 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 contingente (a se vedea Nota 29), privind recunoașterea fondurilor nerambursabile de primit (a se vedea Nota 14 - Venituri în avans), ajustările pentru pierderi de valoare ale creanțelor (a se vedea Nota 10) și privind obligațiile aferente planurilor de beneficii determinate (Nota 16).

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 Grupului cu privire la faptul că există o asigurare rezonabilă că vor fi îndeplinite condițiile atașate fondurilor nerambursabile și că fondurile vor fi primite;
- Nota 16 - evaluarea obligațiilor aferente planurilor de beneficii determinate;
- Nota 29 - recunoașterea și evaluarea provizioanelor, angajamentelor și contingentelor; ipoteze cheie privind probabilitatea și amploarea 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.

În analiza aplicării IFRIC 12, Grupul 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:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- serviciile prestate de Grup sunt reglementate de ANRE, prin urmare Concedentul – Ministerul Economiei - nu controlează și nu reglementează tipul de servicii pe care Grupul 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, Grupul 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 consolidate și au fost consecvent aplicate de entitățile Grupului.

(a) Bazele consolidării

(i) Investiții financiare

Grupul deține controlul asupra unei entități atunci când este expus la, sau are dreptul la câștiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate și are capacitatea de a afecta aceste câștiguri prin puterea asupra entității. Situațiile financiare ale societăților incluse în perimetrul de consolidare sunt incluse în situațiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului și până în momentul încetării lui.

La data prezentului raport Transelectrica are în componență conform actului constitutiv șase filiale (din care trei sunt radiate la Registrul Comerțului), persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni. La două dintre societăți Transelectrica (Teletrans și Smart) este unic acționar și acționar majoritar în cazul societății OPCOM.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic și la societățile ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE și FORMENERG SA (societăți care la data prezentei sunt radiate la ONRC).

Dintre investițiile Companiei societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului prin metoda integrării globale.

Nu au fost luate în considerare la întocmirea situațiilor financiare consolidate:

- investiția în societatea Formenerg întrucât conform legislației contabile aplicabile în anul 2024, impactul activității acesteia era considerat nesemnificativ pentru scopul consolidării iar în timpul anului 2025 aceasta a fuzionat cu Teletrans,
- investiția în societatea OPCOM întrucât administrarea se desfășoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

FORMENERG a fost o companie având ca obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă, în toate domeniile de activitate, a personalului cu atribuții în domeniul energetic din toate sectoarele economiei naționale și a altor beneficiari, precum și activități de servicii hoteliere, servicii de închiriere și servicii de organizare de evenimente.

FORMENERG SA a fost înființată ca urmare a Hotărârii numărul 33/19.11.2001 a Adunării Generale a Acționarilor – „Transelectrica” S.A., prin externalizarea activității Sucursalei de Formare și Perfecționare a Personalului din Sectorul Energetic. Acțiunile FORMENERG erau deținute 100% de către Transelectrica.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre 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, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg.

ICEMENERG SERVICE – SA a fost axată pe proiectarea, producția și distribuția de aparate de măsură, conducere și control destinate sistemului energetic, având certificare ISO 9001 și IQ NET de către SRAC ROMANIA, atestat ANRE. La data de 09.06.2017, Tribunalul București, Secția a VII-a Civilă, a dispus intrarea în faliment prin procedură simplificată a debitorului Societatea ICEMENERG SERVICE – SA, desemnând în calitate de lichidator judiciar provizoriu pe Solvendi SPRL.

În data de 27.04.2021 Administratorul Special al ICEMENERG Service SA informează asupra faptului că în data de 23.04.2021, în urma licitației desfășurate, activele societății 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 „Icemenerg-Service” SA prin radierea acesteia din Registrul Comerțului București. Companiei nu i-a fost comunicată sentința până la data de 31.12.2024.

OPCOM SA a fost înființată în baza HG nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate SA, ca societate al cărei acționar unic era Transelectrica.

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale “OPCOM” S.A. îndeplinește rolul de administrator al pieței de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică și desfasoară activități de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare.

Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 31.12.2025 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționariatului este următoarea:

- CNTEE Transelectrica SA – 97,84%
- Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului – 2,16%.

OPCOM se supune regulilor ANRE și are o poziție independentă pe piața de energie electrică. Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE.

Precizăm în cele ce urmează, elementele prevăzute de Standardul Internațional IFRS 10, necesare a fi luate în considerare, în stabilirea exercitării controlului. Astfel conform IFRS 10 - un investitor controlează o entitate dacă și numai dacă investitorul deține toate din următoarele puncte:

- a. puterea asupra entității în care are investiția
- b. expunerea sau drepturile la randamente variabile de la implicarea sa cu entitatea în care s-a investit
- c. capacitatea de a-și folosi puterea asupra entității investite pentru a afecta valoarea rentabilității investitorului.

Decizia de a nu consolida are la baza faptul ca nu sunt indeplinite cumulativ criteriile de control prevazute de IFRS 10 pentru consolidarea unei entitati, respectiv:

- Existența puterii de decizie asupra entității respective: OPCOM își desfășoară activitatea într-un cadru strict reglementat de autoritățile de profil, independent de politicile comerciale ale Transelectrica. Deciziile operationale și strategice relevante pentru OPCOM sunt dictate de reglementări specifice sectorului energetic și nu pot fi influențate discreționar de acționarul majoritar
- Expunerea sau dreptul la randamente variabile rezultate din implicarea în OPCOM: Transelectrica nu are posibilitatea de a decide asupra politicii de preturi sau de a influența direct nivelul veniturilor și rezultatelor financiare ale OPCOM

- Capacitatea de a utiliza controlul pentru a influența randamentele: Chiar dacă Transelectrica deține majoritatea acțiunilor, nu are capacitatea efectivă de a utiliza această poziție pentru a influența rezultatele economice ale OPCOM, întrucât acestea sunt determinate preponderent de cadrul legislativ și de reglementările impuse de autorități.

Totodată Transelectrica nu exercită influență semnificativă asupra activității desfășurate de OPCOM, iar decizia de a nu consolida este susținută de raționamente și ipoteze care pornesc de la scopul înființării OPCOM, respectiv acela de a asigura un cadru organizat de desfășurare a tranzacțiilor comerciale cu energie electrică, în contextul aplicării legislației specifice care reglementează obiectul său de activitate, acesta având o poziție independentă pe piața de energie electrică supunându-se regulilor ANRE și reglementărilor UE.

(ii) Investiții în entitățile asociate și în asocierile în participație

Dacă Transelectrica deține, direct sau indirect 20% sau mai mult din drepturile de vot ale entității în care a investit, se presupune că exercită o influență semnificativă, dar nu și control asupra politicilor financiare și operaționale. Situațiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele entităților asociate pe baza metodei punerii în echivalență.

Investițiile în acorduri comune, în care Grupul exercită controlul în comun cu alte entități, sunt recunoscute inițial la cost și ulterior măsurată folosind metoda punerii în echivalență. Profiturile sau pierderile atribuibile Grupului sunt recunoscute în situațiile financiare consolidate atunci când începe controlul în comun și până la încetarea controlului respectiv.

Metoda punerii în echivalență este o metodă de contabilizare prin care investiția este inițial recunoscută la cost și ajustată ulterior în funcție de modificările post-achiziționare în cota investitorului din activele nete ale entității în care a investit. Profitul sau pierderea investitorului include cota sa din profitul sau pierderea entității în care a investit, iar alte elemente ale rezultatului global includ cota investitorului din celelalte elemente ale rezultatului global al entității în care a investit.

În martie 2025, Compania a participat 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.

Capitalul social total al Geco este în sumă de 15.000 fiind împărțit într-un număr de 1,5 mil părți sociale, distribuite în mod egal între cele 4 entități participante la capital. Părțile sociale conform actului constitutiv conferă drepturi egale. Participarea la beneficii și la pierderi se va face proporțional cu părțile sociale.

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.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență. Deoarece titlurile societății GECO sunt dobândite în momentul înființării sale, nu s-a înregistrat fond comercial.

(iii) Pierderea controlului

La pierderea controlului, Grupul derecunoaște activele și datoriile societăților consolidate, interesele care nu controlează și componentele relevante ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere rezultată este recunoscut(ă) în contul de profit și pierdere. **Interesul reținut,** dacă există, este evaluat la valoarea justă la data pierderii controlului și este contabilizat ulterior fie prin metoda punerii în echivalență, fie ca activ financiar în conformitate cu IFRS 9.

(iv) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacții în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situațiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacțiilor cu entitățile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalență sunt eliminate în contrapartidă cu investiția în entitatea asociată în măsura interesului Grupului în entitățile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în același fel ca și câștigurile nerealizate, însă numai în măsura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

(b) 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 deprecieri. 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; și
- 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

Cheltuielile ulterioare

Grupul 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 (componente 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 la valoare justă (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). 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 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.

(c) 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).

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 înaltă 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;
- Grupul 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 Grup sub forma de redevență pentru utilizarea acestor active este stabilită de Ministerul Economiei și reprezintă 1/1000 din veniturile realizate din activitatea de transport al energiei electrice, pentru cantitatea efectiv transportată;
- Activele vor intra în posesia ME la terminarea sau expirarea contractului; contractul poate fi denunțat unilateral de către oricare dintre părți;
- Grupul are obligația să utilizeze activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și cu licența 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 2027 este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Grupul ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă acest contract nu ar fi existat. Cu toate acestea, Grupul 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.

(d) Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale achiziționate de Grup 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 Grup este reprezentată de imobilizări necorporale în curs de execuție și programe informatice dedicate. Acestea sunt amortizate liniar pe o perioadă de 3 ani.

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 Grup de beneficii economice viitoare aferente cheltuielilor ulterioare.

(e) 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 straină sunt evaluate la valoarea justă, la cursul de schimb valutar de la data la care a fost efectuată tranzacția.

(f) 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 prevăzut 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 vânzătorilor 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 rambursată va avea probabilitatea de nerambursare a contrapartidei. Pentru creanțele comerciale, se utilizează modelul simplificat reglementat de IFRS 9, prezentat în Nota 10.

(g) 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 Grupului;
- 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 Grupului 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.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

(h) 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.

(i) 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 aceluiasi 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.

Grupul 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.

Grupul 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 Grupului, inclusiv la folosirea acestora 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.

(j) Deprecierea activelor nefinanciare

Valorile contabile ale activelor nefinanciare ale Grupului, 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 deprecierei, 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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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.

(k) 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.

(l) Dividende

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

(m) 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.

(n) 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.

(o) Instrumente financiare

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 criterii restrictive pentru clasificarea și evaluarea activului la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte componente ale rezultatului global ("FVOCI").

i) Recunoastere

Grupul 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

Grupul 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 Transelectrica 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.

Grupul detine la 31 decembrie 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:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- 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

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 deprecierei de valoare pentru activele financiare

Grupul aplică 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.

Grupul 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) Compensari

Grupul 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.

(p) 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 (pierdere fiscală);
 - la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

O entitate trebuie să recunoască 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 următoare:

- societatea-mamă, 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 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 (pierdere fiscală); și
- la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

O entitate trebuie să recunoască 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 Grupul 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.

Grupul 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 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 sursa de ilustrare sau de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

(iv) Expunerea în ceea ce privește impozitul pe profit

Grupul consideră impactul poziției taxelor incert și dacă taxe și dobânzi suplimentare pot fi datorate, la determinarea valorii impozitului curent și amânat. 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 Grupul 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.

(q) Beneficiile angajaților

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului 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 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 Grupul 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, Grupul face plăți în numele angajaților săi către fondul de pensii. Toți angajații Grupului sunt membri ai planului de pensii al Statului Român. Aceste plăți sunt trecute pe cheltuielă pe măsura prestării serviciilor de către angajați.

(r) Venituri

Venitul este recunoscut atunci când Grupul 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.

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 Grup pentru serviciul de transport al

energiei electrice și pentru serviciul de operator de sistem. Statul român îndeplinește mai multe roluri în afară 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."*

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.

(s) 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 Grupului de a primi dividende este recunoscut.

(t) 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 Grupul 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 că acestea vor fi primite prin îndeplinirea condițiilor aferente.

(u) Provizioane

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

- Grupul 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.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

(v) Rezultatul pe acțiune

În conformitate cu SIC 33 "Rezultatul pe acțiune", rezultatul pe acțiune este calculat prin împartirea profitului sau pierderii atribuite acționarilor Grupului 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 ca 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.

(w) 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.

(x) Segmente operaționale

Un segment operațional este o componentă a unei entități:

- 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.

Grupul își desfășoară operațiunile în mai multe locații din România, care sunt angajate atât în activitatea de transport, cât și în cea de dispecer. Conducerea Grupului 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.

(y) Garanții

Garantiile sunt recunoscute ca imobilizări financiare în urma exigibilității/rambursării la o data ulterioară unui an.

(z) Leasing

Grupul, în calitate de locatar, recunoaște un activ cu drept de utilizare și o datorie de leasing corespunzătoare pentru contractele de leasing, cu scutirile 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.

Grupul 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 chirile.

(aa) Imobilizări financiare

Investițiile Companiei în asocieri în participație și entități asociate se prezintă în bilanț la valoarea de intrare, mai puțin ajustările cumulate pentru pierdere de valoare. Restul investițiilor financiare în entități care nu intră în perimetrul de consolidare, altele decât cele menționate anterior, se prezintă la valoare justă.

(bb) 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:

În anul curent, Grupul a aplicat amendamente la IAS 21 „Lipsa convertibilității” emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) care sunt obligatorii pentru perioadele de raportare începând cu sau după 1 ianuarie 2025. Adoptarea acestor amendamente nu a avut impact semnificativ asupra informațiilor care trebuie furnizate sau asupra sumelor raportate în aceste situații financiare

- 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 întocmirea prezentelor situații financiare:

La data aprobării acestor situații financiare, Grupul nu a aplicat următoarele standarde de contabilitate IFRS modificate care au fost emise de IASB și adoptate de UE, dar nu au intrat încă în vigoare.

Standard de contabilitate	Titlu	Data intrării în vigoare stabilită de IASB
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7	Amendamente la clasificarea și evaluarea instrumentelor financiare	1 ianuarie 2026
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7	Contracte care fac referire la energia electrică dependentă de condițiile naturale	1 ianuarie 2026
Amendamente la IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 și IAS 7	Îmbunătățiri anuale ale Standardelor de Contabilitate IFRS - Volumul 11	1 ianuarie 2026

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

În prezent, IFRS astfel cum au fost adoptate de UE nu diferă semnificativ de standardele de contabilitate IFRS adoptate de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB), cu excepția următoarelor standarde noi și amendamente la standardele existente, care nu au fost adoptate de UE la data autorizării prezentelor situații financiare:

Standard de contabilitate	Titlu	Stadiu adoptare UE
IFRS 18	Prezentare și dezvoltare de informații în situațiile financiare (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
IFRS 19 cu amendamentele ulterioare	Filiale fără răspundere publică: informații de furnizat (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
Amendamente la IAS 21	Tranziția la o monedă de prezentare hiperinflaționistă (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
IFRS 14	Conturi de amânare aferente activităților reglementate (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Comisia Europeană a decis să nu înceapă procesul de

Standard de contabilitate	Titlu	Stadiu adoptare UE
	de IASB: 1 ianuarie 2016)	aprobare al acestui standard interimar și să aștepte standardul final.
Amendamente la IFRS 10 și IAS 28	Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia și amendamentele ulterioare (data intrării în vigoare a fost amânată pe perioadă nedeterminată de IASB, dar este permisă aplicarea anticipată)	Procesul de aprobare a fost amânat pe o perioadă nedeterminată până la finalizarea proiectului de cercetare privind metoda punerii în echivalență.

4. Determinarea valorii juste

Anumite politici contabile ale Grupului 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, Grupul 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 Grup, cu excepția activelor în curs de execuție, care sunt contabilizate în conformitate cu modelul bazat pe cost.

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	171.005	1.945.054	2.267.849	144.137	25.065	280.939	1.001.422	5.835.471
Intrări	-	3.092	3.732	8.878	5.938	222	638.578	660.440
Transferuri din imobilizări corporale în curs	524	428.577	125.269	101.543	2.177	554	(658.644)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	-	-	-	-	-	2.802	2.802
Ieșiri	(32)	(462)	(5.383)	(28)	(145)	(7.569)	(154)	(13.774)
Sold la 31 Decembrie 2024	171.497	2.376.261	2.391.467	254.531	33.034	274.146	984.003	6.484.939
Sold la 1 ianuarie 2025	171.497	2.376.261	2.391.467	254.531	33.034	274.146	984.003	6.484.939
Intrări	10.329	8.273	4.242	55.555	34.828	88	701.076	814.391
Transferuri din imobilizări corporale în curs	7	193.105	251.667	72.923	343	1.233	(519.278)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	200	(200)	-	(3.501)	-	-	(3.501)
Ieșiri	-	(9.239)	(3.233)	(7.575)	(354)	(2.320)	(11.648)	(34.370)
Sold la 31 Decembrie 2025	181.833	2.568.600	2.643.942	375.433	64.351	273.147	1.154.154	7.261.460
Sold la 1 ianuarie 2024	138	-	-	-	-	265.591	-	265.729
Cheltuiala cu amortizarea	-	95.140	154.769	41.374	4.281	4.861	-	300.425
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(387)	(31)	(18)	(73)	(7.569)	-	(8.078)
Sold la 31 Decembrie 2024	138	94.753	154.738	41.356	4.208	262.884	-	558.077
Sold la 1 ianuarie 2025	138	94.753	154.738	41.356	4.208	262.884	-	558.077
Cheltuiala cu amortizarea	-	87.782	156.393	45.558	5.543	3.500	-	298.776
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(3.425)	(1.131)	(7.476)	(60)	(2.320)	-	(14.414)
Sold la 31 Decembrie 2025	138	179.109	309.999	79.438	9.691	264.064	-	842.439

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII 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
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	-	-	-	11.599	11.598
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	9	9
Sold la 31 Decembrie 2024	-	-	-	-	-	-	11.608	11.608
Sold la 1 ianuarie 2025	-	-	-	-	-	-	11.608	11.608
Reversare ajustări de depreciere	-	-	-	-	-	-	(7.227)	(7.227)
Sold la 31 Decembrie 2025	-	-	-	-	-	-	4.381	4.382
Valoarea contabilă netă								
Sold la 31 Decembrie 2024	171.359	2.281.508	2.236.729	213.174	28.826	11.262	972.395	5.915.254
Sold la 31 Decembrie 2025	181.695	2.389.491	2.333.943	295.996	54.660	9.083	1.149.772	6.414.639

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 electrica astfel cele mai semnificative :

- 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 – 134.247;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 57.608;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 kV București Sud – 55.208;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 44.448;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34.302;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.900;
- 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;

În anul 2025, cele mai mari **transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **519.278**, 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 electrica astfel cele mai semnificative 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 – 176.795;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82.814;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70.395;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50.083;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26.642;
- 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;
- 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 – 15.326.

În anul 2025 s-au înregistrat ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție prin recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei în sumă de 9.949, 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 lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III (H.CA nr. 2/2008), în sumă de 2.782 lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV, în sumă de 4.278 lei.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **1.064.066**, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318.644;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 166.604;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.429;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68.865;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49.537;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație

- (400)/220/110 kV Banca – 46.885;
- Stația 400 kV Stâlp – 44.306;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28.408;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.922;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 16.844;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 16.246;
- 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 – 15.701;
- 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 – 15.329;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13.093.

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	-	-	181.695	181.695
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.389.491	2.389.491
Utilaje și echipamente	-	-	2.333.943	2.333.943
Aparate de măsură și control	-	-	295.996	295.996
Vehicule	-	-	54.660	54.660
Alte imobilizări corporale	-	-	9.083	9.083
Total	-	-	5.264.867	5.264.867

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	-	-	171.359	171.359
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.281.508	2.281.508
Utilaje și echipamente	-	-	2.236.729	2.236.729
Aparate de măsură și control	-	-	213.174	213.174
Vehicule	-	-	28.826	28.826
Alte imobilizări corporale	-	-	11.262	11.262
Total	-	-	4.942.859	4.942.859

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	119.536	109.692
Clădiri și instalații speciale	1.948.997	2.129.716
Utilaje și echipamente	1.718.234	1.459.397
Aparate de măsură și control	278.742	252.472
Vehicule	50.297	21.631
Alte imobilizări corporale	9.083	7.056
TOTAL	4.124.889	3.979.964

6. Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing se prezintă, astfel:

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing
Cost	
Sold la 1 ianuarie 2024	43.224
Intrări	2.609
Iesiri	(2.362)
Sold la 31 Decembrie 2024	43.470
Sold la 1 ianuarie 2025	43.470
Intrări	8.365
Iesiri	-
Sold la 31 Decembrie 2025	51.835
Amortizare cumulată	
Sold la 1 ianuarie 2024	28.176
Cheltuiala cu amortizarea	8.719
Amortizarea cumulată a iesirilor	(1.575)
Sold la 31 decembrie 2024	35.320
Sold la 1 ianuarie 2025	35.320
Cheltuiala cu amortizarea	9.557
Amortizarea cumulată a iesirilor	-
Sold la 31 decembrie 2025	44.877
Ajustări pentru depreciere	
Sold la 1 ianuarie 2024	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2024	-
Ajustări pentru depreciere	
Sold la 1 ianuarie 2025	-

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2025	-
VALOAREA CONTABILĂ NETA	
Sold la 31 decembrie 2024	8.150
Sold la 31 Decembrie 2025	6.958

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Contractul nr. C232 intrat în vigoare cu 01.10.2020, valabil pe o perioadă de 5 ani, are valoarea de 9 mil. euro (fără TVA).

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

Smart SA a avut încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire birouri, în suprafață de 449,75 mp clădirea Formenerg din b-dul Gheorghe Șincai nr.3, cu o valoare de 53.970 euro/an în quantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună, cu act adițional de prelungire până la sfârșitul anului 2025.

În data de 8 ianuarie 2026 a fost încheiat un nou contract de locațiune între Smart și RAPPs care constă în închirierea imobilului corp D1, etaj 8 situat în Piața Presei Libere, nr.1 în suprafață de 394,60 m.p., chiria lunară fiind de 3.005,14 euro (7,62 euro/m.p.) pe o perioadă de 1 an cu posibilitate de prelungire prin acte adiționale.

Totodata Smart are incheiat contract pentru active cu drept de utilizare pentru vehicule, iar dreptul de utilizare se amortizeaza pe durata de viata a vehiculelor fiind vorba de utilaje mari folosite pentru interventiile pentru mentenanta si reparatii retea. Valoarea ratei lunare este de 12.844,76 euro, contract de leasing este incheiat pentru 60 de luni, incepand cu luna ianuarie 2025.

Teletrans SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire, teren aferent și curte imobil, în suprafață estimată de 1080 mp închiriable și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, cu act adițional semnat în timpul anului pentru prelungire până în iulie 2028. Actul adițional implica o creștere a chiriei de la 8.600 euro/lună la 9.460 euro/lună, iar din anul 3 de contract valoarea chiriei se va indexa anual cu indicele HICP.

La 31 decembrie 2025, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de societățile consolidate în clădirile respectiv de birouri este **1.663**.

Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Plăți totale de numerar aferente contractelor de leasing	(12.379)	(12.247)

Chiriile care nu fac obiectul activelor cu drept de utilizare, fiind pe termen scurt sau contracte cu valoare mica, se regasesc in pozitia de cheltuieli cu chiriile din Nota 26 Alte cheltuieli de exploatare.

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 26.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

7. Imobilizări necorporale

i) Imobilizări necorporale

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

	Licențe și software	Imobilizări necorporale în curs	Total
Cost			
Sold la 1 ianuarie 2024	64.383	10.076	74.459
Achiziții	656	7.336	7.992
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	2.347	(2.347)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	28	-	28
Ieșiri	(28)	(2.802)	(2.830)
Sold la 31 Decembrie 2024	67.386	12.262	79.649
Sold la 1 ianuarie 2025	67.386	12.262	79.649
Achiziții	649	39.009	39.657
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	36.805	(36.805)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-
Ieșiri	(936)	-	(936)
Sold la 31 Decembrie 2025	103.904	14.466	118.370
Amortizare cumulată			
Sold la 1 ianuarie 2024	62.331	(16)	62.315
Cheltuiala cu amortizarea	1.989	2	1.991
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(28)	-	(28)
Sold la 31 decembrie 2024	64.292	(14)	64.278
Sold la 1 ianuarie 2025	64.292	(14)	64.278
Cheltuiala cu amortizarea	3.197	2	3.199
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(625)	-	(625)
Sold la 31 decembrie 2025	66.863	(11)	66.852
Ajustari pentru depreciere			
Sold la 1 ianuarie 2024	2	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2024	2	(2)	-
Ajustari pentru depreciere			
Sold la 1 ianuarie 2025	2	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2025	2	(2)	-
VALOAREA CONTABILĂ NETA			
Sold la 31 decembrie 2024	3.093	12.278	15.371
Sold la 31 Decembrie 2025	37.038	14.479	51.517

Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **14.479**, 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 – 6.321;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.661;

- Dezvoltare platforma MARI – 3.132;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 550;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 434.

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de **36.805**, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica – 12.937;
- 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 – 11.539;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5.943.

8. Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de **40.309**, este reprezentat, în principal:

- 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 4.200;
 - LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 209.
- de acțiuni deținute de Companie, valoarea netă a acestora este de 34.154, astfel:

Investitiile Companiei	Participatie %	31 decembrie 2025	Participatie %	31 decembrie 2024
Acțiuni deținute la Formenerg	-	-	100	1.948
Acțiuni deținute la OPCOM	97,84	30.687	97,84	30.687
Acțiuni deținute la BRM	0,35	28	0,32	26
Acțiuni deținute la TSC NET	6,25	2.207	6,25	2.207
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	3,85	1.232	4,00	1.232
Total acțiuni		34.154		36.101

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre 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 investiții financiare ale Companiei).

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

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

BRM (Bursa Română de Marfuri S.A.)

Societate pe acțiuni, de tip închis, care prin obiectul de activitate, modul de organizare și funcționare este o bursă de mărfuri, astfel cum este aceasta reglementată de Legea nr.375/2005 privind bursele de mărfuri și o societate de servicii de investiții financiare conform Legii nr.126/2018 privind piețele de instrumente financiare.

Printre acționarii BRM se află și Compania care deține 28 de acțiuni în valoare totală de 28.000 lei, cu o cotă de participare de 0,35%.

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

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

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

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

Investiția financiară în Geco Power Company

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență.

	31 decembrie 2025
Cota participare (%)	25%
Cota-parte din capitalul social	3.750
Cota-parte din rezultatul reportat	-
Cota parte din rezultatul exercitiului ajustat: pierdere	(378)
Sold la sfârșitul perioadei de raportare	3.372

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	33.296	31.680
Consumabile și alte materiale	17.131	20.642
Materiale auxiliare	4.007	3.893
Alte stocuri	6.228	1.930
Total	60.662	58.144

Se preconizează că stocurile în valoare de 60.662 (la decembrie 2024:58.144) vor fi recuperate/valorificate după cum urmează:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Stocuri de valorificat în următoarele 12 luni	23.807	18.404
Stocuri de valorificat într-o perioadă mai mare de 12 luni	36.855	39.740
Total	60.662	58.144

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	10.053	6.879
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.483	5.329
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	122	122
Total	15.658	12.330

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	12.330	13.857
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	5.474	1.842
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(2.146)	(3.368)
Sold la sfârșitul perioadei	15.658	12.330

În cursul anului 2025 și 2024, cheltuielile efectuate cu consumul de materiale și piese de schimb se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind piese de schimb	25.201	12.369
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	6.391	5.359
Cheltuieli privind alte materiale	1.553	2.025
Cheltuieli cu materiale auxiliare	107	95
Cheltuieli privind combustibilul	3.096	3.166
(Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri	3.344	-
Total	39.692	23.014

Prezentarea defalcării de mai sus a cheltuielilor cu materiale și consumabile este modificată față de perioada anterioară, astfel pentru conformitate cu prezentarea curentă menționăm ca la decembrie 2024 (Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri au fost în suma de **(1.480)** și s-au regăsit în Nota 26 Alte cheltuieli de exploatare.

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	2.549.214	2.708.161
Alte creanțe	248.977	233.647
Avansuri către furnizori	374.940	769.896
TVA de recuperat	396.616	272.236
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(126.980)	(128.066)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(71.764)	(73.033)
Total	3.371.004	3.782.840

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Clienți – piața de energie din care:	2.531.401	2.698.954
- clienți - activitate operațională – energie	1.884.104	1.898.742
- clienți - piața de echilibrare	501.989	667.862
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	145.308	132.351
Clienți din alte activități	17.814	9.206
Total creanțe comerciale	2.549.214	2.708.161

Pentru anul 2025, în linia "Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor" din contul de profit și pierdere în suma de 6.452, cuprinde următoarele elemente:

- Ajustări (nete) depreciere active curente în sumă de 1.845,
- Pierderi (nete) din creanțe și debitori diverși în sumă de 4.607.

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	2.831.976	0,01%	340
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(632)	0%	0
Scadența depășită între 31 – 60 zile	2.293	0%	0
Scadența depășită între 60 – 90 zile	27.749	1,75%	484
Scadența depășită între 91 – 180 zile	7.511	0,54%	41
Scadența depășită între 181- 365 zile	702	47,10%	331
Mai mult de un an	303.533	65,08%	197.548
Total	3.173.132		198.744

- 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, Hidroelectrica, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN, JAO.

- 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 5% din 31 decembrie 2024).

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 (132.351 la 31 decembrie 2024), reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76.702, respectiv de la RAAN - 63.467 și CET Govora SA - 13.235;
- bonus necuvenit pentru 2014, în sumă de 3.915, respectiv de la RAAN – 1.981, CET Govora – 1.934;
- bonus necuvenit pentru 2015, în sumă de 564, respectiv de la CET Govora - 534, Interagro - 30;
- bonus necuvenit pentru 2020, în sumă de 522 de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.430, respectiv de la: Transenergo Com – 5.882, Petprod - 4.391, Romenergy Industry – 2.681, RAAN - 2.386, UGM Energy – 1.504, CET Govora – 901, KDF Energy – 474 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	76.702
Bonus necuvenit pentru 2014	3.915	3.915
Bonus necuvenit pentru 2015	564	564
Bonus necuvenit pentru 2020	522	522
Contributie pentru cogenerare neîncasată	20.430	20.781
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	43.175	29.866
Total	145.308	132.351

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024, suma de 8.601, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8.401 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 datorilor 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”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, părata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea părții RAAN la plata sumei de 86.513. Mai multe detalii privind acest dosar sunt prezentate la Nota 30.

- 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 perioada 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 **40.508**.

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, din care suma de 25.557 este aferentă schemei de sprijin. În aceste condiții, Compania a inclus suma de 22.188 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.369.

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 **248.977 (233.647 la 31 decembrie 2024)** includ în principal:

- debitori diverși **104.098 (135.507 la 31 decembrie 2024)**, din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75.041 (din care suma de 25.854 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin) (80.489 la decembrie 2024, din care 25.853 penalități schema sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.464), RAAN (16.901), CET Govora (9.607), Electromontaj SA (5.865), OPCOM (4.625), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.162), Petprod (1.894), GE Digital Service Europe (1.137), ISPE Proiectare și Consultanță (1.079). 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 suma de 11.924: Arelco Power (988), Enol Grup (2.541) și Next Energy Partners (8.395). 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 social al societății respective în sumă de 4.517.
- sume primite cu caracter de subvenție **(31.924)** (9.866 la decembrie 2024), în principal aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **10.291 (15.627 la 31 decembrie 2024)** reprezentate în principal de: CPT (5.747), polițe asigurări (1.730), chirie și mentenanță clădire birouri (763), servicii diverse (279) și altele;

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

- alte creanțe sociale în sumă de **4.513 (3.658 la 31 decembrie 2024)** reprezentând în principal 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

La 31 decembrie 2025, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **374.940** (769.896 la 31 decembrie 2024) 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 – 303.225, IBEX – 56.214 și JAO – 12.857).

TVA de recuperat

TVA de recuperat **396.616 (272.236 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, 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), CET Govora (24.645), Romelectro (24.471), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), Elsaco Energy (9.276), OPCOM (9.143), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395).

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

Atât pentru anul 2024, cât și pentru anul 2025 nu au fost înregistrate ajustări de valoare materiale pentru creanțe identificate specific. Detaliu privind mișcările aferente ajustărilor pentru deprecierea creanțelor se regăsește la Nota 34.

11. Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitelor la vedere și a 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
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	761.057	707.030
a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă	89.564	200.420
b) conturi curente la bănci și depozite cu destinație specifică, din care	671.493	506.610
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	-	300.321
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	1.886	3.903
- numerar din taxa de racordare	297.638	88.099
- fonduri europene	7	54
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie și dividende)	371.290	109.417
- fonduri modernizare	672	4.817
Casa	135	144
Alte echivalente de numerar	-	-
Total	761.192	707.174

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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	761.192	707.174
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	(177.421)	-
Total numerar și echivalente de numerar în situația consolidată a fluxurilor de numerar	583.771	707.174

Numerarul este plasat la instituții financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

Rating/Perspectivă	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BBB+ / Stabilă	-	523.730
BBB+ / Negativă	116.971	-
AA- / Stabilă	11.747	10.531
A- / Stabilă	-	1.534
BBB- / Pozitivă	-	2.226
BBB- / Stabilă	1.041	19.795
BBB / Stabilă	58	63
BBB- / Negativă	18.508	-
BBB / Negativă	-	-
BB / Stabilă	152	153
BB+ / Stabilă	-	26
A+ / Stabilă	612.579	148.972
Total	761.057	707.030

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

12. Alte active financiare

Alte active financiare includ depozitele bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

La 31 decembrie 2025 nu sunt constituite depozite bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

13. 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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 acționariatului la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 este următoarea:

Acționar	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Numar de acțiuni	% din capitalul social	Numar 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%
NN Group NV	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	733.031
Soldul capitalului social	733.031	733.031

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

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 50.222 (49.843 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 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 **1.496.393** la 31 decembrie 2025 și în sumă de **1.596.896** la 31 decembrie 2024.

În anul 2025 au fost incluse în rezerve din reevaluare și rezervele din reevaluare în suma de 18.050 preluate de Teletrans în baza fuziunii cu societatea Formenerg, care în anul 2024 nu a făcut parte din perimetrul de consolidare.

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.

Alte rezerve

La 31 decembrie 2025, alte rezerve sunt în sumă de **299.170** față de **256.747** la 31 decembrie 2024. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2025 comparativ cu 31 decembrie 2024 în sumă de 42.423 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 – 15.326;
- 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 – 5.053;
- Relocare rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură București, Km 0+000 - Km 52+770, LOT 4 Km 47+600 - Km 52+070 – 4.765;
- Relocarea rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură Bucurșsti, 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;

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2025 este în sumă de **3.172.260** (31 decembrie 2024: **2.873.861**).

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 **117.767 (135.761** la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de **440.177** realizat la 31.12.2025 (**556.973** la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea pierderii actuariale în rezultatul reportat în sumă de 21.911 (31 decembrie 2024, pierdere: 414). Această sumă a rezultat în urma aplicării prevederilor IAS 19 – Beneficiile angajaților (Nota 16).
- înregistrarea distribuirii profitului aferent anului 2024 ca dividende ce au fost alocate acționarilor în anul 2025 în sumă de 279.285 (20.525 la 31 decembrie 2024).

Dividende

Societățile din România pot distribui dividende din profiturile statutare, conform situațiilor financiare individuale statutare întocmite în conformitate cu reglementările contabile din România.

În data de 11 iunie 2025, Adunarea Generală a Acționarilor Societății a aprobat valoarea totală a dividendelor distribuite acționarilor din profitul anului 2024 în sumă de 279.285 (2024: 20.525). Valoarea dividendelor pe acțiuni distribuite a fost de 3,81 RON pe acțiune (2024: 0,28 RON/acțiune).

Din dividendele distribuite de Societate în sumă de 279.285 (2024: 20.525) au fost plătite dividende în suma de 278.796 (2024: 20.584 mii RON), diferența reprezentând dividende neridicate de acționari.

14. 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, de la Ministerul Energiei, Secretariatul General al Guvernului, precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

Situația veniturilor în avans la 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2024
Venituri înregistrate în avans - alocare capacitate din interconexiune	3.955	3.955	6.728	6.728
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.632	2.632	3.335	3.335
Venituri înregistrate în avans - altele	1.221	1.221	-	-
Fonduri din tarif de racordare	506.334	7.789	296.793	7.155
Fonduri Europene	320.157	8.095	232.180	2.299
Alte subvenții	20.963	349	21.211	2.716
Total	855.261	24.041	560.247	22.232

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 1 ianuarie	22.232	16.138
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	128.019	93.714
Încasări din fonduri europene	-	2.585
Încasări din alte fonduri	1.527	
Transfer din venituri în avans pe termen lung	3.778	(2.095)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(130.792)	(88.040)
Venituri din fonduri europene	(723)	(70)
Sold la sfârșitul perioadei	24.041	22.232

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 1 ianuarie	538.015	519.115
Subvenții racordare	259.419	47.520
Fonduri nerambursabile	29.754	43.189
PNRR	123.761	-
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(74.197)	(85.944)
Reluarea la venituri a subvențiilor	(45.532)	14.134
Sold la sfârșitul perioadei	831.220	538.015

15. Împrumuturi

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

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă
Sold la 1 ianuarie 2025			40.559
Trageri – activitate curentă- BCR	RON	ROBOR +comision	169.053
Rambursări, din care:			(24.239)
BEI 25709	EUR	3,60%	(12.096)
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(12.143)
Diferențe de curs valutar la data rambursării			452
Sold la 31 decembrie 2025			185.825

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 (i)	-	11.975
BEI 25710 (i)	8.116	19.928
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	8.116	31.903
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(6.645)	(23.985)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	1.471	7.918

Situația împrumuturilor pe termen lung la data de 31.12.2025:

Nr.crt	Denumire împrumut	Data acordării	Valoare initiala(valuta)	Sold la 31.12.2025 (valuta)	Sold la 31.12.2025 RON	Rata dobanda	Maturitate conform împrumut
1	BEI 25709	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	-	-	3,596%	10.09.2025
2	BEI 25710	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	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 Europeana de Investitii (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 dobanzile aferente împrumuturilor pe termen lung plătite în cursul anului trebuie să fie cel puțin 4,2; (ii) raportul dintre

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

obligatiile pe termen lung si capitalurile proprii trebuie sa nu depaseasca 0,95; (iii) raportul dintre datoria totala neta si EBITDA sa fie de maxim 3,5.

Imprumutul BEI 25710 este garantat de catre BNP Paribas SA Sucursala Bucuresti. Contractul de garantare a fost incheiat la 20.12.2019 pentru o perioada de 3 ani., comision de garantare de 0,40% pe an calculat la 115% la valoarea creditului ramas de rambursat. In data de 31.10.2022 a fost semnat amendamentul nr. 2, amendament ce asigura garantarea creditului BEI 25710 pana la 11.11.2028. Pentru aceasta perioada comisionul de garantare este de 0.6% pe an calculat la 115% la valoarea creditului ramas de rambursat.

La data de 31 decembrie 2025, creditul BEI 25709 este rambursat in integralitate, drept urmare, nu a mai necesitat calculul indicatorilor financiari prevazuti in 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	6.483
Între 2 și 5 ani	490	1.435
Peste 5 ani	-	-
Total	1.471	7.918

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 scurt	6.645	23.985
Credite bancare pe termen scurt	172.419	-
Linii de credit Smart și Teletrans	5.002	8.354
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	288	303
Total împrumuturi pe termen scurt	184.354	32.641

• **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 descoperit de cont, în sumă de 175.000, 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 cogenerare 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%.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- *Împrumuturi contractate de către Smart și Teletrans*

În luna august 2024, SMART SA a contractat doua facilități de credit multiprodus în lei (RON) de la Banca Comercială Română cu următoarea structură:

- a) 46 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru pe o **perioadă de 48 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 1,65 p.p.**), din care: 15 mil lei credit de tip overdraft, cu caracter revolving (primele utilizări fiind pentru refinanțarea facilității acordate de către Exim – Banca Românească), 10 mil lei pentru finanțarea TVA aferentă investițiilor (proiect PNRR), cu caracter revolving și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 46 mil lei.
- b) 37 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru **pe o perioadă de 36 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 1,95 p.p.**), din care: 10 mil lei pentru finanțarea capitalului circulant în legătură cu realizarea lucrărilor aferente Contractelor de Lucrări (până la 4,5 mil lei pentru utilizări în legătură cu Proiectul Sunlight Ventures și până la concurența sumei de 10 mil lei utilizări în legătură cu Proiectul Black Sea Renewables, sublimitele pot fi utilizate în orice combinație) și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 37 mil lei.

În data de 02.07.2025 prin Actele aditionale nr.1 perioada de utilizare a plafoanelor celor două facilități de credit multiprodus a fost prelungită până la data de **06.08.2026**.

La data de 31 decembrie 2025, tragerile în sold din plafoanele facilităților de credit multiprodus în sumă de 5.002.

c) În data de **3 februarie 2025** Teletrans a contractat de la Banca Comercială Română un credit de tip overdraft cu plafon de 10 mil. Lei, acordat pe o perioadă de **12 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 0,75 p.p.**) în scopul finanțării activității curente.

În data de 27.01.2026 prin Actul aditional nr.1 perioada de utilizare a plafonului facilității de credit de tip overdraft a fost prelungită până la data de **02.02.2027**.

La data de 31 decembrie 2025, Teletrans nu prezintă sold aferent tragerilor din linia de credit.

16. Obligații privind beneficiile angajaților

Conform contractului colectiv de muncă, aplicabil în anul 2025, Grupul 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 32 - Salarizarea conducerii Companiei.

Calcululele actuariale referitoare 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
Prime jubiliare	66.893	63.108
Beneficiile acordate incapacitate totală de muncă (invaliditate)	235	236
Prime de pensionare	19.737	42.926
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	1.570	1.792
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	408	411
Energie electrică gratuită acordată actualilor angajați la ieșirea la pensie și actualilor pensionari	10.435	7.687
Total	99.278	116.159

Obligațiile privind beneficiile angajaților sunt în suma totală de 99.278 la data de 31 decembrie 2025, din care suma de 15.299 reprezintă porțiunea pe termen scurt.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	<u>Obligații termen scurt</u>	<u>Obligații termen lung</u>
Prime jubiliare	12.854	54.040
Beneficiile acordate incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	235
Prime de pensionare	1.631	18.106
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	-	1.570
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	-	408
Energie electrica gratuita acordata actualilor angajati dupa pensionare si angajatilor pensionati	814	9.621
Total	15.299	83.979

Ipotezele actuariale semnificative utilizate pentru a determina valoarea actualizată a obligației privind beneficiile definite

Rata de actualizare

- Datorită lipsei unor date structurale și volatilității randamentelor, au fost considerate dobânzile la investițiile fără risc, fără ajustări ale variațiilor („risk free rate spot no volatility adjustment”), publicate de către E.I.O.P.A. la finalul lunii decembrie 2025.

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%. Pentru a realiza proiecția, începând cu 2026, am modelat creșterea salarială ca fiind apropiată de rata de actualizare. Astfel, în anii următori, pentru a avea un set de date compatibile și imparțiale, creșterea salarială a fost considerată ca având o medie ponderată cu 1% mai mare decât valorile ratelor de actualizare.

Vârsta legală de pensionare

- În conformitate cu Legea nr. 360 din 29.11.2023, vârsta legală de pensionare este de 65 ani la bărbați și la femei, cu excepțiile prevăzute în Anexa nr. 5 la această lege. Astfel, pentru modelarea datei ieșirii la pensie au fost utilizate prevederile legale, ținând cont de specificul demografic al grupului de angajați.

Mortalitatea

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

Migrația forței de muncă

- Pentru modelarea plecărilor din firmă, au fost utilizate valori ale migrației forței de muncă cu o medie ponderată de 2,1% anual, în concordanță cu valorile reale ale fiecăruia dintre grupurile de angajați din companii. 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.

Taxe și impozite

- Toate taxele valabile la data de 31.12.2025 au fost incluse în calculul obligațiilor pentru pensionare.

Analiza maturităților obligațiilor prezente

Provizioane estimate, în funcție de durata până la maturitatea acestora	Obligații prime jubiliare	Obligații pensie	Obligații ajutor energie electrică pensionari - foști angajați	TOTAL
Durata <= 1 an	12.854	1.631	814	15.299
Durata >1 an și <=3 ani	10.142	557	1.574	12.273
Durata >3 ani și <=5 ani	11.211	3.991	1.533	16.735
Durata >5 an și <=10ani	15.442	6.364	3.576	25.381
Durata >10 ani	17.245	7.194	2.939	27.377
TOTAL	66.893	19.737	10.435	97.065

Durata medie ponderată a obligațiilor pentru pensionare, pentru firmele din grup, a fost de 9,08 ani.

Analiza sensibilității

	Obligații prime jubiliare	Obligații pentru pensionare	Obligații pentru invaliditate	Obligații pentru deces din alte cauze	Obligații pentru deces din accident de muncă	Obligații ajutor cotă energie electrică pensionari - foști angajați	Total obligații
Valori obligații la data raportării	66.893	19.737	235	1.570	408	10.435	99.278
Rata de actualizare +1%	62.587	18.163	233	1.548	404	9.596	92.530
Rata de actualizare -1%	71.824	21.546	237	1.587	411	11.398	107.003
Rata de creștere a salariilor +1%	72.410	21.520	248	1.587	430	11.379	107.574
Rata de creștere a salariilor -1%	61.991	18.154	223	1.547	387	9.596	91.898
Rata plecărilor din firmă +1%	66.780	19.119	234	1.636	405	10.399	98.573
Rata plecărilor din firmă -1%	67.024	20.426	236	1.501	410	10.471	100.067
Creșterea speranței de viață la naștere cu 1 an	66.923	19.936	235	1.441	408	10.912	99.855
Scăderea speranței de viață la naștere cu 1 an	66.859	19.506	235	1.721	407	9.937	98.665

Pentru evaluarea obligațiilor aferente beneficiilor angajaților, actuarul care a realizat raportul actuarial, a utilizat metoda creditului unitar proiectat. Această metodă presupune următoarele etape: colectarea și analizarea datelor, determinarea ipotezelor, calculul beneficiului care se plătește în cazul în care are loc evenimentul respectiv - utilizând proiecția valorilor financiare, apoi evaluarea valorii prezente a obligațiilor, având în vedere ratele de discount și probabilitățile de ieșire a persoanei respective din schema de beneficii.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	31 decembrie 2024	Costul dobanzii	Costul serviciului curent	Platile din provizion	(Câștig)/Pierdere actuariala aferenta perioadei	31 decembrie 2025
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	63.108	4.088	10.570	(7.734)	(3.138)	66.893
Beneficiile acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	236	14	10	-	(25)	235
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	42.926	1.038	1.542	(1.060)	(24.709)	19.737
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	1.792	110	(82)	(172)	(78)	1.570
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	411	25	33	-	(61)	408
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitata actualilor angajati dupa iesirea la pensie	2.849	174	-	-	(3.023)	-
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	4.838	296	130	(814)	5.985	10.435
Total	116.159	5.745	12.203	(9.779)	(25.049)	99.278
	31 decembrie 2023	Costul dobanzii	Costul serviciului curent	Platile din provizion	(Câștig)/Pierdere actuariala aferenta perioadei	31 decembrie 2024
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	55.221	4.224	10.708	(6.195)	(850)	63.108
Beneficiile acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	-	-	-	236	236
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	31.159	1.970	7.328	(2.020)	4.488	42.926
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	-	-	568	(62)	1.287	1.792
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	-	-	46	-	365	411
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitata actualilor angajati dupa iesirea la pensie	5.804	388	1.167	(295)	(4.216)	2.849
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	5.705	382	-	(352)	(896)	4.838
Total	97.888	6.964	19.817	(8.924)	414	116.159

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

17. 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	1.676.250	2.253.148
Furnizori de imobilizări	366.779	158.614
Furnizori alte activități	32.956	45.938
Sume datorate angajaților	18.392	16.143
Alte datorii	1.329.697	1.381.401
Total	3.424.075	3.855.244

La data de 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 1.676.250, respectiv 2.253.148, prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.078.790	1.496.225
- furnizori - piața de echilibrare	517.983	711.977
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus	79.477	44.946
pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență		
Total	1.676.250	2.253.148

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrica SA, Electrica Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81,53% (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 3.369 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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

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 plata 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	235.434	385.573
Clienți-creditori	683.811	850.989
Dividende de plată	622	134
Alte datorii	409.830	144.705
Total	1.329.697	1.381.401

➤ „Creditorii diverși”, în sumă de **235.434** la 31 decembrie 2025 (**385.573** 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.

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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;

- 26.240 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
 - 1.938 redevență trim IV 2025;
 - 1.219 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- "Clienții creditori", la data de 31 decembrie 2025, sunt în sumă de **683.811 (850.989)** la 31 decembrie 2024), din care 667.488 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), IBEX (151.579), MAVIR (67.667), OPCOM (35.506) și JAO (1.066).
- La 31 decembrie 2025, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **622 (134)** la 31 decembrie 2024). Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- "Alte datorii", în sumă de **409.830 (144.705)** la 31 decembrie 2024), sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 372.524, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34.996 și altele.

b) DATORII LEASING

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, prezintă următoarele maturități:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
In termen de 1 an	3.629	7.328
Între 1 și 5 ani	3.181	1.604
Peste 5 ani	-	-
Total	6.810	8.932

18. Provizioane

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Provizioane pentru litigii	24.199	25.885
Provizioane pentru contracte mandat	8.405	8.600
Provizioane pentru garanții acordate clienților	3.341	-
Alte provizioane	2.454	1.468
Total	38.399	35.953

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	35.953	67.191
Recunoaștere provizion	7.778	10.806
Reluare provizion	(5.331)	(42.045)
Total	38.399	35.953

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2025, în sumă de **24.199**, sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următoarele litigii:

- *Dosarul nr. 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216) – mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 30 – Angajamente și contingente.*

- Dosarul nr. 15561/3/2022 – reclamant SMART SA (4.467) - mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 30 – Angajamente și contingente.
- Dosarul nr. 3083/3/2020 - reclamant NUCLEARELECTRICA SA (1.473)

În data de 26.06.2020, Nuclearelectrica a chemat în judecată Compania pentru plata sumei de 1.291 reprezentând dezechilibru negativ și 182, 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 1.291 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 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 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. 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 21 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 la data de 31 decembrie 2025 (8.600 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.

19. Impozitul pe profit

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

	31 Decembrie 2025	31 Decembrie 2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	25.985	44.377
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	(18.394)	(49.595)
Cheltuiala cu impozitul minim global Grup	(5.613)	5.613
Total	1.979	395

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

Impozitul minim global, aplicabil începând cu anul 2024 conform Legii nr. 431/2023 *privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni* a fost initial recunoscut si înregistrat în exercitiul financiar 2024 cu suma de 5.613, impozit pentru care obligația de declarare și plată este până la data de 30.06.2026. Impozitul minim global a fost determinat în baza legislației aplicabile la momentul efectuării calculului, luând în considerare orientări suplimentare furnizate de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE), ca sursa de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

Ulterior, în anul 2025 pe baza clarificărilor 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 multinationale 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.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

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.

În baza amendamentelor aduse standardului IAS 12 – "Impozit pe profit", Compania nu a recunoscut impozit amânat în legătură cu impozitul minim efectiv aferent grupului.

Reconcilierea cotei efective de impozitare asupra impozitului pe profit:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Profit înainte de impozitul pe profit		
Impozit pe profit la rata statutară la o rată de 16%	61.328	102.441
	-	
Efectul cheltuielilor nedeductibile	20.731	29.396
Efectul veniturilor neimpozabile	(17.125)	(40.767)
Rezerva din reevaluare taxabilă	30.532	45.010
Profit reinvestit	(37.662)	(6.169)
Rezerva legală	(22)	(53)
Diferențe temporare	(18.394)	(49.595)
Impozitul minim global – grup TEL	(5.613)	5.613
Alte efecte	(31.797)	(85.480)
Cheltuiala netă cu impozitul pe profit	1.979	395

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

IMPOZITUL PE PROFIT AMANAT

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

Elemente	Sold la 31 decembrie 2023	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2024	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2025
Imobilizări corporale - durate de viață	42.144	864	-	43.008	22.486	-	65.494
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	290.843	(47.061)	6.014	249.797	(30.820)	787	219.765
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(6.237)	(1.310)	-	(7.547)	(813)	-	(8.360)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(15.716)	(2.869)	-	(18.585)	2.701	-	(15.884)
Estimat interconexiune	(5.760)	4.560	-	(1.200)	400	-	(800)
Provizioane pentru litigii	(4.254)	(543)	-	(4.797)	(693)	-	(5.489)
Ajustări stocuri	(2.217)	244	-	(1.973)	(532)	-	(2.505)
Alte elemente	(43.249)	(4.418)	-	(47.666)	14.478	-	(33.188)
Estimări furnizori producție	(2.448)	937	-	(1.511)	924	-	(587)
Ajustări creante	-	-	-	-	(25.755)	-	(25.755)
Imobilizari in curs	-	-	-	-	(475)	-	(475)
Ajustari actiuni detinute	-	-	-	-	(295)	-	(295)
Impozit (activ)/datorie	253.105	(49.595)	6.014	209.525	(18.394)	787	191.919

	Activ		Datorie		Net	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Imobilizări corporale - durate de viață	(4.392)	(50.101)	69.886	93.109	65.494	43.007
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	(30.820)	(47.061)	250.584	296.858	219.765	249.797
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(1.183)	(9.179)	(7.177)	1.632	(8.360)	(7.547)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(15.884)	(18.585)	-	-	(15.884)	(18.585)
Estimat interconexiune	(800)	(1.200)	-	-	(800)	(1.200)
Provizioane pentru litigii	(5.489)	(4.797)	-	-	(5.489)	(4.797)
Ajustări stocuri	(2.505)	(1.973)	-	-	(2.505)	(1.973)
Alte elemente	(33.188)	(47.666)	-	-	(33.188)	(47.666)
Estimări furnizori producție	(587)	(1.511)	-	-	(587)	(1.511)
Ajustări creante	(25.755)	-	-	-	(25.755)	-
Imobilizari in curs	(475)	-	-	-	(475)	-
Ajustari actiuni detinute	(295)	-	-	-	(295)	-
Impozit net (activ)/datorie	(121.374)	(182.074)	313.293	391.598	191.919	209.525

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

20. Rezultatul pe acțiune

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Rezultatul exercitiului din operatiuni continue	440.158	556.973
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	6,00	7,60

21. 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	15.967	18.859
TVA de plată	2.485	1.706
Impozit pe salarii	2.882	3.681
Alte impozite de plată	1.252	1.291
Total	22.585	25.537

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 munca aferenta concediilor de odihna neefectuate).

22. 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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII 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. 116/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024	-	-	-	9,17
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:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 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:

	31decembrie2025	31 decembrie 2024
Venituri din serviciul de transport	1.854.503	1.619.446
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	337.165	282.080
Venituri din energia reactivă	1.868	1.660
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	23.884	25.790
Venituri din tranzacții CPT	45.834	95.481
Venituri din serviciul de transport – total	2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem	564.253	571.078
Venituri din ajutoare de avarie	9.533	62.199
Venituri din servicii de sistem – total	573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare	2.676.211	4.965.725
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	101.248	178.498
Alte venituri	101.248	178.498
Total venituri	5.614.500	7.801.956

Prezentăm situația clienților cu peste 10% din veniturile totale ale Grupului înregistrate în anul 2025, respectiv în anul 2024:

		31 decembrie 2025		31 decembrie 2024
CIGA ENERGY SA	1.010.478	18%	1.580.194	20%
ELECTRICA FURNIZARE SA	641.396	11%	1.129.433	16%
HIDROELECTRICA SA	634.306	11%	956.674	14%
CINTA ENERGY SA	471.727	8%	1.246.053	12%

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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, 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, 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. Licitările 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 directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – "IDA" care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței. În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

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.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

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

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 1.906 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;
- ✓ 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.

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, 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 acesteia 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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

La solicitarea OTS vecini, în cursul anului 2025 au fost acordate ajutoare de avarie în sumă totală de 9.533, 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.

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 2.285.514, 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.

23. Cheltuieli pentru operarea sistemului și piața de echilibrare

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	541.398	609.330
Cheltuielile cu congestiile	-	107
Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET	38.508	45.850
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	17.443	12.840
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compensation)	43.474	47.486
Total cheltuieli pentru operarea sistemului	640.831	715.613
Cheltuieli privind serviciile de sistem	705.985	523.611
Cheltuielile privind piața de echilibrare	2.676.254	4.965.535
Total	4.023.069	6.204.759

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 67.925 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 în anul 2025 comparativ cu anul 2024.

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 17.443, mai mari cu 4.603 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 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.

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;

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

- 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

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2025, în sumă de 2.676.254, au fost semnificativ mai mici, respectiv cu suma de 2.289.282, 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.

24. Amortizare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	301.970	288.595
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	9.557	8.719
Total	311.527	297.314

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **301.970** (288.595 la 31 decembrie 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 recunoscute conform IFRS 16 sunt în sumă de **9.557** (8.719 la 31 decembrie 2024). Grupul 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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”. Totodată începând cu anul 2025 se recunoaște dreptul de utilizare aferent vehiculelor intrate prin intermediul unui contract de leasing.

25. Cheltuieli cu personalul

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli cu personalul, din care:	541.951	489.463
Cheltuieli cu salariile personalului	457.326	432.040
Cheltuieli sociale	15.734	16.007
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților	23.743	24.145
Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii	6.680	6.214
Cheltuieli privind asigurările și protecția socială	40.784	32.826
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate	(2.270)	(21.761)
Alte cheltuieli	(46)	(8)

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2025 înregistrează o creștere în sumă de 52.488 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);
- 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:

Număr salariați	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Transelectrica SA	2.018	2.026
Smart SA	599	599
Teletrans SA	235	234

26. Alte cheltuieli din exploatare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	160.092	142.963
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	1.229	1.255
Cheltuieli cu redevențele și chiriiile	8.140	7.115
(Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	-	(12.722)
Alte cheltuieli	26.005	34.692
Total	195.466	173.302

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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

- 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.;
- creșterea cheltuielilor cu redevențele și chirile, din care în anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli cu redevența în sumă de 7.513, mai mari cu 933 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 mărfurile (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 chirile reprezintă sume aferente chirilor 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 chirile valoarea redevenței este de 7.513.

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 pentru anul 2025 și cu 658 pentru anul 2024.

Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența. În anul 2024 s-a înregistrat o cheltuială cu redevența în sumă de 6.581.

În anul 2025 poziția (Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante în sumă de 10.252, este prezentată diferit, respectiv în Nota 10 Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor în sumă de 6.452 și în Nota 9 (Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri în sumă de 3.343.

27. Alte câștiguri sau pierderi

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	2.812	-
(Câștiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale	(7.227)	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	828	-
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(261)	-
Total	(3.848)	-

În anul 2025 s-a întocmit o nouă notă explicativă pentru reflectarea separată a altor câștiguri sau pierderi din exploatare. Pentru conformitate și comparabilitate cu prezentarea curentă s-au reflectat și sumele aferente anului 2024 în sumă totală de 3.294, astfel:

- (Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale în suma de 2.136
- (Câștiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale în suma de 9
- (Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare în suma de 1.149.

În anul 2025, aceste cheltuieli au înregistrat o diminuare comparativ cu anul 2024, determinată, în principal, de înregistrarea unor cheltuieli de exploatare cu pierderi din creanțe (REGIA AUTONOMĂ

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE SA), de reluarea la venituri a ajustărilor pentru deprecierea imobilizărilor aferente investiției în curs de execuție declassată, a ajustării pentru deprecierea obiectivului de investiții „LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României”, precum și de înregistrarea diferențelor de curs valutar aferente activității operaționale etc.

28. Rezultat financiar net

	31decembrie2025	31 decembrie 2024
Venituri din dobânzi	11.898	7.217
Venituri din diferențe de curs valutar	1.009	4.965
Alte venituri financiare	22.185	14.697
Total venituri financiare	35.091	26.879
Cheltuieli privind dobânzile	(8.391)	(10.009)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(2.470)	(6.797)
Alte cheltuieli financiare	(12)	(399)
Total cheltuieli financiare	(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(378)	-
Rezultatul financiar net	23.841	9.675

În anul 2025 Grupul a considerat prezentarea unor elemente 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 828, comparativ cu anul 2024 când diferențele de curs valutar aferente activității operaționale au fost în sumă de (96).

La data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **23.841**, mai mare cu 14.167 față de anul anterior (9.675 la 31 decembrie 2024), influențat, în principal, de creșterea veniturilor din dividende încasate de la OPCOM SA în sumă totală de 22.124, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

La 31 decembrie 2025, în valoarea totală de 8.391(cheltuieli privind dobânzile) (10.009 la 31 decembrie 2024), suma de 527 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing (524 la 31 decembrie 2024).

Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor reprezintă partea din rezultatul aferent entității controlate în comun GECO Power Company. La data de 31 decembrie GECO a înregistrat pierdere, cota Companiei din aceasta pierdere reprezentând astfel o cheltuială în valoare de **378**.

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

Moneda	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Lei / Euro	5,0985	4,9741

29. 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 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.

- **SMART – D.G.**

În data de 12.01.2026 D.G. a efectuat un control pentru verificarea aspectelor sesizate prin petiție, sub aspectul legislației și realității operațiunilor economico-financiare semnalate pe perioada 01.01.2021 – 31.12.2025.

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

30. Angajamente și contingente

➤ Angajamente

La 31 decembrie 2025, Grupul avea angajamente în valoare de 2.484.362 lei (1.391.498 la 31 decembrie 2024) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

➤ Terenuri utilizate de Grup

Conform politicii Grupului, 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.

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 calitate 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.

➤ 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 Grupului 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

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 RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.517.

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, reprezentând contravaloare bonus perioada noiembrie 2015-aprilie 2016 și regularizare bonus în valoare de 11.024, precum și suma de 1.322, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal.

Valoare în litigiu: 12.346

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 a fost achitată de către Companie în mai 2024.

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 2.918 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: 15.699

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, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.918, 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 15.699 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 2020-2022” 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.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

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

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

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

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 judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia. Termen de judecată: **31.03.2026**

• **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, 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 1.294 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

Stadiu dosar:

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11 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 29-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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii Lei, dacă nu este indicat altfel)

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 la suma de 2.316. 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 180 reprezentând taxa judiciară de timbru.

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

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 și PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914 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 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 CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216 lei CNTEE Transelectrica 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

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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

formulată de pârâțul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.
Municipiul Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu SMART după cum urmează:

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei 4.467 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

Stadiu dosar: La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467 precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.194 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 cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 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, CNTEE Transelectrica 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, Arelco Power SRL, Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy și alții).

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

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

➤ **Garantii**

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

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Garanții acordate, din care:	316.014	537.109
- scrisori de garanție acordate – producție	124.602	157.286
- scrisori de garanție acordate – investiții	16.412	29.823
- alte garanții acordate	175.000	350.000
Garanții primite, din care:	1.130.453	821.959
- scrisori de garanție primite – producție	302.538	327.366
- scrisori de garanție primite – investiții	780.058	446.737
- alte garanții primite	47.857	47.856

Provizioanele pentru costul preconizat al obligațiilor de garanție privind vânzarea de bunuri sunt recunoscute la data vânzării produselor relevante, la cea mai bună estimare a directorilor privind cheltuielile necesare pentru stingerea obligației grupului.

Garanțiile legate de vânzări nu pot fi achiziționate separat și servesc drept asigurare că produsele vândute respectă specificațiile convenite. În consecință, grupul contabilizează garanțiile în conformitate cu IAS 37 Provizioane, Datorii contingente și Active contingente.

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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 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 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 76.391 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.

➤ **Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2025**

La 31 decembrie 2025, rezervele din reevaluare (nete de impozit) sunt în valoare de 1.496.393 (la 31 decembrie 2024 în sumă de 1.596.896).

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 acesteia pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, a rezervelor menționate în paragraful anterior.

➤ **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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii Lei, dacă nu este indicat altfel)

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 injectia 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.

1) 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: *Componente tarifare –*

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

¹ Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 68/2024 cu modificările și completările ulterioare.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	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)

	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

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.

Contingente

La 31 decembrie 2025, **datoriile contingente** sunt în valoare de 49.219. 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.

31. Părți afiliate

i) Părți afiliate – tranzacții

Tranzacțiile desfășurate în 2025 și 2024 cu părțile afiliate sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
FORMENERG SA	-	-	3	7
TOTAL	-	-	3	7

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

În timpul anului societatea Formenerg a fuzionat cu societatea Teletrans, așa cum a fost menționat anterior.

ii) 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	Achiziți		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	749.234	1.946.094	109.789	226.959
Complexul Energetic Oltenia	468.882	586.388	59.677	66.628
Electrocentrale Bucuresti	281.524	261.776	56.720	23.470
Societate Electrocentrale Craiova	84.576	76.866	7.850	5.192
Thermoenergy Group SA	25.944	29.108	3.808	2.027
SNGN Romgaz SA	9.518	21.916	2.734	2.109
SCE Valea Jiului SA	8.522	11.751	1.865	1.131
Nuclearelectrica	257	24.367	30	7.321
OPCOM SA	2.763.526	1.833.386	90.190	644.297
TOTAL	4.391.618	4.791.653	332.212	979.134

Client	Vânzări		Creanțe comerciale*)	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	715.382	1.037.447	160.879	50.584
Complexul Energetic Oltenia	126.397	189.784	24.797	20.551
Nuclearelectrica	33.339	44.396	3.649	-
SNGN Romgaz SA.	16.380	32.581	3.292	990
Electrificare CFR SA	29.060	31.974	6.217	2.425
Electrocentrale Bucuresti	20.558	17.715	4.150	-
SCE Valea Jiului SA	13.288	16.559	2.800	572
Societate Electrocentrale Craiova	6.665	8.460	473	394
OPCOM SA	1.449.258	3.637.185	101.497	634.691
TOTAL	2.371.215	5.016.102	309.137	710.206

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

În cursul anului 2025, Compania a încasat dividende de la OPCOM în sumă de 22.108.

Tipurile de tranzacții desfășurate în anul 2025 cu Opcom reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

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.

32. Salarizarea conducerii

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:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
<u>Angajați cu CIM în funcții de conducere</u>		
Beneficii pe termen scurt	67.105	28.500
Alte beneficii pe termen lung	1.111	316
<u>Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere</u>		
Beneficii pe termen scurt (Componenta fixă)	6.635	5.029
Beneficii (chirie, transport)	327	-
Total	75.177	33.845

În cadrul notei la decembrie 2025 s-a prezentat și salarizare conducerii filalelor, iar pentru o prezentare conformă la decembrie 2024 suma totală a fost 69.807.

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.

33. Interese minoritare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	-	-
Pondere pierderii în an	-	-
Interese minoritare adiționale	-	-
Sold la sfârșitul perioadei	-	-

34. Instrumente financiare

Managementul riscului financiar

Grupul 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 Grupului se axează asupra impredictibilității pieței financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse ale performanței financiare a Grupului. Riscul de piață este riscul care produce schimbări asupra prețurilor pieței, precum schimbul valutar și rata dobânzii ce vor afecta veniturile Grupului sau valoarea deținerilor de instrumente financiare.

Grupul 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 Grupului de a compensa eficient oportunitățile și amenințările.

Această notă prezintă informații cu privire la expunerea Grupului 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

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii Lei, dacă nu este indicat altfel)

Fluxurile de numerar operaționale ale Grupul sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor, în principal ca urmare a împrumuturilor pe termen lung în valută contractate de la banci finanțatoare externe. Grupul 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 Grupul este prezentat în continuare:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixă		
Datorii financiare	8.182	32.205
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabilă		
Datorii financiare	177.643	8.354

Analiza de senzitivitate 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 31 decembrie 2025	Profit 31 decembrie 2024
Instrumente cu rata variabilă (-1%)	1.776	84
Total	1.776	84

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 pricipal cursurile de schimb valutar. rămân constante.

	Pierdere 31 decembrie 2025	Pierdere 31 decembrie 2024
Instrumente cu rata variabilă (+1%)	(1.776)	(84)
Total	(1.776)	(84)

Riscul valutar

Grupul 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 Grupului este leul românesc. Grupul 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 Grupul 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	761.192	749.185	12.001	6
Creanțe	3.371.004	2.227.700	1.143.304	-
Expunerea brută active	4.132.195	2.976.884	1.155.305	6
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.453.470	2.324.872	1.125.437	3.161
Împrumuturi	185.825	177.643	8.182	-
Expunerea brută datorii	3.639.295	2.502.515	1.133.618	3.161
Expunerea netă la data de raportare	492.900	474.369	21.686	(3.155)

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 Decembrie 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	707.174	679.442	27.711	22
Creațe	3.782.840	2.279.595	1.503.223	22
Expunerea brută active	4.490.014	2.959.037	1.530.933	44
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.889.713	2.316.112	1.573.601	-
Împrumuturi	40.559	8.354	32.205	-
Expunerea brută datorii	3.930.272	2.324.466	1.605.806	-
Expunerea netă la data de raportare	559.742	634.571	(74.873)	44

Creațele comerciale și alte creațe, 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	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 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 31 decembrie 2025	Profit 31 decembrie 2024
EUR	(2.169)	7.487
USD	(315)	4
Total	(2.484)	7.492

O depreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi avut un efect similar dar de sens contrar asupra sumelor de mai sus, presupunând că toate celelalte variabile au rămas constante.

	Pierdere 31 decembrie 2025	Pierdere 31 decembrie 2024
EUR	2.169	(7.487)
USD	315	(4)
Total	2.484	(7.492)

Riscul de credit

Riscul de creditare este riscul în care Grupul 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 creațele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar.

Tratamentul riscului de contrapartidă se bazează pe factori de succes interni și externi ai Grupului. 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 Grupul riscului de încasare sunt în principal creațele comerciale și

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

numerarul și echivalentele de numerar. Grupul 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.

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	Valoarea netă	Valoarea netă
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Creante comerciale nete	2.422.234	2.580.095
Alte creante nete și avansuri către fz	552.154	930.509
TVA de recuperat	396.616	272.236
Numerar și echivalente de numerar	761.192	707.174
Total	4.132.195	4.490.014

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea bruta	Ajustare
	31 decembrie	deprecieri 31	31 decembrie	deprecieri 31
	2025	decembrie	2024	decembrie
		2025		2024
Neajunse la scadență	2.322.978	10	2.491.830	27
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(703)	-	2.219	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	1.666	-	492	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	9.826	160	78	-
Scadența depășită între 180 – 270 zile	642	-	(31)	-
Scadența depășită între 270 – 365 zile	22	-	(8)	-
Mai mult de un an	214.784	126.811	213.581	128.038
Total	2.549.214	126.980	2.708.160	128.066

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea bruta	Ajustare
	31 decembrie	deprecieri 31	31 decembrie	deprecieri 31
	2025	decembrie	2024	decembrie
		2025		2024
Neajunse la scadență	905.613	330	1.180.385	331
Scadența depășită între 1 – 30 zile	71	-	1.197	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	627	-	4.784	-
Scadența depășită între 90 – 180 zile	17.923	325	424	342
Scadența depășită între 180 – 270 zile	6.869	41	1.154	911
Scadența depășită între 270 – 365 zile	680	331	849	413
Mai mult de un an	88.750	70.737	86.985	71.036
Total	1.020.533	71.764	1.275.778	73.033

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	128.066	130.158
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	2.598	288
Reluare ajustări pentru depreciere	3.683	2.381
Sold la sfârșitul perioadei	126.981	128.066

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii 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	73.033	84.933
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.725	7.431
Reluare ajustări pentru depreciere	2.994	19.331
Sold la sfârșitul perioadei	71.764	73.033

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este riscul potrivit căruia Grupul 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	2.976.884	2.959.037
Active monetare în monedă străină	1.155.311	1.530.977
Total active	4.132.195	4.490.014
Datorii		
Datorii monetare în RON	(2.502.515)	(2.324.466)
Datorii monetare în monedă străină	(1.136.779)	(1.605.806)
Total datorii	(3.639.295)	(3.930.272)
Pozitia monetara neta in RON	474.369	634.571
Pozitia monetara neta in moneda straina	18.531	(74.829)

Tabelul următor prezintă scadența contractuală a datoriilor financiare, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1-2ani	2-5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.430.884	3.430.884	3.413.011	14.714	3.159	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	22.585	22.585	22.585	-	-	-
Împrumuturi	185.825	195.823	184.354	980	490	-
Total	3.639.295	3.649.293	3.619.951	15.694	3.650	-

31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1-2ani	2-5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.864.176	3.838.172	3.858.507	1.604	4.065	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	25.537	25.613	25.537	-	-	-
Împrumuturi	40.559	47.205	32.641	6.483	1.435	-
Total	3.930.272	3.910.990	3.916.685	8.087	5.500	-

Tabelul următor prezintă scadența contractuală a activelor financiare inclusiv plata dobânzilor:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12 luni	1-2 ani	2-5 ani	>5 ani
Active financiare						
Creante comerciale nete	2.422.234	2.422.234	2.422.234	-	-	-
Alte creanțe nete și avansuri către fz	552.154	552.154	552.154	-	-	-
TVA de recuperat	396.616	396.616	396.616	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	761.192	761.192	761.192	-	-	-
Total	4.132.195	4.132.195	4.132.195	-	-	-
31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12 luni	1-2 ani	2-5 ani	>5 ani
Active financiare						
Creante comerciale nete	2.580.095	2.580.095	2.580.095	-	-	-
Alte creanțe nete și avansuri către fz	930.509	930.509	930.509	-	-	-
TVA de recuperat	272.236	272.236	272.236	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	707.174	707.174	707.174	-	-	-
Total	4.490.014	4.490.014	4.490.014	-	-	-

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 2024 și 31 decembrie 2023, 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	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.422.234	2.422.234
Numerar și echivalente de numerar	761.192	761.192
Alte creanțe nete și avansuri către fz	552.154	552.154
TVA de recuperat	396.616	396.616
Total	4.132.195	4.132.195
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi	1.471	1.471
Total	1.471	1.471
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.414.967	3.414.967
Împrumuturi	184.354	184.354
Sume datorate angajaților și alte datorii	38.503	38.503
Total	3.637.824	3.637.824
31 decembrie 2024	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.580.095	2.580.095
Numerar și echivalente de numerar	707.174	707.174
Alte creanțe nete și avansuri către fz	930.509	930.509
TVA de recuperat	272.236	272.236
Total	4.490.014	4.490.014

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2024	Valoare contabilă	Valoare justă
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi	7.918	7.918
Total	7.918	7.918
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.848.033	3.848.033
Împrumuturi	32.641	32.641
Sume datorate angajaților și alte datorii	41.680	41.680
Total	3.922.354	3.922.354

Categorii de instrumente financiare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Disponibilități bănești	761.192	707.174
Creanțe	3.371.004	3.782.840
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.639.295	3.930.272

Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2025, media de vârstă a personalului Grupului este ridicată. Există posibilitatea ca în viitor, Grupul 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 lung și termen scurt	185.825	40.559
Disponibilități bănești	(761.192)	(707.174)
Datoria netă	(575.367)	(666.615)
Datorii totale	4.824.152	4.870.782
Total capitaluri proprii	5.897.683	5.656.984
Gradul de îndatorare (Total datorii/Capital propriu)	0,82	0,86

35. 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 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,
- pentru servicii non-audit în suma de 477.

Acestea vor fi achitate în cursul anului 2026.

36. 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/combaterea 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 (emisii 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).

37. 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.**

- **Tarifele 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:

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;

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

- 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.

- **Moody's reconfirmă rating-ul Baa3**

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. Transelectrica 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 consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială