

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

**Situații Financiare Consolidate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2024**

**Întocmite în conformitate cu
Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană
precum și în concordanță cu solicitarea acționarului majoritar**

CNTEE TRANSELECTRICA SA –IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2024 IFRS	31 decembrie 2023 IFRS
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	5.915.254	5.558.143
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	8.150	15.048
Imobilizări necorporale	7	15.371	12.143
Imobilizări financiare	8	40.833	40.673
Total active imobilizate		5.979.608	5.626.007
Active circulante			
Stocuri	9	58.144	61.975
Creanțe comerciale și alte creanțe	10	3.782.840	2.116.460
Impozit pe profit de recuperat		-	-
Alte active financiare	12	-	-
Numerar și echivalente de numerar	11	707.174	526.900
Total active circulante		4.548.158	2.705.335
Total active		10.527.766	8.331.342
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		49.843	49.843
Rezerve legale		146.606	146.606
Rezerve din reevaluare		1.596.896	1.738.703
Alte rezerve		256.747	195.751
Rezultatul reportat		2.873.861	2.204.203
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	13	5.656.984	5.068.137
Interese minoritare	32	-	-
Total capitaluri proprii		5.656.984	5.068.137
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	14	538.015	519.116
Împrumuturi pe termen lung	15	7.918	31.906
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing clădire-termen lung	17	1.604	7.073
Datorii privind impozitele amânate	19	209.525	253.105
Obligații privind beneficiile angajaților	16	116.159	97.888
Alte datorii pe termen lung	17	5.613	-
Total datorii pe termen lung		878.834	909.088

CNTEE TRANSELECTRICA SA –IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2024 IFRS	31 decembrie 2023 IFRS
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	17	3.855.244	2.200.950
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire- termen scurt	17	7.328	9.253
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	21	25.537	26.047
Împrumuturi pe termen scurt	15	32.641	31.600
Provizioane	18	35.953	67.191
Venituri în avans pe termen scurt	14	22.232	16.138
Impozit pe profit de plată		13.013	2.938
Total datorii curente		3.991.948	2.354.117
Total datorii		4.870.782	3.263.205
Total capitaluri proprii și datorii		10.527.766	8.331.342

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 30 aprilie 2025:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**

**Victor
MORARU**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Președinte
Directorat

Membru
Directorat

Membru
Directorat

Membru
Directorat

Membru
Directorat

Florin STANCIU – Manager DSFTM
P.Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2024 IFRS	31 decembrie 2023 IFRS
Venituri din exploatare			
Venituri din serviciul de transport		2.024.457	1.956.027
Venituri din servicii de sistem		633.277	390.661
Venituri privind piața de echilibrare		4.965.724	2.269.419
Alte venituri		178.498	94.995
Total venituri din exploatare	22	7.801.956	4.711.102
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	23	(715.613)	(640.426)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	23	(4.965.535)	(2.268.981)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	23	(523.611)	(499.185)
Amortizare	24	(297.314)	(272.406)
Cheltuieli cu personalul	25	(489.463)	(447.429)
Reparații și mentenanță		(66.410)	(55.445)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(23.015)	(21.172)
Alte cheltuieli din exploatare	26	(173.302)	(210.705)
Total cheltuieli din exploatare		(7.254.263)	(4.415.749)
Rezultat din exploatare		547.693	295.353
Venituri financiare		26.879	35.896
Cheltuieli financiare		(17.204)	(38.254)
Rezultat financiar net	27	9.675	(2.358)
Rezultat înainte de impozitul pe profit		557.368	292.995
Impozit pe profit	19	(395)	(29.934)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		556.973	263.061
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Proprietarilor Grupului		556.973	263.061
Intereselor Minoritare		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	20	7,60	3,59

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2024 IFRS	31 decembrie 2023 IFRS
Rezultatul exercițiului		556.973	263.061
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	(6.014)	(203.451)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	19	-	1.275.560
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	16	(414)	905
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		(6.428)	1.073.014
Rezultatul global total		550.545	1.336.075

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 30 aprilie 2025:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Președinte
Directorat

**Victor
MORARU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Florin STANCIU – Manager DSFTM
P.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 2024

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

IFRS	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 30 aprilie 2025:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Victor
MORARU**
Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Florin STANCIU – Manager DSFTM
P.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 2024

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

IFRS	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 ianuarie 2023	733.031	49.843	146.606	734.233	39.351	1.929.015	3.632.079	-	3.632.079
Rezultatul global al perioadei	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	263.061	263.061	-	263.061
Alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	905	905	-	905
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	1.275.560	-	-	1.275.560	-	1.275.560
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(203.451)	-	-	(203.451)	-	(203.451)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	1.072.109	-	905	1.073.014	-	1.073.014
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	1.072.109	-	263.966	1.336.075	-	1.336.075
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(67.638)	-	67.638	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	(4.372)	(4.372)	-	(4.372)
Total alte elemente	-	-	-	(67.638)	-	63.267	(4.372)	-	(4.372)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	156.400	-	156.400	-	156.400
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(52.045)	(52.045)	-	(52.045)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	156.400	(52.045)	104.355	-	104.355
Sold la 31 decembrie 2023	733.031	49.843	146.606	1.738.703	195.751	2.204.203	5.068.137	-	5.068.137

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 30 aprilie 2025:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Victor
MORARU**
Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Florin STANCIU – Manager DSFTM
P.Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2024 IFRS	31 decembrie 2023 IFRS
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	556.973	263.061
Ajustări pentru:		
Cheltuiala cu impozitul de profit	395	29.934
Cheltuieli cu amortizarea	297.314	272.406
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	34	38.761
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(6.968)	(47.116)
Pierderi din debitori diverși	9.308	54.752
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(13.428)	8.682
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(1.480)	(1.262)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net	2.080	437
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	9	18.363
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net	(20.612)	651
Cheltuieli financiare nete privind ajustările pentru pierderea de valoare a imobilizărilor	389	-
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar	(11.362)	2.769
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	812.652	641.438
Modificări în:		
Stocuri	6.923	(8.448)
Clienți și conturi asimilate	(1.655.313)	1.171.127
Datorii comerciale și alte datorii	1.683.048	(1.209.775)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(510)	8.669
Venituri în avans	43.495	95.960
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	890.295	698.971
Dobânzi plătite	(2.759)	(3.815)
Impozit pe profit plătit	(32.150)	(36.116)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	855.386	659.040
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(687.111)	(439.270)
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	-	242
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	42.494	117.145
Dobânzi încasate	7.008	6.482
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	3.374	1.801
Dividende încasate/plătite	15.761	1.988
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(618.474)	(311.612)

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2024 IFRS	31 decembrie 2023 IFRS
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finantare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(23.978)	(23.850)
Utilizare linie de credit capital de lucru	-	-
Utilizare linie de credit Smart	1.281	1.371
Rambursări împrumuturi pe termen scurt variație	-	(67.618)
Plăți leasing clădire	(12.247)	(11.331)
Dividende plătite	(21.694)	(52.781)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(56.638)	(154.209)
 Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	 526.900	 333.681
 Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	 180.274	 193.219
 Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	 707.174	 526.900

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 30 aprilie 2025:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**

**Victor
MORARU**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Președinte
Directorat

Membru
Directorat

Membru
Directorat

Membru
Directorat

Membru
Directorat

Florin STANCIU – Manager DSFTM
P.Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

1. DESCRIEREA ACTIVITAȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE

Principală activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) și a filialelor sale (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. 1413/10.07.2024, a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății („ownership unbundling”) prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

Adresa sediului social este: Strada Olteni nr. 2 – 4 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 2023 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.

Inființarea 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.

După cum este prezentat în Nota 13, acționarii CNTEE Transelectrica SA la 31 decembrie 2024 sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), NN Group NV 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 16.442.683 acțiuni (22,43%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 5.078.895 acțiuni (6,92%).

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.

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2023, cuprind situațiile financiare ale Societății mamă și ale filialelor sale Smart SA și Teletrans SA, denumite împreună „Grupul”.

STRUCTURA GRUPULUI

Filialele Grupului care intră în perimetrul de consolidare precum și procentul acțiunilor deținute de Companie sunt prezentate în continuare:

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Entitatea	Țara de origine	31 Decembrie 2024	31 Decembrie 2023
		% din acțiuni	% din acțiuni
SMART SA	România	100	100
TELETRANS SA	România	100	100

SMART SA

Filiala 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.

Filiala 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.

Filiala 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 31.12.2024 este de 38.529, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

Filiala TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinelor 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, Filiala 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.

Filiala 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.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2024 este de 6.874, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

Misiunea Grupului

Misiunea Grupului este asigurarea siguranței și securității în funcționare a Sistemului Energetic Național (SEN), cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute de reglementările tehnice în vigoare și prestarea unui serviciu public pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistantă 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.

În data de 17 ianuarie 2025, agenția de rating de credit Moody's Investors Service a publicat opinia de credit actualizată, prin care evaluează capacitatea prezentă și viitoare a Companiei de a-și îndeplini obligațiile de plată față de creditori, acordând calificativul Baa3 perspectivă stabilă (reconfirmarea calificativului din anul anterior). CNTEE Transelectrica SA se află pentru al patrulea an consecutiv în categoria investment-grade Baa3 (risc investițional moderat), având în vedere importanța strategică a Companiei, îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare, precum și beneficiul dat de suportul guvernamental în caz de dificultăți financiare.

Obținerea ratingului Baa3 cu perspectivă stabilă consolidează o poziție favorabilă cu privire la capacitatea

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Companiei de a-și onora obligațiile financiare prezente și viitoare, arătând că Transelectrica își desfășoară activitatea într-un cadru de reglementare îmbunătățit, având un profil financiar solid, cu un nivel redus de îndatorare și valori financiare puternice, stabile și predictibile.

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 în baza licenței nr. 161/2000 pentru transportul energiei electrice și furnizarea serviciului de sistem emisă de ANRE, valabilă până în 2025, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1413/10.07.2024 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 este o activitate de interes general în domeniul energiei electrice, autorizată și monitorizată de o autoritate publică (serviciu public), cu caracter de monopol natural. Tarifele practicate de Companie pentru serviciile de transport și de sistem sunt stabilite și aprobate de ANRE (a se vedea Nota 22).

Anul 2024 este al cincilea an din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a patra de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024). Coordonatele principale ale perioadei a IV-a de reglementare au fost stabilite de către 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.171/2019, cu modificările și completările ulterioare Față de formele anterioare ale metodologiei în baza cărora au fost stabilite tarifele în perioada de reglementare III (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019) și în perioada de tranziție (30 iunie 2019 – 31 decembrie 2019) de la perioada de reglementare III la perioada de reglementare IV, metodologia aplicabilă

la stabilirea tarifelor în cadrul perioadei a patra de reglementare nu a suferit modificări substanțiale.

În ce privește aspectele fundamentale ale metodologiei (elementele principale din care este alcătuit venitul 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), acestea au rămas neschimbate asigurând continuitatea și predictibilitatea cadrului de reglementare. Setările tarifare detaliate pentru întreaga perioadă de reglementare multianuală IV au fost stabilite inițial în cursul anului 2019.

În cursul anului 2020, în conformitate cu metodologia aplicabilă, a avut loc o revizuire a coordonatelor de perioadă aprobate anterior. Această revizuire a fost necesară și prin prisma modificării configurației tarifare în sensul comasării tarifului pentru activitatea de transport cu tariful aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Comasarea celor două tarife menționate a avut loc prin absorbția în tariful de transport a tarifului aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Astfel, a fost necesară revizuirea setărilor inițiale de start (Baza Activelor Reglementate) și de programare a costurilor aprobate pentru orizontul perioadei de reglementare, pentru a include activele și costurile aferente activității de servicii funcționale de sistem în setările de start și în programarea multianuală a perioadei a patra de reglementare. Anterior, programarea costurilor aferente activității de servicii funcționale de sistem era revizuită și stabilită anual la aprobarea tarifului pentru servicii funcționale de sistem, metodologia anterioară neprevăzând stabilirea și aprobarea unei programări multianuale pentru aceste costuri.

Pe lângă comasarea celor două tarife menționate, prezentată mai sus, în procesul de revizuire a coordonatelor perioadei de reglementare IV au intrat și anumite elemente aprobate inițial pentru activitatea de transport, cum ar fi planul de investiții (revizuit ușor în scădere pentru îndreptarea unei erori tehnice produse la stabilirea inițială a programării – valorile de program au fost raportate inițial în termeni nominali, pentru scopul programării fiind necesară ajustarea valorilor raportate inițial prin extragerea inflației estimate pentru perioada de reglementare), valoarea Bazei Activelor Reglementate la 1 ianuarie 2020 (revizuită pe baza investițiilor efectiv realizate în semestrul al doilea al anului 2019), punctul de start și panta de eficiență impusă pentru costurile de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței (punctul de start a fost revizuit prin includerea în media istorică multianuală a costurilor realizate în semestrul al doilea al anului 2019 și prin eliminarea din media istorică multianuală a anumitor costuri care au fost reîncadrate în categoria costurilor necontrolabile în a patra perioadă de reglementare, panta de eficiență a fost redusă de la 1,5% la 1,0%), prețul de prognoză pentru achiziția energiei electrice pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețeaua de transport (revizuit prin indexarea cu inflația realizată în semestrul al doilea al anului 2019).

În contextul creșterii semnificative a prețurilor energiei electrice pe piețele angro începând cu vara anului 2021, la nivelul cadrului legislativ și de reglementare au fost implementate o serie de măsuri având ca scop atenuarea impactului semnificativ al acestei evoluții asupra costurilor suportate de operatorii rețelelor publice de transport și distribuție a energiei electrice cu achiziția din piața angro a energiei necesare pentru acoperirea consumurilor proprii tehnologice în rețele:

- în conformitate cu cadrul de reglementare emis de ANRE, la stabilirea tarifului de transport intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2022, a fost majorată componenta de venit inclusă în tarif destinată acoperirii costurilor cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport, față de valoarea stabilită inițial pentru anul 2022 în cadrul programării multianuale a costurilor pentru perioada de reglementare 2020-2024;
- în conformitate cu cadrul legislativ (OUG nr. 27/2022), la 1 aprilie 2022 tariful de transport al energiei electrice s-a modificat în sens crescător față de perioada 1 ianuarie – 31 martie 2022, cu aplicabilitate extinsă și în primul trimestru al anului 2023. Această creștere a tarifului a avut rolul de a asigura recuperarea de către Companie a deficitului înregistrat în anul 2021 între venitul inclus în tarif și costul real al energiei electrice achiziționate din piața angro pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport. Această măsură a devansat procesul de recuperare a deficitului din anul 2021, care în conformitate cu reglementările ANRE s-ar fi realizat un an mai târziu și anume în anul 2023;
- în conformitate cu cadrul legislativ (OUG nr. 119/2022), a fost introdusă măsura capitalizării costurilor suplimentare cu consumul propriu tehnologic, respectiv a diferenței între costul realizat și costul inclus în tariful de transport. Astfel, la stabilirea tarifului de transport cu aplicabilitate în perioada 1 aprilie 2023 – 31 decembrie 2023, componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

a constituit elementul principal care a condus la majorarea tarifului mediu de transport al energiei electrice față de perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023. Recuperarea prin tariful de transport a acestei diferențe urmează a fi realizată în mod eșalonat pe o perioadă de cinci ani. Pentru diferența capitalizată în anul 2022, recuperarea prin tariful de transport va fi realizată în perioada 2023-2027.

- Prin Legea nr.357/13.12.2022 privind aprobarea OUG nr. 119/2022 , măsura capitalizării a fost prelungită pentru perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025.

Efectul cumulat al măsurilor menționate mai sus a fost de echilibrare a veniturilor și a costurilor Companiei, în condițiile creșterii semnificative a costurilor cu consumul propriu tehnologic pe fondul creșterii ample a prețurilor energiei electrice pe piețele angro. Totodată, cele trei majorări ale tarifului de transport, aplicate la 1 ianuarie 2022, la 1 aprilie 2022, 1 aprilie 2023 și 1 ianuarie 2024 au contribuit și la reducerea presiunii pe care costurile crescute au exercitat-o asupra fluxurilor de numerar.

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 2024, rata reglementată a rentabilității activelor pentru activitatea de transport al energiei electrice, exprimată în termeni reali înainte de impozitare, a avut următoarele valori:

- 6,39% valoare stabilită în reglementările ANRE și aplicată în intervalul 01 ianuarie 2024 - 31 decembrie 2024.

Față de valoarea de 6,39%, precizăm că reglementările ANRE au stabilit și un stimulent pentru investițiile noi realizate în rețeaua electrică de transport sub forma acordării unui supliment la valoarea ratei reglementate a rentabilității, în cuantum de un punct procentual și a unui stimulent în valoare de două puncte procentuale peste rata reglementată a rentabilității aprobată pentru mijloacele fixe aferente investițiilor în rețea puse în funcțiune începând cu data de 1 februarie 2021 și relizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte cofinanțate din fonduri europene nerambursabile. Astfel, investițiile noi realizate în rețeaua electrică de transport începând cu anul 2021 sunt remunerate cu o rată de rentabilitate reglementată în cuantum total de 7,39%.

La începutul anului 2024, valoarea BAR aferentă activității de transport al energiei electrice, stabilită de ANRE în baza investițiilor realizate de CNTEE Transelectrica SA în a treia perioadă de reglementare, în baza investițiilor realizate în perioada tarifară tranzitorie - semestrul al doilea al anului 2019 și în baza investițiilor realizate în următorii patru ani (2020, 2021, 2022 și 2023) din perioada a patra de reglementare - este de cca. 3.297 milioane lei, valoarea aceasta curpinzând reevaluarea mijloacelor fixe de la 31 decembrie 2023, acceptată de către ANRE în suma de aprox 833 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 patra de reglementare este de cca. 1.587 milioane lei. Din acest volum total, s-a prognozat că o parte în cuantum de cca. 644 milioane lei reprezentând cca. 40% 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 patra de reglementare a fost inclus un volum de 943 milioane lei reprezentând cca. 60% 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 parametri 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 directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică, numit în continuare "Regulamentul (UE) 2195/2017".
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe 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, 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 corepunzătoare 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 emise de OTS în calitate de ODPRE.
- 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..

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

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică, la nivelul ENTSO – E au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie. Precizăm faptul că noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care CNTEE Transelectrica SA le tranzacționa pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistra distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea 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 schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO – E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh.

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

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

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

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe 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 re tehnologizării centralelor existente. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin în România a avut loc la 1 aprilie 2011, după adoptarea de către Autoritatea Națională în domeniul Energiei (ANRE) a cadrului de reglementare necesar implementării acestei scheme.

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență reprezintă unul dintre mecanismele dezvoltate la nivelul Uniunii Europene (UE) pentru atingerea de către fiecare stat membru a țintelor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de 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 termică echivalentă, diferența raportată la energia electrică livrată în SEN de centrala de cogenerare.

Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009 stabilește cadrul legal, în conformitate cu reglementările Uniunii Europene, necesar implementării schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pe baza cererii de energie termică utilă, în vederea 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 datoriilor și creanțelor;
- ✓ supracompensarea se recuperează conform legislației naționale și a Uniunii Europene în domeniul ajutorului de stat;
- ✓ supracompensarea/bonusul necuvenit rămas neachitat de către producători, pentru care s-au întreprins toate demersurile legale, se va recupera prin includerea sumei în contribuția pentru cogenerare, conform metodologiei emise de către ANRE;
- ✓ deciziile ANRE referitoare la cuantumul supracompensării și/sau bonusului necuvenit sunt obligatorii pentru producători și se pun în aplicare în vederea recuperării prin emiterea unei decizii de către administratorul schemei în conformitate cu legislația în domeniul ajutorului de stat;
- ✓ închiderea financiară a schemei de sprijin se face în primul semestru al anului 2024, conform cadrului de reglementare elaborat de ANRE.

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

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

- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 34/2022 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015;
- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 35/2022 privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 115/2013.

Producătorii care până la data de 31 martie 2022 au beneficiat de schema de de sprijin 11 ani și care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin 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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 înțajutorarea 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 anergie 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-UE”).

Pana 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 filialelor (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 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 2024 au fost auditate de auditorul financiar al Companiei –PKF Finconta S.R.L.

Exercițiul financiar corespunde anului calendaristic.

Continuitatea activității

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

Bazele evaluării

Situațiile financiare 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), privind obligațiile aferente tranzacțiilor cu plata pe bază de acțiuni cu decontare în numerar (Nota 32) 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 amplexarea unei ieșiri de resurse;

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

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

Dat fiind faptul că, majoritatea acțiunilor Companiei sunt deținute de către Stat, conducerea Companiei consideră că aceasta este o companie publică și de aceea nu intră sub prevederile IFRIC 12 "Acorduri de concesiune a serviciilor". Având în vedere că nu există alt standard internațional de raportare financiară specific pentru acordurile de concesiune a serviciilor, Compania a considerat dacă va aplica totuși IFRIC 12, pe baza ierarhiei menționate în SIC 8 "Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori", care prevede că mai întâi să se aibă în vedere prevederile altor IFRS-uri ce tratează aspecte similare.

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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

următoarele:

- 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 taxă 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, cu excepția aspectelor prezentate în nota 3 litera (y) care prezintă modificările în politicile contabile.

(a) Bazele consolidării

(i) Filiale

Filialele sunt entități controlate de către Grup. 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 filialelor 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 șase filiale, din care 2 sunt radiate la ONRC, persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni, din care este unic acționar în următoarele: Formenerg, Teletrans, Smart, Icemenerg Service (filială care la data prezentei este radiată la ONRC), Icemenerg SA (Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice ICEMENERG SA - filială care la data prezentei este radiată la ONRC) și acționar majoritar în cazul filialei OPCOM.

Dintre filialele Companiei societățile filialele Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului.

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

- filiala Formenerg întrucât conform legislației contabile aplicabile, impactul activității acesteia este considerat nesemnificativ pentru scopul consolidării,
- filiala OPCOM întrucât administrarea se desfășoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

Filiala FORMENERG este 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. Capitalul social la 31.12.2024 este de 1.948 mii lei, vărsat integral, reprezentat prin 194.842 de acțiuni având o valoare nominală de 10 lei fiecare. Acțiunile FORMENERG sunt deținute 100% de către Transelectrica.

Filiala 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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 Filialei ICEMENERG Service SA informează asupra faptului că în data de 23.04.2021, în urma licitației desfășurate, activele societății Filiala ICEMENERG Service SA, atât cele mobile cât și cele imobile au fost valorificate în bloc, cumpărător fiind Portland Trust Developements Five SRL.

În dosarul cu nr.18051/3/2017, conform Buletinului procedurilor de insolvență nr. 9152/26.05.2022, Tribunalul București – Secția a VII-a Civilă prin sentința civilă nr.2429 a aprobat raportul final al lichidatorului judiciar, iar în baza art.175 alin 2 din Legea nr.85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, a închis procedura insolvenței împotriva debitorului Societatea Filiala „Icemenerg-Service” SA prin radierea acesteia din Registrul Comerțului București. Companiei nu i-a fost comunicată sentința până la data de 31.12.2024.

Filiala OPCOM SA a fost înființată în baza HG nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate SA, ca filială 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 desfășoară 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 31.12.2024 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%.

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.

Pierderea controlului

La pierderea controlului, Grupul recunoaște activele și datoriile filialei, orice interese care nu controlează și alte componente ale capitalurilor proprii atribuibile filialei. Orice surplus sau deficit rezultând din pierderea controlului este recunoscut în contul de profit și pierdere. Dacă Grupul păstrează orice interes în fosta filială, atunci acest interes este evaluat la valoarea justă de la data în care controlul este pierdut. Ulterior acest interes este contabilizat prin metoda punerii în echivalență sau drept un activ financiar disponibil pentru vânzare în funcție de gradul de influență păstrat.

(ii) 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.

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

Grupul a optat pentru prezentarea imobilizărilor corporale la valoarea reevaluată, cu excepția avansurilor și imobilizărilor corporale în curs de execuție ce sunt prezentate la cost istoric.

Reevaluările se efectuează de experți evaluatori independenți, cu suficientă regularitate astfel încât valoarea contabilă să nu difere în mod semnificativ de valoarea care poate fi determinată pe baza valorii juste la data raportării.

(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. Ulterior încheierii contractului de concesiune, Compania tratează activele asupra cărora are drept de utilizare ca și leasing operațional. Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului.

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. (1¹) 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.

În cazul bunurilor reprezentând imobilizări finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea amortizării investiției, respectiv la expirarea duratei normale de utilizare, a contractului de concesiune sau de închiriere, 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 2023 și 31 decembrie 2022 sunt, după cum urmează:

Moneda	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
1 EUR	4,9741	4,9746
1 USD	4,7768	4,4958

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 înregistrate inițial la valoarea justă și ulterior evaluate folosind metoda dobânzii efective mai puțin pierderile de valoare. Pierderea de valoare este recunoscută atunci când există o evidență clară că Grupul nu va putea colecta creanțele la termenul stabilit. Dificultățile financiare semnificative ale debitorului, probabilitatea ca acesta să intre în faliment sau în reorganizare financiară, întârzierile la plată (peste 180 de zile) sunt considerate indicii că aceste creanțe pot necesita ajustări de valoare.

O pierdere de valoare aferentă unui activ este diferența dintre valoarea sa contabilă și valoarea prezentă a fluxurilor de trezorerie viitoare preconizate actualizate utilizând rata de dobândă efectivă inițială a activului. Valoarea contabilă este redusă prin folosirea unui cont de pierdere de valoare, iar pierderea este înregistrată în contul de profit și pierdere în cadrul poziției „Alte cheltuieli din exploatare”.

(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.

(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 aceluiași activ recunoscut anterior în contul de profit sau pierdere.

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

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

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

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 deprecierii, activele care nu pot fi testate individual sunt grupate la nivelul celui mai mic

grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă și care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active („unitate generatoare de numerar”).

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

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

(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) Recunoașterea și derecunoașterea instrumentelor financiare nederivate

Active financiare nederivate

Grupul recunoaște inițial creanțele la data la care au fost inițiate. Toate celelalte active financiare sunt recunoscute inițial la data tranzacționării, când Grupul devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Grupul derecunoaște un activ financiar atunci când expiră drepturile contractuale asupra fluxurilor de numerar generate de activ sau când sunt transferate drepturile de a încasa fluxurile de numerar contractuale ale activului financiar printr-o tranzacție prin care riscurile și beneficiile dreptului de proprietate asupra activului financiar sunt transferate în mod semnificativ. Orice interes în activul financiar transferat care este creat sau păstrat de către Grup este recunoscut separat ca un activ sau o datorie.

Activele și datoriile financiare sunt compensate iar în situația poziției financiare este prezentată valoarea netă numai atunci când Grupul are dreptul legal de a compensa valorile și intenționează fie să le deconteze în bază netă, fie să realizeze activul și să stingă obligația simultan.

Activele financiare nederivate ale Grupului sunt reprezentate în principal de creanțe comerciale și alte creanțe și numerar și echivalente de numerar.

Datorii financiare nederivate

Grupul recunoaște inițial instrumentele de datorie emise și datoriile subordonate la data la care sunt inițiate. Toate celelalte datorii (inclusiv datoriile desemnate la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere) sunt recunoscute inițial la data tranzacționării, atunci când Grupul devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Grupul derecunoaște o datorie financiară atunci când obligațiile contractuale sunt achitate sau sunt anulate sau expiră.

Grupul clasifică datoriile financiare nederivate în categoria altor datorii financiare. Aceste datorii financiare sunt recunoscute inițial la valoarea justă minus orice costuri de tranzacționare direct atribuibile. Ulterior recunoașterii inițiale aceste datorii financiare sunt evaluate la cost amortizat utilizând metoda dobânzii

efective.

Alte datorii financiare nederivate cuprind împrumuturi, datorii comerciale și alte datorii.

(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.

Impozitul amânat nu se recunoaște pentru:

- diferențele temporare care apar la recunoașterea inițială a activelor și datoriilor provenite din tranzacții care nu sunt combinări de întreprinderi și care nu afectează profitul sau pierderea contabilă sau fiscală;
- diferențele temporare provenind din investiții în filiale sau entități controlate în comun, în măsura în care este probabil ca acestea să nu fie reluate în viitorul previzibil; și
- diferențele temporare rezultate la recunoașterea inițială a fondului comercial.

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.

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.

O creanță cu impozitul amânat este recunoscută pentru pierderi fiscale neutilizate, credite fiscale și diferențe temporare deductibile, numai în măsura în care este probabilă realizarea de profituri viitoare taxabile care să poată fi utilizate pentru acoperirea pierderii fiscale. Creanțele cu impozitul amânat sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt diminuate în măsura în care nu mai este probabilă realizarea beneficiului fiscal aferent.

(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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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. Alte beneficii pe termen lung ale angajaților sunt reprezentate de primele jubiliare.

Tranzacțiile cu plata pe baza de acțiuni cu decontare în numerar

Valoarea justă a datoriei către angajați în ceea ce privește drepturile privind aprecierea acțiunilor care sunt decontate în numerar este recunoscută ca o cheltuială în corespondență cu o creștere a datoriei în perioada în care angajații obțin dreptul necondiționat la plată. Până în momentul decontării datoriei, Grupul trebuie să reevalueze valoarea justă a datoriei la fiecare dată de raportare și la data decontării, orice modificări ale valorii juste fiind recunoscute în contul de profit și pierdere al perioadei.

Grupul recunoaște serviciile primite și o datorie de plată pentru acele servicii, pe măsură ce angajații prestează serviciile. Anumite drepturi privind aprecierea acțiunilor intră în drepturi imediat și prin urmare angajaților nu li se cere să finalizeze o perioadă specificată de serviciu pentru a fi îndreptățiți la plata în numerar. În astfel de cazuri, Grupul recunoaște la data acordării întreaga valoare a primei ca o cheltuială.

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 platită 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 cheltuială pe măsura prestării serviciilor de către angajați.

(r) Venituri

Venitul este recunoscut atunci când riscurile și beneficiile semnificative au fost transferate cumpărătorului, obținerea beneficiilor economice este probabilă, iar costurile asociate pot fi estimate în mod corect. 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

IFRIC 18 "Transferuri de active de la clienți" se aplică contractelor cu clienții în care Compania încasează disponibilități bănești de la un client când aceste disponibilități bănești trebuie să fie utilizate numai pentru construcția sau achiziția unui element de imobilizări corporale, iar Compania trebuie să utilizeze apoi această imobilizare corporală pentru conectarea clienților la rețea.

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

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

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.

Conform cu SIC 23 "Costurile îndatorării" revizuit și invocând excepția opțională de la aplicarea retroactivă potrivit IFRS 1 "Adoptarea pentru prima oară a IFRS", Grupul capitalizează costurile împrumuturilor legate de active care necesită o perioadă lungă de timp până la punerea în funcțiune sau vânzare pentru care finanțarea a fost obținută după data de 1 ianuarie 2011, data tranziției la IFRS.

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.

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

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

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendamente la IAS 1 Prezentarea situațiilor financiare - Clasificarea datoriilor în datorii pe termen scurt și datorii pe termen lung, emise de IASB în 23 ianuarie 2020, și Amendamente la IAS 1 „Prezentarea situațiilor financiare” - Datorii pe termen lung cu indicatori financiari emise de IASB în 31 octombrie 2022	Amendamentele emise în ianuarie 2020 ofera o abordare mai generală la clasificarea datoriilor prevăzută de IAS 1 plecând de la acordurile contractuale existente la data raportării. Amendamentele emise în octombrie 2022 clarifică modul în care condițiile pe care o entitate trebuie să le respecte în termen de douăsprezece luni de la perioada de raportare afectează clasificarea unei datorii și stabilesc data intrării în vigoare pentru ambele amendamente la perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2024	Adoptarea amendamentelor nu a avut impact semnificativ asupra situațiilor financiare individuale.
Amendamente la IAS 7 Situațiile fluxurilor de trezorerie și IFRS 7 Instrumente financiare: Informații de furnizat – Acorduri de finanțare în relația cu furnizorii emise de IASB în 25 mai 2023..	Conform amendamentelor, se adaugă cerințe privind informațiile necesare a fi prezentate, precum și indicații în cadrul cerințelor existente privind informațiile de furnizat pentru oferirea de informații calitative și cantitative referitoare la acordurile de finanțare în relația cu furnizorii	Amendamentele nu au dus la modificări semnificative în situațiile financiare
Amendamente la IFRS 16 Contracte de leasing - Datorii de leasing într-o tranzacție de vânzare și leaseback, emise de	Amendamentele prevăd ca vânzătorul-locatar să evalueze ulterior datoriile de leasing care decurg dintr-o tranzacție de leaseback, astfel încât să nu recunoască niciun fel de castiguri	Amendamentele nu au dus la modificări semnificative în situațiile financiare

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
IASB in 22 septembrie 2022	sau pierderi aferente dreptului de utilizare reținut. Noile cerințe nu împiedică vânzătorul-locatar să recunoască în contul de profit sau pierdere castiguri sau pierderi din încetarea parțială sau totală a unui contract de leasing	

- 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 2023 și nu au avut impact sau nu fost aplicate la întocmirea prezentelor situații financiare: [IAS 8.31 (a)]

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendamente la IAS 21 Efectele variației cursului de schimb valutar – Lipsa convertibilității emise de IASB in 15 august 2023, in vigoare de la 1 ianuarie 2025	Amendamentele contin indrumari ca entitatile sa mentioneze atunci cand o moneda este convertibila si cum sa determine cursul de schimb atunci cand aceasta nu este convertibila	Adoptarea acestor amendamente nu va avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare în viitor.

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

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7 - Amendamente la clasificarea și evaluarea instrumentelor financiare emise de IASB in 30 mai 2024	Amendamentele clarifica clasificarea activelor financiare care au caracteristici de mediu, sociale, de guvernanta corporativa (ESG) și similare. Amendamentele clarifica și data la care un activ sau o datorie financiară este derecunoscut(a) și introduce cerințe suplimentare de prezentare cu privire la investițiile în instrumentele de capitaluri proprii desemnate la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global și instrumentele financiare care au caracteristici contingente	Grupul anticipează ca adoptarea acestor amendamente la standardele contabile existente nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
Amendamente la IFRS 10 Situații financiare consolidate și IAS 28 Investiții în entități asociate și asocieri în participatie- Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia, emise de IASB in 11 septembrie 2014	Amendamentele soluționează contradicția dintre cerințele IAS 28 și IFRS 10 și clarifica faptul că într-o tranzacție care implică o entitate asociată sau asocieri în participatie, castigurile sau pierderile sunt recunoscute atunci când activele vândute sau aduse drept contribuție reprezintă o întreprindere. Aceasta modificare ar putea fi aplicată numai în cazul în care entitatea nu ar fi elaborat o politică contabilă în acest sens	Grupul anticipează ca adoptarea acestor amendamente la standardele contabile existente nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
IFRS 19 Filiale fără răspundere publică: informații de furnizat emis de IASB in 9 mai 2024	Standardul permite filialelor să ofere informații restrânse atunci când aplică Standardele de Contabilitate IFRS în situațiile financiare. IFRS 19 este opțional pentru filialele eligibile și stabilește cerințele de furnizare de informații pentru filialele care aleg să îl aplice	Grupul anticipează ca adoptarea acestor standarde contabile noi nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
IFRS 14 Conturi de amanare aferente activităților reglementate emis de IASB în 30 ianuarie 2014	Acest standard are scopul de a permite entităților care adoptă pentru prima dată IFRS, și care recunosc în prezent conturile de amanare aferente activităților reglementate conform politicilor contabile general acceptate anterioare, să continue să facă acest lucru la trecerea la IFRS	Grupul anticipează ca adoptarea acestor standarde contabile noi nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
Amendamente la IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 și IAS 7 - Îmbunătățiri anuale ale Standardelor de Contabilitate IFRS – Volumul 11 emise de IASB în 18 iulie 2024	Aceste amendamente includ clarificări, simplificări, corectii și modificări în următoarele domenii: (a) contabilitatea de acoperire a riscurilor adoptată de o entitate care adoptă standardele pentru prima dată (IFRS 1); (b) castigul sau pierderea la scoaterea din gestiune (IFRS 7); (c) prezentarea diferenței amănate între valoarea justă și prețul de tranzacționare (IFRS 7); (d) introducerea și prezentările de informații privind riscul de credit (IFRS 7); (e) scoaterea din evidență a datoriilor de leasing de către locatar (IFRS 9); (f) prețul de tranzacționare (IFRS 9); (g) stabilirea unui „reprezentant de facto” (IFRS 10); (h) metoda bazată pe cost (IAS 7).	Grupul anticipează ca adoptarea acestor amendamente la standardele contabile existente nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
IFRS 18 Prezentare și informații de furnizat în situațiile financiare emis de IASB în 9 aprilie 2024 va înlocui IAS 1 Prezentarea situațiilor financiare	Standardul introduce trei seturi de cerințe noi pentru ca societățile să-și îmbunătățească raportarea performanței financiare și pentru a da investitorilor o bază mai bună de analizare și comparare a companiilor. Principalele modificări în noul standard față de IAS 1 se referă la: (a) introducerea de categorii (operațiuni de exploatare, de investiții, de finanțare, referitoare la impozitul pe profit și întrerupte) și de sub-totaluri definite în situația profitului sau a pierderii; (b) introducerea de cerințe pentru îmbunătățirea agregării și a dezagregării; (c) introducerea de informații privind Măsurile de performanță stabilite de conducere (MPC-uri) în notele la situațiile financiare. Deși IFRS 18 nu afectează recunoașterea sau măsurarea elementelor din situațiile financiare, impactul său asupra modului de prezentare este semnificativ, în special în ceea ce privește situația performanței financiare și includerea măsurilor de performanță definite de către conducere în situațiile financiare	Grupul anticipează ca adoptarea acestor standarde contabile noi nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor

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.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

5. IMOBILIZĂRI CORPORALE

Între 1 ianuarie 2023 și 31 decembrie 2024, 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 2023	89.220	1.557.060	2.019.765	234.796	56.129	289.397	1.040.783	5.287.151
Intrări	-	4.085	293	733	158	314	500.008	505.590
Creșterea/diminuarea rezervei din reevaluare	81.192	377.883	740.642	37.233	16.784	-	-	1.253.735
Transferuri din imobilizări corporale în curs	592	398.847	137.382	12.760	4.685	232	(554.026)	473
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	13	(13)	-	-	(0)	-	(0)
Ieșiri	-	(2.467)	(2.361)	(280)	(312)	(9.003)	14.657	234
Impact reevaluare (anulare amortizare cumulată)	-	(390.367)	(627.860)	(141.106)	(52.379)	-	-	(1.211.711)
Sold la 31 Decembrie 2023	171.005	1.945.054	2.267.849	144.137	25.065	280.939	1.001.422	5.835.471
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
Creșterea/diminuarea rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
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)
Impact reevaluare (anulare amortizare cumulată)	-	-	-	-	-	-	-	-
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 2023	138	292.711	475.886	108.044	47.562	271.538	-	1.195.879
Cheltuiala cu amortizarea	-	70.758	154.083	27.845	2.723	6.769	-	262.178
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(2.010)	(906)	(187)	(121)	(12.715)	-	(15.939)
Impact din reevaluare	-	(361.459)	(629.063)	(135.702)	(50.164)	-	-	(1.176.388)
Sold la 31 Decembrie 2023	138	0	0	0	0	265.591	-	265.729

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(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	138	0	0	0	0	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)
Impact din reevaluare (anulare amortizare cumulată)	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2024	138	94.753	154.738	41.356	4.208	262.884	-	558.077
Ajustări pentru depreciere								
Sold la 1 ianuarie 2023	-	14.068	(4)	-	-	-	13.360	27.422
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	(14.068)	4	-	-	-	(1.761)	(15.825)
Sold la 31 Decembrie 2023	-	-	-	-	-	-	11.599	11.598
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
Valoarea contabilă netă								
Sold la 31 Decembrie 2023	170.867	1.945.054	2.267.849	144.137	25.065	15.348	989.823	5.558.143
Sold la 31 Decembrie 2024	171.359	2.281.508	2.236.729	213.174	28.826	11.262	972.395	5.915.254

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 31 decembrie 2024 față de 31 decembrie 2023 pe fondul creșterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, astfel:

- 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 – 91.160;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 88.227;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 80.405;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 34.211;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele – 31.610;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în Stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu – 31.581;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr. 17/2007) – 30.401;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la Stația Medgidia Sud – 28.732;
- Stația 400 kV Stâlp – 28.732;
- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 28.406;
- Retehnologizare Stația 400 kV Isaccea - Etapa II – 27.988;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la stația 400/220/110 kV București Sud – 14.771;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 13.807;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 12.761;
- Relocare rețele 220 kV și 400 kV Urechești - Domnești, Țânțăreni - Bradu, Bradu - Brașov, Bradu - Stupărei și Bradu - Târgoviște pentru Drumul Expres Craiova - Pitești, tronson 4 – 7.694;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 7.115;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 6.458;
- 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) – 6.412;
- Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km) – 6.303;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Filești – 6.095;
- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 4.251;
- Relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400 kV(220kV) Gutinaș -Focșani Vest circuit comun cu LEA 400 (220) kV Focșani Vest-Barboși și Autostrada Buzău –Focșani - Proiectare Execuție – 4.083;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune LEA 400 kV s.c. Mintia - Arad pentru reabilitarea liniei CF Frontieră - Curtici - Simeria, parte componentă a coridorului IV Pan European pentru circulația trenurilor cu viteză maximă de 160 km/h – 4.074;
- Relocarea rețelilor 220 kV pentru autostrada de centură București, km 0+000 - km 52+770, LOT 4 km 47+600 - km 52+070 – 3.990;
- Eliberare amplasament și realizarea condițiilor de coexistență pentru Autostrada Sibiu-Pitești, secțiunea 4: Tigveni-Curtea de Argeș, Km 81+900 - km 91+761 - Relocare/Protejare LEA 400 kV s.c. Tântăreni - Sibiu Sud – 2.690;
- Reglementarea LEA 400 kV Roșiori-Oradea Sud cu obiectivul creșterea accesibilității pe drumuri județene în zona metropolitană Oradea – sector 1- DJ767E, DJ767J, județul Bihor, în zona stâlpilor 348-349-350-351 – 2.537;
- Relocarea LEA 400 kV d.c. Gura Ialomiței – Stâlp pentru execuție Autostrada Ploiești – Buzău, Tronsonul 2 km 21+000 – km 49+350 – 2.518;

- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 2.330;
- Realizarea lucrărilor din stația 220/110 kV Iaz pentru racordarea la RET a Halei de Producție TMD Fricțiun – 2.318;
- Racordare la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF 7.5 MW Anasun Energy SRL amplasată în zona localității Ulmi - Jud. Dimbovița – 2.202;
- Înlocuire instalație interioară de încălzire și climatizare clădire administrativă sediul Sucursalei București (S.F+P.T+C.S) – 2.137;
- Proiect pilot „DigiTEL – Smart Vision” – Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din Stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale – 2.013;
- Eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între drum de legătura DN 69 cu A1 și LEA 220 kV Arad - Calea Aradului – 1.927;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune 220 - LEA 220 kV d.c. Reșița - Timișoara, LEA 220 kV Timișoara - Arad/Timișoara - Săcălaz și LEA 220 kV d.c Mintia - Timișoara la intersecția cu Varianta de Ocolire Timișoara Sud – 1.822;
- Relocare LEA 400 kV Mintia Arad, varianta ocolitoare Arad – 1.564;
- Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în Stația electrică Stâlp – 1.270;
- Realizarea lucrărilor din Stația electrică 400/110/20 kV Medgidia Sud aparținând CNTEE Transelectrica SA, aferente LEA 110kV Medgidia Sud-FCM II circ. 1 și 2, care aparține E-Distribuție Dobrogea SA – 1.196;
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - etapa II – 1.147;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune 220 kV și 400 kV - LEA 220 kV s.c Arefu-Bradul la intersecția cu Drumul Expres Craiova-Pitești, tronson 4 – 1.055;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina – 964;
- Relocarea LEA Arad Calea Aradului, varianta ocolitoare Arad Aradului – 928;
- CEF Izvoru Bărzii GalicSud, Halanga – 790;
- Racordarea la SEN a CEF 60,2 MW Localitatea Teiuș, Jud. Alba – 713;
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat – 692;
- Modernizare LEA Ișalnița-CraiovaN,circ2-înlocuire conductor existent cu unul Nou OPGW – 639;
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori – 638;
- Racordare la instalațiile electrice de interes public din gestiunea CNTEE Transelectrica SA, în stația 220/110/20 kV Vetîș, a locului de producere CEF Satu Mare 1 (65,018 MW), amplasat în localitatea Satu Mare, Județul Satu Mare – 574;
- Sisteme de electroalimentare pentru camere de telecomunicații – 568;
- Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit – 568;
- Reabilitare rețea transport date pentru teleconducere – 443;
- Înlocuire baterii de acumulatori nr. 1 și nr. 2 - 220 V c.c. SI 220 kV din stația 400/220/110 kV Slatina – 412.

În anul 2024, cele mai mari **transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **658.644**, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, 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 – 160.718;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 96.739;
- Retehnologizare Stația 220/110/20kV Baru Mare – 73.799;

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele – 49.371;
- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 48.753;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Filești – 48.370;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 31.007;
- Retehnologizare Stația 400/110 kV Pelicanu – 19.126;
- Relocarea rețelelor 220 kV și 400 kV - Urechești - Domnești, Țânțăreni - Bradu, Bradu - Brașov, Bradu - Stupărei și Bradu - Târgoviște pentru Drumul Expres Craiova - Pitești, tronson 4 – 16.939;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 12.571;
- Relocarea rețelelor 220 kV și 400kV pentru construire drum expres Brăila- Galați – 10.149;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 9.973;
- Deviere LEA 220 kV zona Ampoi - Alba Iulia – 7.742;
- Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km) – 6.506;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 6.273;
- Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 6.142;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune LEA 400 kV s.c. Mintia - Arad pentru reabilitarea liniei CF Frontiera - Curtici - Simeria, parte componentă a coridorului IV Pan European pentru circulația trenurilor cu viteză maximă de 160 km/h – 5.718;
- Montarea unui conductor de protecție cu fibră optică înglobată pe LEA 400kV Roșiori – Mukacevo – 5.208;
- Eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între obiectivul "Pod suspendat peste Dunăre în zona Brăila" aparținând CNAIR SA și rețelele electrice din gestiunea CNTEE Transelectrica SA – 4.911;
- Eliberare amplasament și realizarea condițiilor de coexistență pentru Autostrada Sibiu-Pitești, secțiunea 4: Tigveni-Curtea de Argeș, km 81+900 - km 91+761 - Relocare/Protejare LEA 400 kV s.c. Țânțăreni - Sibiu Sud – 2.690;
- Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței – 2.636;
- Reglementarea LEA 400 KV Roșiori-Oradea Sud cu obiectivul creșterea accesibilității pe drumuri județene în zona metropolitană Oradea – sector 1-DJ767E, DJ767J, județul Bihor, în zona stâlpilor 348-349-350-351 – 2.537;
- Relocarea LEA 400 kV d.c. Gura Ialomiței – Stâlpu pentru execuție Autostrada Ploiești – Buzău, Tronsonul 2 km 21+000 – km 49+350 – 2.518;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune 220 - LEA 220 kV d.c. Reșița - Timișoara, LEA 220 kV Timișoara - Arad/Timișoara - Săcălaz și LEA 220 kV d.c. Mintia - Timișoara la intersecția cu Varianta de Ocolire Timișoara Sud - 2.486;
- Realizarea lucrărilor din Stația 220/110 kV Iaz pentru racordarea la RET a Halei de Producție TMD Friction – 2.322;
- Racordare la instalațiile electrice de interes public din gestiunea CNTEE Transelectrica SA, în Stația 220/110/20 kV Vetîș, a locului de producere CEF Satu Mare 1 (65,018 MW), amplasat în localitatea Satu Mare, Județul Satu Mare – 2.226;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 2.053;
- Proiect pilot „DigiTEL – Smart Vision” – Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din Stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale – 2.013;
- Relocare LEA 400 kV Mintia Arad, varianta ocolitoare Arad – 1.564;
- Lucrări de provizorat LEA 220 kV Lacu Sărat-Filești, pentru asigurarea condițiilor de execuție a relocării utilităților, prin eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între "Pod Suspendat peste Dunăre în zona Brăila – 1.528;

- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune 220 kV și 400 kV - LEA 220 kV s.c Arefu-Bradul la intersecția cu Drumul Expres Craiova-Pitești, tronson 4 – 1.055;
- Relocarea LEA Arad - Calea Aradului, varianta ocolitoare Arad - Calea Aradului – 928;
- CEF Izvoru Bărzii - Galic Sud, Halânga – 790;
- Racordarea la SEN a CEF 60,2 MW localitatea Teiuș, județul Alba – 713;
- Modernizare LEA Ișalnița - Craiova Nord, circuit 2 - înlocuire conductor existent cu unul nou OPGW – 639;
- Sisteme de electroalimentare pentru camere de telecomunicații – 568;
- Reabilitare rețea transport date pentru teleconducere – 443;
- Extindere RED în vederea alimentării cu energie electrică a zonei industriale din comuna Remetea, județul Harghita Volumul 4 - Montare PDL în Stația 220/110/20 kV Gheorgheni – 307;
- Video wall pentru echipare cameră comandă CTSI – 294;
- Sistem de antifonare în cadrul DEN – 286;
- Înlocuire baterii de acumulatori 1 și 2 Stația 220/110/20 kV Tg. Jiu Nord -2 buc. – 267;
- Realizare comunicație fibră optică între Stația Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al STT Pitești (SF) – 257;
- Stații grafice – 232;
- LEA 400 kV Roșiori - Oradea Sud și drum de legătură între Municipiul Oradea și Comuna Sânmartin, județul Bihor – 205;
- Aparare de aer condiționat – 174;
- Execuție lucrări în Stația Tulcea Vest determinate de modificarea LEA 110 Tulcea Vest - Marmura prin înlocuire racord în derivație a locului de producere CEE Sălbatica 1 – 137;
- Tehnică de calcul hardware și software - echipament ultra portabil multiscop – 115;
- Baterii sistem de electroalimentare sediul STT Bacău – 106.

În anul 2024, s-a înregistrat o **ieșirire din imobilizări corporale în curs de execuție** prin recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei pentru proiectul "Sistem fotovoltaic off-grid stația Gutinaș" în sumă de 33 mii lei.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2024, în sumă de **972.395**, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 304.937;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 167.623;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82.827;
- 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;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 39.821;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan - 38.604;
- Stația 400 kV Stâlpul – 38.153;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 35.283;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34.563;
- Instalarea a doua mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 32.357;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 26.525;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 15.187;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Ștejaru - Gheorgheni – Fântânele – 14.832;
- Retehnologizare Stația 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 – 8.905;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN (H.CA nr. 7/08.07.2010) – 8.524;

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- Optimizarea funcționării LEA 400kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montare de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 6.639;
- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 4.513;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României - 4.471;
- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 4.282;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 4.278;
- Relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400kV(220KV) Gutinaș - Focșani Vest circuit comun cu LEA 400 (220) kV Focșani Vest-Barboși și Autostrada Buzău –Focșani - Proiectare Execuție – 4.083;
- Relocare rețelelor 220 kV pentru Autostrada de centură București, KM 0+000 - KM 52+770, LOT 4 KM 47+600 - KM 52+070 – 3.990;
- 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 – 3.490;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidență informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3.201;
- 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 400/220/110kV Brazi Vest – 3.050;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 3.016;
- 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 – 2.889;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III (H.CA nr. 2/2008) – 2.798;
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - etapa II – 2.681;
- Proiect Pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 2.625;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2.578;
- Racordarea la RET a CEE Dumești 99 MW și CEE Românești 30 MW, județul Iași, prin realizarea unei celule de linie 110 kV în Stația electrică 220/110 kV FAI -2.546;
- Racordare la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF 7.5 MW Anasun Energy SRL amplasată în zona localității Ulmi - Jud. Dâmbovița – 2.202;
- Înlocuire instalație interioară de încălzire și climatizare clădire administrativă sediul Sucursalei București (S.F+P.T+C.S) – 2.182;
- Eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între drum de legătura DN 69 cu A1 și LEA 220 kV Arad - Calea Aradului – 1.927;
- Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în Stația electrică Stâlp – 1.790;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celulă 400 kV Stupina – 1.679;
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori – 1.492;
- Realizarea lucrărilor din Stația electrică 400/110/20 kV Medgidia Sud aparținând CNTEE Transelectrica SA, aferente LEA 110kV Medgidia Sud-FCM II circ. 1 și 2, care aparține E-Distribuție Dobrogea SA – 1.196;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație electrică de (400) 220/110 kV Banca -1.133;
- Modernizare Stație 220/110 kV Calafat – 866;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Constanța Nord-Medgidia Sud – 813;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad (etapa III) – 724;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 697;
- Sediul Operațional DET Craiova – 623;
- Retehnologizarea Stației 110 kV și trecerea la 400 kV Stația Arad – 595;

- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, Înlocuirea a 2 bobine de compensare, Racordare linii noi – 580;
- Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit – 568;
- Soluție de securitate pentru implementarea măsurilor de securitate a informațiilor clasificate – 495;
- Realizare sisteme de măsurare a energiei electrice și de monitorizare a calității energiei electrice în Stația 220/110/20 kV Pitești Sud – 468;
- Racordarea la RET a CEE Agighiol - Valea Nucarilor 34 MW - lucrări în Stația 110 kV Tulcea Vest – 464;
- Bobine de compensare 100 MVAR, 400 kV pentru stațiile de 400 kv Arad, București și Bradu – 457;
- Înlocuire întreruptoare din stațiile electrice - Etapa II – 456;
- DSIC – Consultanță – 445;
- Stația de 220 kV Ostrovu Mare (H.CA nr. 17 / 2007) – 415;
- Înlocuire baterii de acumulatori nr. 1 și nr. 2 - 220 V c.c. SI 220 kV din Stația 400/220/110 kV Slatina – 412.

În conformitate cu prevederile art. 46 din Ordinul ANRE nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, recepția instalațiilor rezultate în urma lucrărilor pentru realizarea instalațiilor de racordare și punerea lor în funcțiune se realizează în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

Pentru proiectul finanțat din tarif de racordare „*Racordare la RET a CEE 56 MW Bogdănești, CEE 112,5 MW Deleni, CEE 20,8 MW Viișoara Nord 1, CEE 52,8 MW Viișoara Nord 1, CEE 47,5 MW Viișoara Sud, din zona unor localități din județul Vaslui, prin noua Stație electrică 400/220/110 kV Banca*” - lucrarea este finalizată, are Proces-Verbal la terminarea lucrărilor nr. 34759/14.11.2013, însă nu au fost întrunite condițiile tehnice de realizare a procesului-verbal de punere în funcțiune. Contractul este în vigoare la data de 31.12.2024, valoare totală investiție în curs – **48.018**.

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).

Terenurile au fost reevaluate la 31 decembrie 2023 pe baza metodei comparației directe.

În anul 2024 s-a înregistrat în evidențele contabile, în baza HG nr. 1327/2023, exproprierea unui teren în suprafață de 325 mp aparținând domeniului privat al Companiei pentru lucrarea de utilitate publică de interes național - *Tren metropolitan Gilău-Florești-Cluj-Napoca-Baciu-Apahida-Jucu-Bonțida – etapa I*. În acest sens, a fost diminuată valoarea terenurilor aparținând Companiei cu suma de 32 lei pe seama conturilor "alte rezerve".

Clădirile și instalațiile speciale sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea netă. Societatea a schimbat metoda de înregistrare a reevaluării la 31 decembrie 2015 trecând de la metoda brută la cea netă pentru a prezenta o imagine mai clară, mai concisă și mai relevantă utilizatorilor situațiilor financiare, fără influența dată de o denaturare artificială a valorii contabile brute și a amortizării.

Construcțiile au fost reevaluate la 31 decembrie 2023 la valoarea justă folosindu-se următoarele abordări:

- abordarea prin piață – metoda comparației directe, în cazul construcțiilor cu destinație rezidențială de tipul – apartamentelor;
- abordarea prin cost, în cazul construcțiilor cu destinație nerezidențială de tipul – clădiri sedii, magazine, ateliere, garaje, cabine.

Instalațiile speciale, utilajele, echipamentele, aparatele de măsură și control și vehiculele sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea netă. Societatea a schimbat metoda de înregistrare a reevaluării la 31 decembrie 2019 trecând de la metoda brută la cea netă pentru a prezenta o imagine mai clară, mai concisă și mai relevantă utilizatorilor situațiilor financiare, fără influența dată de o denaturare artificială a valorii contabile brute și a amortizării

Instalațiile tehnice și mijloacele de transport au fost reevaluate la 31 decembrie 2023 utilizând metoda bazată pe costuri. În cadrul metodei bazate pe costuri, costul brut de înlocuire a fost stabilit utilizând metoda indirectă. Metoda bazată pe costuri a fost utilizată din considerente care țin de specializarea activelor pentru care s-a constatat insuficiența informațiilor de piață și/sau inexistența unei piețe active.

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 2024 și 31 decembrie 2023, 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.

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 2024 și 31 decembrie 2023:

	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	-	171.359	4.771.500	4.942.859

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2023
Terenuri și amenajări de terenuri	-	170.867	-	170.867
Clădiri și instalații speciale	-	-	1.945.054	1.945.054
Utilaje și echipamente	-	-	2.267.849	2.267.849
Aparate de măsură și control	-	-	144.137	144.137
Vehicule	-	-	25.065	25.065
Alte imobilizări corporale	-	-	15.348	15.348
Total	-	170.867	4.397.453	4.568.321

Atât în cursul anului 2024, cât și în cursul anului 2023 nu au existat transferuri între nivelurile aferente valorii juste.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 2024 și 31 decembrie 2023, fiind prezentată mai jos:

	Valoarea la cost 31 decembrie 2024	Valoarea la cost 31 decembrie 2023
Terenuri și amenajări de terenuri	109.692	33.996
Clădiri și instalații speciale	2.129.716	1.257.839
Utilaje și echipamente	1.459.397	1.314.497
Aparate de măsură și control	252.472	101.881
Vehicule	21.631	5.115
Alte imobilizări corporale	7.056	15.347
TOTAL	3.979.964	2.728.675

6. IMOBILIZĂRI AFERENTE DREPTURILOR DE UTILIZARE A ACTIVELOR LUATE ÎN LEASING – CLĂDIRI

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing se prezintă, astfel:

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
Cost	
Sold la 1 ianuarie 2023	43.224
Intrări	-
Iesiri	-
Sold la 31 Decembrie 2023	43.224
Sold la 1 ianuarie 2024	43.224
Intrări	2.609
Iesiri	(2.362)
Sold la 31 Decembrie 2024	43.470
Amortizare cumulata	
Sold la 1 ianuarie 2023	19.535
Cheltuiala cu amortizarea	8.641
Amortizarea cumulata a iesirilor	-
Sold la 31 decembrie 2023	28.176
Sold la 1 ianuarie 2024	28.176
Cheltuiala cu amortizarea	8.719
Amortizarea cumulata a iesirilor	(1.575)
Sold la 31 decembrie 2024	35.320
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 ianuarie 2023	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2023	-
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 ianuarie 2024	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2024	-
VALOAREA CONTABILA NETA	
Sold la 31 decembrie 2023	15.048
Sold la 31 Decembrie 2024	8.150

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 31 decembrie 2024, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 5.964 lei.

Pentru acest contract, Compania achită un cuantum 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 are 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 cuantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună, cu act adițional de prelungire până la sfârșitul lunii iunie 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 implică 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 2023, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de filiale în clădirile respective de birouri este **2.186**.

7. IMOBILIZĂRI NECORPORALE

i) Imobilizări necorporale

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, soldul imobilizărilor necorporale se prezintă, astfel:

	Licențe și software	Imobilizări necorporale în curs	Total
Cost			
Sold la 1 ianuarie 2023	68.277	10.048	78.325
Intrări	34	5.780	5.813
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	277	(277)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-
Leșiri	(4.205)	(5.474)	(9.680)
Sold la 31 Decembrie 2023	64.383	10.076	74.459
Sold la 1 ianuarie 2024	64.383	10.076	74.459
Intrări	656	7.336	7.992
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	2.347	(2.347)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	28	-	28
Leșiri	(28)	(2.802)	(2.830)
Sold la 31 Decembrie 2024	67.386	12.262	79.649

Amortizare cumulată

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

	Licențe și software	Imobilizări necorporale în curs	Total
Sold la 1 Ianuarie 2023	64.942	(19)	64.924
Cheltuiala cu amortizarea	1.594	3	1.597
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(4.205)	-	(4.205)
Sold la 31 decembrie 2023	62.331	(16)	62.315
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
Ajustari pentru depreciere			
Sold la 1 Ianuarie 2023	2	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2023	2	(2)	-
Ajustari pentru depreciere			
Sold la 1 Ianuarie 2024	2	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2024	2	(2)	-
VALOAREA CONTABILĂ NETA			
Sold la 31 decembrie 2023	2.050	10.094	12.143
Sold la 31 Decembrie 2024	3.093	12.278	15.371

a) Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2024, în sumă de **12.278**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- 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 – 7.607;
- Dezvoltare platforma MARI – 2.532;
- Program off-line pt realizarea modelelor individuale de rețea, calcul regim permanent, calcul capac. transfrontaliera, modul de conversie format CGMES(cf.cerinte ENTSO-E), în vederea programării și funcționării SEN pe div. orizonturi de timp – 1.118;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 550;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 537.

Cele mai mari **transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale** sunt reprezentate de:

- Soft de sistem, operare, proces, aplicația SCADA, antivirus pentru SLO-HMI - Stația Filești – 1.198;

Licențe soft sistem de on-line monitorizare pentru 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 818.

8. IMOBILIZĂRI FINANCIARE

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2024, respectiv 31 decembrie 2023, în valoare de 40.833, este reprezentat, în principal:

- de valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie (36.101);
- 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: LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4.200.

Imobilizările financiare cuprind și valoarea netă a acțiunilor deținute de către Companie în sumă de 36.101 lei la 31 decembrie 2024, astfel:

Acțiuni deținute la FORMENERG	1.948
Acțiuni deținute la ICEMENERG	-
Acțiuni deținute la OPCOM	30.687
Acțiuni deținute la ICEMENERG SERVICE	-
Acțiuni deținute la BRM	26
Acțiuni deținute la TSC NET	2.207
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	1.232
Total acțiuni deținute la entități afiliate și asociate	36.101

9. STOCURI

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, stocurile (la valoarea netă) se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Piese de schimb	31.680	30.460
Consumabile și alte materiale	20.642	24.894
Materiale auxiliare	3.893	3.856
Alte stocuri	1.930	2.765
Total	58.144	61.975

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Ajustări pentru deprecierea materialelor consumabile	6.879	7.228
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.329	6.412
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	122	218
Total	12.330	13.857

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, evoluția ajustărilor pentru deprecierea stocurilor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Sold la 1 ianuarie	13.857	15.119
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	1.842	1.366
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(3.368)	(2.627)
Sold la sfârșitul perioadei	12.330	13.857

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

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Cheltuieli privind piese de schimb	12.369	11.920
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	5.359	4.526
Cheltuieli privind alte materiale	2.025	1.535
Cheltuieli cu materiale auxiliare	95	156
Cheltuieli privind combustibilul	3.166	3.035
Total	23.014	21.172

10. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Creanțe comerciale	2.708.161	1.748.668
Alte creanțe	233.647	215.758
Avansuri către furnizori	769.896	151.660
TVA de recuperat	272.236	215.466
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(128.066)	(130.158)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(73.033)	(84.934)
Total	3.782.840	2.116.460

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Clienți – piața de energie din care:	2.698.954	1.742.444
- clienți - activitate operațională – energie	1.898.742	1.004.535
- clienți - piața de echilibrare	667.862	594.069
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	132.351	143.840
Clienți din alte activități	9.206	6.224
Total creanțe comerciale	2.708.161	1.748.668

- CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1413/10.07.2024, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 31 decembrie 2024, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o creștere față de 31 decembrie 2023 determinată în principal de creșterea volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie, în trimestrul IV al anului 2024 față de trimestrul IV al anului 2023.

Creșterea volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2024, față de trimestrul IV 2023 a determinat și creșterea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: OPCOM, IBEX, MAVIR, Electrica Furnizare SA, Ciga Energy SA, Cînta Energy SA, Hidroelectrică, Bursa Română de Mărfuri, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de peste 77% în total creanțe comerciale.

- 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 2024, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 5% (în scădere față de 31 decembrie 2023) din total creanțe comerciale.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2024 o scădere a creanțelor determinată, în principal, de scăderea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 31 decembrie 2024, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 132.351, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76.702, 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 20.781, 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.

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2023 (suma de 5.483) de la Bepco (2.864) și Termoficare Oradea (2.618), precum și suma de 14.155 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2023, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Grivița, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Petrotel Lukoil, Poligen Power, Soceram SA, Termoficare Oradea și UATAA Motru.

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

- Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/a140, având ca obiect “pretenții suma de 86.513”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, pârata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea pârâtei RAAN la plata sumei de 86.513.

La data de 19.05.2016, Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a pronunțat o încheiere de ședință, prin care a dispus următoarele: “În baza art. 413 pct. 1 C. pr. civ. Dispune suspendarea cauzei până la soluționarea dosarului nr. 3014/2/2014 aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție. Cu recurs pe toată durata suspendării. Pronunțată azi 19 mai 2016 în ședință publică.” Termen de judecată la data de 06.06.2019. Precizăm că dosarul nr. 3014/2/2014 aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție are ca obiect recurs – anulare Decizie ANRE nr. 743/28.03.2014, iar ca părți RAAN (reclamantă) și ANRE (pârată).

Precizăm de asemenea că, prin încheierea din data de 18.09.2013, pronunțată de Tribunalul Mehedinți, în dosarul nr. 9089/101/2013, s-a dispus deschiderea procedurii generale de insolvență împotriva debitoarei Regia Autonomă pentru Activități Nucleare R.A. (RAAN).

Prin sentința nr. 387/20.03.2014, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă pentru Activități Nucleare, propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

Prin hotărârea intermediară nr. 10/28.01.2016, pronunțată de Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal, judecătorul sindic a dispus începerea procedurii falimentului debitoarei, în temeiul art. 107 alin. 1 lit. C din Lg. 85/2006, precum și dizolvarea debitoarei și ridicarea dreptului de administrare al debitoarei.

Prin Decizia nr. 563/14.06.2016, Curtea de Apel Craiova – Secția a II-a Civilă a respins apelurile formulate împotriva hotărârii intermediare nr. 10/28.01.2016, pronunțată de Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal.

Odată cu depunerea declarației de creanță, în procedura falimentului RAAN, CNTEE Transelectrica SA poate invoca prevederile art. 52 din Legea nr. 85/2006, aplicabilă procedurii falimentului RAAN, prevederi preluate de art. 90 din Legea nr. 85/2014, privind dreptul creditorului de a invoca compensarea creanței sale cu cea a debitorului asupra sa, atunci când condițiile prevăzute de lege în materie de compensare legală sunt îndeplinite la data deschiderii procedurii. Transelectrica a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.265 lei, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului. Din suma solicitată de Companie, 89.361 lei, nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096 lei, pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN". Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013.

Ca urmare a înscrierii în parte a sumei totale solicitate de Transelectrica în cuantum de 89.361 lei și a adresei nr. 4162/03.10.2016, prin care lichidatorul judiciar ne comunica faptul că doar suma de 11.265 lei a fost înscrisă în tabelul suplimentar în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, iar suma de 78.096 lei a fost respinsă, a fost depusă, în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe.

La termenul de judecată din data de 14.02.2019, Tribunalul Mehedinți a dispus conexarea dosarului nr. 9089/101/2013/a152 la dosarul nr. 9089/101/2013/a140 (având ca obiect pretenții – cerere de plată). Judecarea dosarului a fost amânată, întrucât instanța a considerat că este utilă soluționării cauzei prezentarea Deciziei civile nr. 2969/26.09.2018, pronunțată de Înalta Curte de Casație și Justiție în dosarul nr. 3014/2/2014, având ca obiect anulare decizie Președinte ANRE nr. 743/2014.

Soluția Tribunalului Mehedinți: „Admite excepția decăderii. Admite în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta RAAN la plata către reclamant Transelectrica a sumei de 16.950 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. Respinge în rest cererile conexe. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. Obligă pârâta să plătească reclamantei 1 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată azi 20.06.2019 în ședință publică”. Document: Hotărâre 163/2019 20.06.2019.

Transelectrica a declarat apel în termenul legal. Curtea de Apel Craiova a stabilit primul termen de judecată la data de 30.10.2019. Apelul a fost respins ca nefondat. Transelectrica a formulat cerere de revizuire pentru contrarietate de hotărâri, înregistrată sub numărul de Dosar 1711/54/2019, cu termen de judecată la data de 26.03.2020 la Curtea de Apel Craiova și care urma să trimită dosarul la Înalta Curte de Casație și Justiție pentru competentă soluționare.

În data de 26.03.2020, termenul de judecată a fost preschimbat, următorul fiind în data de 21.05.2020.

La data de 21.05.2020, a fost scoasă cauza de pe rol cu următoarea soluție: s-a admis excepția de necompetență materială a Curții de Apel Craiova și s-a dispus înaintarea cauzei la ICCJ – Secția Contencios Administrativ și Fiscal. Hotărâre 140/21.05.2020. Termen 03.02.2021.

La termenul de judecată din data de 03.02.2021, ICCJ a admis excepția tardivității cererii de revizuire și nu s-a mai pronunțat asupra inadmisibilității acesteia.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. **9089/101/2013**, CNTEE Transelectrica SA a fost înscrisă la masa credală cu următoarele creanțe: 2.162 lei + 16.951 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de operațiuni de lichidare: **11.06.2025**.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte 2 dosare aflate în diferite stadii de judecată.

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. Menționăm faptul că, această creanță în sumă de 21.962 lei, reprezentând debit principal și penalități aferente facturii nr. 8116/08.04.2016 este înscrisă sub condiția suspensivă a pronunțării unei hotărâri judecătorești definitive în favoarea ANRE în dosarul nr. 2428/2/2014 aflat pe rolul Curții de Apel București, având ca obiect anularea deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014.

La termenul din data de 18.07.2018, Tribunalul Vâlcea a pronunțat următoarea soluție:

- *Confirmă planul de reorganizare a debitoarei SC CET Govora SA, plan propus de către administratorul judiciar EURO INSOL SPRL, depus la dosar la data de 25 mai 2018 și publicat în Buletinul Procedurilor de Insolvență nr. 11924 din 13 iunie 2018.*

- *Respinge contestațiile formulate de creditorii Complexul Energetic Oltenia SA, SNTFM CFR Marfă SA, Solek Project Delta SRL, Solek Project Omega SRL, Clean Energy Alternativ SRL și Solar Electric Curtișoara SRL.*

- *Fixează termen de fond pentru continuarea procedurii la data de 8 oct.2018.*

Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicare, realizată prin Buletinul Procedurilor de Insolvență. Pronunțată în ședință publică azi 18 iulie 2018. Document: Hotărâre: 1196/18.07.2018.

Prin Decizia nr. 766/03.12.2018, Curtea de Apel Pitești a anulat suma de 28.013.984,83 – reprezentând obligație înscrisă de Companie în Tabloul Creditorilor (Dosarul nr. 1396/90/2016).

În aceste condiții, Compania a inclus suma de 22.188.224,16 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188 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 și se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 31 decembrie 2024, alte creanțe în sumă de **233.647** includ în principal:

- debitori diverși (**135.507**), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 80.489 (din care suma de 25.853 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: Romelectro (24.464), RAAN (16.901), Electromontaj SA (12.656), CET Govora (9.607), OPCOM (3.970), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.162), Petprod (1.894), ISPE Proiectare și Consultanță (1.079), Romenergy Industry (600). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Arelco Power (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 filialei în sumă de 4.517.
- sume primite cu caracter de subvenție (**9.866**), aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **15.627** reprezentate în principal de: cotizații interne și internaționale (7.954), CPT (4.240), polițe asigurări (1.744), chirie și mentenanță clădire birouri (746), tarife OPCOM (67), servicii diverse (98), alte tarife (45) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de **3.658** reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansuri către furnizori

La 31 decembrie 2024, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **769.896** și reprezintă, în principal, sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – *Interim Coupling Project*, SIDC – *Single Intraday Coupling* și SDAC – *Single Day-ahead Coupling*) (684.782 – pentru ICP și SDAC și 83.364 – pentru SIDC).

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, care reprezintă cuplarea piețelor pentru ziua următoare din țările 4MMC cu cele din Polonia, Austria și Germania.

În cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, bursele de energie electrică corelează, pe bază de licitații, tranzacțiile cu energie electrică pentru ziua următoare ținând seama de capacitatea de interconexiune pusă la dispoziție de OTS prin care se realizează alocarea implicită a acesteia. CNTEE Transelectrica SA, în calitate de OTS, transferă energia electrică, atât fizic, cât și comercial, către vecini (MAVIR-Ungaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA și Bursa Română de Mărfuri SA - BRM SA (începând cu noiembrie 2024) are calitatea de Participant Implicit la Piața Zilei Următoare.

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

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.

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.

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

Data de 28 octombrie 2021 a reprezentat startul noii cuplări de succes SDAC Single Day-ahead Coupling, rezultatul cooperării dintre Operatorii Desemnați ai Pieței de Energie Electrică (OPEED) și Operatorii de

transport și sistem (OTS) din Bulgaria și România, respectiv IBEX EAD, OPCOM SA, ESO EAD și CNTEE Transelectrica SA. Scopul SDAC este de a crea o piață de energie pan-europeană unică transfrontalieră pentru ziua următoare. O piață pentru ziua următoare integrată crește eficiența generală a tranzacționării prin promovarea concurenței efective, creșterea lichidității și permiterea unei utilizări mai eficiente a resurselor de producere în întreaga Europă.

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

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

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

TVA de recuperat

TVA de recuperat (272.236) – sumă aferentă în principal deconturilor pentru perioada septembrie - decembrie 2024. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 271.900.

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

Politica Grupului este a de a înregistra ajustări de depreciere pentru pierdere de valoare în cuantum de 100% pentru clienții în litigiu, în insolvență și în faliment și 100% din creanțele comerciale și alte creanțe neîncasate într-o perioadă mai mare de 180 zile, cu excepția creanțelor restante generate de schema de sprijin. De asemenea, Compania efectuează și o analiză individuală a creanțelor comerciale și a altor creanțe neîncasate.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2024, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (30.002), CET Govora (24.645), Romelectro (24.468), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), Elsaco Energy (9.276), OPCOM (8.818), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395).

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

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 2024 și 31 decembrie 2023, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	707.030	526.748
<i>a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă</i>	200.420	90.081
<i>b) conturi curente la bănci și depozite restricționate, din care</i>	506.610	436.667
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	300.321	295.063
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	3.903	47.393
- numerar din taxa de racordare	88.099	57.387
- fonduri europene	54	87

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie și dividende)	109.417	36.737
- fonduri modernizare	4.817	-
Casa	144	151
Alte echivalente de numerar	0	-
Total	707.174	526.900

12. ALTE ACTIVE FINANCIARE

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

La 31 decembrie 2024 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 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 2024, 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 16.442.683 acțiuni (22,43%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 5.078.895 acțiuni (6,92%).

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 2024 și 31 decembrie 2023 este următoarea:

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Acționar	31 decembrie 2024		31 decembrie 2023	
	Numar de acțiuni	% din capitalul social	Număr de acțiuni	% din capitalul social
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	16.442.683	22,43%	16.231.423	22,14%
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	5.078.895	6,92%	5.290.155	7,21%
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 2024 și 31 decembrie 2023, capitalul social se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
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. Valoarea dividendelor cuvenite acționarilor, repartizate din rezultatul reportat aferent surplusului realizat din rezerve din reevaluare existent în sold la 31.12.2023, conform Hotărârii AGA nr. 3/29.04.2024, este în sumă de 20.525, iar plata acestora s-a efectuat prin intermediul Depozitarului Central și al agentului de plată BRD – Groupe Societe Generale începând cu 27 iunie 2024.

Prima de emisiune

Toate acțiunile emise în cadrul majorării de capital social ce a avut loc prin oferta publică inițială primară în anul 2006 au fost subscrise și plătite integral la prețul de emisiune. Prima de emisiune în valoare de 49.843, 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 2024 și la 31 decembrie 2023, reprezintă rezerve legale constituite conform legislației în vigoare aplicabilă și nu pot fi distribuite.

Compania transferă către rezerva legală cel puțin 5% din profitul anual contabil (OUG nr. 64/2001, Legea nr. 227/2015 și Legea nr. 31/1991) până când soldul cumulat atinge 20% din capitalul social vărsat.

În cursul anului 2024, Compania nu a constituit rezervă legală, întrucât la 31 decembrie 2022, soldul rezervei legale cumulat a atins a cincea parte din capitalul social vărsat.

Rezerve din reevaluare

Rezervele din reevaluare sunt în sumă de **1.596.896** la 31 decembrie 2024 și în sumă de **1.738.703** la 31 decembrie 2023.

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.

Alte rezerve

La 31 decembrie 2024, alte rezerve sunt în sumă de **256.747** față de **195.752** la 31 decembrie 2023. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2024 comparativ cu 31 decembrie 2023 în sumă de 60.996 se datorează, în principal, subvențiilor aferente imobilizărilor aparținând domeniului public primite pentru următoarele obiective de investiții:

- Relocare rețele 220 kV și 400 kV - Urechești - Domnești, Țânțăreni - Bradu, Bradu - Brașov, Bradu - Stupărei și Bradu - Târgoviște pentru Drumul Expres Craiova - Pitești, tronson 4 – 16.939;
- Relocarea rețelelor 220 kV și 400 kV pentru construire drum expres Brăila Galați – 10.149;

- Deviere LEA 220 kV zona Ampoi Alba Iulia – 7.742;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune LEA 400 kV s.c. Mintia - Arad pentru reabilitarea liniei CF Frontiera - Curtici - Simeria, parte componentă a coridorului IV Pan European pentru circulația trenurilor cu viteză maximă de 160 km/h – 5.718;
- Eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între obiectivul "Pod suspendat peste Dunăre în zona Brăila" aparținând CNAIR SA și rețelele electrice din gestiunea CNTEE Transelectrica SA – 4.911;
- Eliberare amplasament și realizarea condițiilor de coexistență pentru autostrada Sibiu-Pitești, secțiunea 4: Tigveni-Curtea de Argeș, Km 81+900 - km 91+761 - Relocare/Protejare LEA 400 kV s.c. Tântăreni - Sibiu Sud – 2.690;
- Reglementarea LEA 400 kV Roșiori-Oradea Sud cu obiectivul Creșterea accesibilității pe drumuri județene în zona metropolitană Oradea – sector 1 - DJ767E, DJ767J, județul Bihor, în zona stâlpilor 348-349-350-351 – 2.537;
- Relocarea LEA 400 kV d.c. Gura Ialomiței – Stâlp pentru execuție Autostrada Ploiești – Buzău, Tronsonul 2 km 21+000 – km 49+350 – 2.518;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune 220 - LEA 220 kV d.c. Reșița - Timișoara, LEA 220 kV Timișoara - Arad/Timișoara - Săcălaz și LEA 220 kV d.c. Mintia - Timișoara la intersecția cu Varianta de Ocolire Timișoara Sud – 2.486;
- Relocare LEA 400 kV Mintia Arad, varianta ocolitoare Arad – 1.564;
- Lucrări de provizorat LEA 220 kV Lacu Sărat-Filești, pentru asigurarea condițiilor de execuție a relocării utilităților, prin eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între "Pod Suspendat peste Dunăre în zona Brăila – 1.528;
- Relocare/protejare rețele de înaltă tensiune 220 kV și 400 kV - LEA 220 kV s.c. Arefu-Bradul la intersecția cu Drumul Expres Craiova-Pitești, tronson 4 – 1.055;
- Relocarea LEA Arad Calea Aradului, varianta ocolitoare Arad Aradului – 928.

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2024 este în sumă de **2.873.861** (31 decembrie 2022: **2.204.203**).

La data de 31 decembrie 2024, Compania înregistrează un rezultat reportat pozitiv datorat, în principal, transferului rezervelor din reevaluare pe măsura amortizării mijloacelor fixe în rezultatul reportat în sumă de **135.761**.

La data de 31 decembrie 2024, pierderea actuarială înregistrată în rezultatul reportat este în sumă de **414** (la decembrie 2023, **câștig:905**). Această sumă a rezultat în urma aplicării prevederilor IAS 19 – Beneficiile angajaților (Nota 16).

Repartizarea profitului net la data de 31 decembrie 2024 aferent CNTEE Transelectrica

Profitul net contabil al Companiei Transelectrica realizat la data de 31 decembrie 2024 în sumă de **585.924**, se repartizează la "Alte rezerve", astfel:

- suma de 240.981, care reprezintă repartizarea la rezerve a valorii profitului pentru care s-a beneficiat de scutire de impozit pe profit, începând cu data de 1 iulie 2014, conform prevederilor art. 22 din Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare;

- suma de 35.347, care reprezintă repartizarea veniturilor nete din alocarea capacităților de interconexiune realizate în anul 2024. În conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 2019/943 și Ordinul ANRE nr. 171/2019, veniturile din alocarea capacităților de interconexiune se utilizează pentru realizarea de investiții în rețeaua electrică de transport pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.

Propunerea de repartizare pe destinațiile legale a profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2024, în sumă de 585.924, este următoarea:

Nr. crt.	Destinația	An 2024	Anul 2023
1	Profit contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2024	585.924	213.611
	<i>Repartizare profit contabil pe următoarele destinații:</i>		
a	Rezerva legală - soldul cumulate a atins 20% din capitalul social vărsat	-	-
b	Alte rezerve reprezentând facilități fiscale – scutirea de plată a impozitului pe profitul reinvestit	240.981	125.637

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Nr. crt.	Destinația	An 2024	Anul 2023
c	Acoperirea pierderilor contabile din anii precedenți, cu excepția pierderii contabile reportate provenite din ajustările cerute de aplicarea IAS 29 «Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste»	-	-
d	Alte repartizări prevăzute de lege - venituri realizate în anul 2024 din alocarea capacității de interconexiune (net de impozitul pe profit)	35.347	87.975
2	Profit rămas de repartizat (1-a-b-c)	309.596	-
e	Participarea salariaților la profit	-	-
f	Dividende cuvenite acționarilor din profitul rămas de repartizat	279.285	-
g	Alte rezerve constituite ca surse proprii de finanțare	30.311	-
h	Profit nerepartizat	-	-
3	Total repartizări (a+b+c+d+e+f+g+h)	585.924	213.611

Propunerea repartizării profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2024 respectă prevederile legislației în vigoare, respectiv:

- OG nr. 64/2001 – privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată cu modificări prin Legea nr. 769/2001, cu modificările și completările ulterioare;
- OMFP nr. 144/2005 – privind aprobarea Precizărilor pentru determinarea sumelor care fac obiectul repartizării profitului conform OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată cu modificări prin Legea nr. 769/2001, cu modificările și completările ulterioare;
- OMFP nr. 128/2005 privind unele reglementări contabile aplicabile agenților economici;
- Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;
- Regulamentul (UE) nr. 2022/1854 al Consiliului din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie;
- Ordinul ANRE nr. 171/2019, cu modificările și completările ulterioare privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice;
- Referatul pentru aprobarea ordinului privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (Tg) și de extragere a energiei electrice din rețea (Tl) și a prețului pentru energia electrică reactivă, practicate de CNTEE Transelectrica SA, valabile de la 1 ianuarie 2024, transmis de ANRE cu adresa nr. 2222/10.01.2024.
- Referatele pentru aprobarea ordinelor privind aprobarea tarifului pentru serviciul de sistem, practicat de CNTEE Transelectrica SA, valabil în perioadele: 1 ianuarie - 30 aprilie 2024, 1 mai - 31 august 2024 și 1 septembrie - 31 decembrie 2024, transmise de ANRE cu adresele nr. 2222/10.01.2024, nr. 86627/21.06.2024 și nr. 134580/04.10.2024.
- **Memorandumul aprobat de Guvernul României în ședința din data de 27 martie 2025 cu tema: "Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de Administrație, după caz, la societățile naționale, companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2024 sub formă de dividend/vărsăminte la bugetul de stat", emis de Ministerul Finanțelor nr. 658189/ 17.03.2025, transmis de către acționarul majoritar cu adresa nr. 20/10548/MD din 07.04.2025.**

Astfel, profitul contabil pe anul 2024 rămas după deducerea impozitului pe profit se repartizează pe următoarele destinații:

- alte rezerve reprezentând facilități fiscale prevăzute de lege în sumă de 240.981 - reprezentate de scutirea de la plată a impozitului pe profitul reinvestit, în conformitate cu prevederile art. 22 din Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare;

- alte repartizări prevăzute de lege în sumă de 35.347 - reprezentate de veniturile realizate în anul 2024 din alocarea capacității de interconexiune (sume nete de impozitul pe profit), repartizate conform prevederilor art. 1 lit. d) din OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, cu modificările și completările ulterioare, coroborat cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 943/2019, ale Regulamentului (UE) nr. 2022/1854 și ale Ordinului ANRE nr. 171/2019 care prevăd utilizarea veniturilor din alocarea capacităților de interconexiune pentru realizarea de investiții în rețea pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.
- dividende cuvenite acționarilor în sumă de 279.285* - urmează a fi repartizate în conformitate cu Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor.
Valoarea dividendelor reprezintă 90,21% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit și acoperirea destinațiilor de la punctele a) - d). În acest sens, considerăm că respectăm prevederile Memorandumului emis de Ministerul Finanțelor nr. 658189/17.03.2025, transmis de către acționarul majoritar cu adresa nr. 20/10548/MD din 07.04.2025, înregistrat în cadrul Companiei cu nr. 15353/08.04.2025.
Cu privire la stabilirea valorii dividendelor brute cuvenite acționarilor se va ține cont de numărul de acțiuni existent la data întocmirii situațiilor financiare ale anului 2024, respectiv 73.303.142 acțiuni, iar dividendul brut pe acțiune va fi stabilit considerând două zecimale după virgulă.
- alte rezerve constituite ca surse proprii de finanțare în sumă de 30.311* – reprezintă profitul nerepartizat pe destinațiile de la literele a) - f).

14. VENITURI IN 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 precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

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

	31 decembrie 2024	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2024	31 decembrie 2023	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2023
Venituri înregistrate în avans -alocare capacitate din interconexiune	6.728	6.728	1.054	1.054
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	3.335	3.335	839	839
Fonduri din tarif de racordare	296.793	7.155	317.657	9.062
Fonduri Europene	232.180	2.299	194.200	4.198
Alte subvenții	21.211	2.716	21.504	985
Total	560.247	22.232	535.254	16.138

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada ianuarie - decembrie 2024 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Sold la 1 ianuarie	16.138	39.520
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	93.714	214.514
Încasări din fonduri europene	2.585	422
Transfer din venituri în avans pe termen lung	(2.095)	(7.414)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(88.040)	(229.686)
Venituri din fonduri europene	(70)	(1.217)
Sold la sfârșitul perioadei	22.232	16.138

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
 NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
 (Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Evoluția veniturilor în avans pe termen lung în perioada ianuarie – decembrie 2024 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Sold la 1 ianuarie	519.115	439.028
Subvenții racordare	47.520	231.303
Fonduri nerambursabile	43.189	(18.410)
Fonduri nerambursabile de restituit	-	-
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(85.944)	(153.505)
Reluarea la venituri a subvențiilor	14.134	20.698
Sold la sfârșitul perioadei	538.015	519.116

15. ÎMPRUMUTURI

Împrumuturi pe termen lung

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
BEI 25709 (i)	11.975	23.952
BEI 25710 (i)	19.928	31.942
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	31.903	55.893
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(23.985)	(23.987)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	7.918	31.906

Situația împrumuturilor pe termen lung la data de 31.12.2024:

Nr. crt.	Denumire	Valoare	Sold la	Sold la	Rată	Maturitate
	Împrumut	Împrumut (valută)	31.12.2024 (valută)	31.12.2024 (RON)	dobândă	conform împrumut
1	BEI 25709	32.500.000,0 0 EUR	2.407.407,5 0 EUR	11.975	3,596%	10.09.2025
2	BEI 25710	32.500.000,0 0 EUR	4.006.410,2 1 EUR	19.928	3,856% și 2,847%	11.04.2028
TOTAL				31.902		

Împrumuturile pe termen lung sunt detaliate, după cum urmează:

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

Împrumuturile nr. BEI 25709 și BEI 25710 au fost acordate de BEI la 5 august 2010 pentru a finanța modernizarea și reabilitarea Rețelei Electrice de Transport din România. Valoarea fiecărui împrumut este de 32,5 mil. 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 2024 pentru împrumutul BEI 25709 este de 2,4 mil. EUR și pentru împrumutul BEI 25710 este de 4 mil. EUR.

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

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

La data de 31 decembrie 2024, indicatorii financiari aferenți contractelor de credit au fost îndepliniți.

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

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Între 1 și 2 ani	6.483	12.011
Între 2 și 5 ani	1.435	19.895
Peste 5 ani	-	-
Total	7.918	31.906

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 31.12.2024 sunt purtătoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Porțiunea curentă a creditelor pe termen scurt	23.985	23.987
Credite bancare pe termen scurt	-	-
Linii de credit SMART	8.354	7.072
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	303	541
Total împrumuturi pe termen scurt	32.641	31.600

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).

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.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

La data de 31 decembrie 2024 linia de credit nu este utilizată.

La data de 10.03.2022 Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. C588 cu Banca Transilvania pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea capitalului de lucru al Companiei, în sumă de 200.000 cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0,05%.

Contractul de credit în sumă de 200 milioane lei are următoarea structură:

- 175 milioane lei – linie de credit revolving utilizată pentru acoperirea nevoilor temporare de capital de lucru pentru achitarea în termen a obligațiilor scadente ale Companiei, cu o perioadă de utilizare de 12 luni, până la data de 09.03.2023;
- 25 milioane lei sub forma unui plafon pentru emitere scrisori de garanție bancară, cu o perioadă de emitere scrisori de 12 luni, până la data de 09.03.2023 și o valabilitate a scrisorilor de 24 luni.

La data de 09.05.2022 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 1 la contractul de credit nr. C588 încheiat cu Banca Transilvania, având ca obiect prelungirea valabilității utilizării liniei de credit la 24 luni (utilizare linie de credit până la data de 08.03.2024).

La data de 16.06.2022 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 2 la contractul de credit nr. C588 încheiat cu Banca Transilvania, având ca obiect majorarea plafonului pentru emitere scrisori de garanție bancară de la 25 milioane lei la 40 milioane lei (utilizare plafon până la data de 09.03.2023).

La data de 19.04.2023 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 3 la contractul de credit nr. C588 încheiat cu Banca Transilvania, având ca obiect modificarea contractelor de garanție.

La data de 07.03.2024 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 4 la contractul de credit nr. C588 încheiat cu Banca Transilvania, având ca obiect prelungirea valabilității utilizării liniei de credit la 12 luni (utilizare linie de credit până la data de 09.03.2025).

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractul privind asigurarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem încheiat cu Electrica Furnizare SA.

La data de 31 decembrie 2024 linia de credit nu este utilizată.

Împrumuturi contractate de către Filiale

În data de 9 ianuarie 2024 Filiala a contractat de la EXIM Banca Românească un credit pentru plafon multiprodus – monocompanie cu plafon de 21 mil. lei prin care s-a preluat și prelungit linia de credit cu plafon revolving de 15 mil. lei.

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

- 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 facilitare de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 46 mil lei.
- 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 facilitare de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 37 mil lei.

La data de 31 decembrie 2024, s-au efectuat trageri din linia de credit în sumă de 8.354.

16. OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

Conform contractului colectiv de muncă, aplicabil în anul 2024, 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 31 - Salarizarea conducerii Companiei.

Beneficiile pe termen lung acordate de Grup cuprind, următoarele:

- premiu de pensionare care variază de la 1 la 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani de vechime în Companie la data pensionării;
- prime jubiliare între 1 și 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani vechime în cadrul Companiei;
- ajutor în cazul pensionării datorită pierderii totale a capacității de muncă (invaliditate totală), caz în care Compania plătește 6 salarii de bază lunare brute;
- ajutor în cazul decesului din alte cauze, caz în care Compania plătește familiei suma de 22 lei;
- ajutor în cazul decesului din accident de muncă sau boală profesională, caz în care Compania plătește familiei 11 salarii de bază lunare brute;
- ajutor material acordat la pensionare pentru energie electrică reprezentând contravaloarea cotei de energie electrică, plătită unui salariat timp de 12 luni, pentru salariații cu o vechime neîntreruptă în Companie de minim 10 ani.

Calculule 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 2024	31 decembrie 2023
Prime jubiliare	63.108	55.221
Beneficiile acordate incapacitate totală de muncă (invaliditate)	236	-
Prime de pensionare	42.926	31.159
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	1.792	-
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	411	-
Energie electrică gratuită acordată actualilor angajați la ieșirea la pensie și actualilor pensionari	7.687	11.508
Total	116.159	97.888

OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	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 contravaloii 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 contravaloii 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. a. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Furnizori piața de energie	2.253.148	1.340.922
Furnizori de imobilizări	158.614	177.264
Furnizori alte activități	45.938	43.799
Sume datorate angajaților	16.143	14.809
Alte datorii	1.381.401	624.156
Total	3.855.244	2.200.950

La data de 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 2.253.148, respectiv 1.340.922, prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.496.225	591.456
- furnizori - piața de echilibrare	711.977	617.379
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	44.946	132.087
Total	2.253.148	1.340.922

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrica SA, OMV PETROM, OPCOM, CIGA Energy SA, S Complexul energetic Oltenia SA, Joint Allocation Office, Bursa Romana de Marfuri, Electrica Furnizare SA.

Creșterea 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 puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Creșterea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2024, comparativ cu trimestrul IV al anului 2023.

Scăderea "datoriilor aferente schemei de sprijin" către furnizori (producători) a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2024, față de luna decembrie 2023, cât și de plățile efectuate către RAAN în lunile mai și iunie 2024 pentru bonusul de cogenerare reținut la plată, conform deciziilor civile executorii nr. 806/20.05.2024 (dosar nr. 28460/3/2017) și nr. 898/03.06.2024 (dosar nr. 3694/3/2016) pronunțate de Curtea de Apel București.

La data de 31 decembrie 2024, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 3.539.953 (CET Govora SA) și Universitatea Națională de Știință și Tehnologie Politehnica București, reprezentând bonus lunar de cogenerare și ante-supracompensarea pentru anul 2015. Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorul (producătorul) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

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

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției

pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: *“în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective”* și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

CNTEE Transelectrica SA 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 40.508.

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.

Diminuarea soldului **”furnizorilor de imobilizări”** la 31 decembrie 2024 față de 31 decembrie 2023 s-a datorat efectuării plăților ajunse la scadență.

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 2023.

La 31 decembrie 2024, 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 2024	31 decembrie 2023
Creditori diverși	385.573	312.095
Clienți-creditori	850.989	247.531
Dividende de plată	134	193
Alte datorii	144.705	64.337
Total	1.381.401	624.156

➤ „Creditorii diverși”, în sumă de **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 363.120.

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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;
 - 14.281 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
 - 4.937 CPT-ul cauzat de tranzitele suplimentare de energie în rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV, pentru cota atribuită producătorilor care dețin centrale cu capacitate instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele de distribuție respective;
 - 1.686 redevență trim IV 2024 și altele.
- "Clienții creditori", la data de 31 decembrie 2024, sunt în sumă de **850.989**, din care 830.721 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) și FBMC (Flow Based Market Coupling), de la: JAO (8.278), MAVIR (38.652), BRM (49.325), IBEX (174.896) și OPCOM (559.570).
- La 31 decembrie 2024, dividendele cuvenite acționarilor Transelectrica și neplătite sunt în sumă de **134**. Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- "Alte datorii", în sumă de **144.705**, sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 110.833, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 28.616 și altele.

17.b DATORII LEASING - CLĂDIRI

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Datorii - Leasing clădiri pe termen scurt	7.328	9.253
Datorii - Leasing clădiri pe termen lung	1.604	7.073
Total	8.932	16.326

La 31 decembrie 2024, datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de **8.932**, din care:

- datorie pe termen scurt: 7.328
- datorie pe termen lung: 1.604.

17.c DATORII PE TERMEN LUNG

"Alte datorii pe termen lung", în sumă de **5.613**, reprezintă datoria cu impozitul minim global estimat aferent Grupului, ca urmare a aplicării prevederilor Legii nr. 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni.

Impozitul suplimentar național se declară și se plătește de către entitățile constitutive sau entitățile constitutive desemnate care au sediul în România la organul fiscal competent pentru primul an de aplicare în termen de 18 luni de la ultima zi a exercițiului financiar de raportare.

18. PROVIZIOANE

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Provizioane pentru litigii	25.885	25.983
Provizioane pentru contracte mandat	8.600	40.491
Alte provizioane	1.468	717
Total	35.953	67.191

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2024, în sumă de **35.953**, 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 29 – 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 29 – 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. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. (Hotărâre 2698/2020 22.12.2020).

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. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței, azi, 25.11.2021. Document: Hotărâre 1927/2021 25.11.2021.

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 8.600 la data de 31 decembrie 2024, reprezintă:

- componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017, pentru administratorii executivi și neexecutivi, solicitate de aceștia în instanță;
- 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.

"Alte provizioane" în sumă de **1.468** reprezintă în principal concedii de odihnă neefectuate.

19. IMPOZITUL PE PROFIT

Impozitul pe profit pentru anii 2024 și 2023 se prezintă, după cum urmează:

	31 Decembrie 2024	31 Decembrie 2023
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	44.377	38.516
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	(49.595)	8.583
Cheltuiala cu impozitul minim global Grup	5.613	-
Total	395	29.934

Impozitul pe profit curent și amânat al Companiei pentru anii 2024 și 2023 este determinat la o rată statutară de 16%, fiind în vigoare în anul 2024 și în anul 2023.

De asemenea prin Legea nr. 431/2023 se transpun prevederile Directivei (UE) 2022/2523 (denumită în continuare "Directiva Pillar 2"), introducându-se în România un sistem complex de reguli pentru impozitarea minimă efectivă de 15% a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni cu venituri consolidate anuale de cel puțin 750 de milioane euro, din cel puțin două din cele patru exerciții financiare anterioare.

Astfel România a implementat QDMTT începând cu 1 ianuarie 2024, ceea ce în termeni practici înseamnă că impozitul suplimentar național la nivelul entităților constitutive din România care sunt impozitate la un nivel redus se calculează conform regulilor QDMTT – *Qualified Domestic Minimum Top Up Tax* (articolul 17 din Legea 431) și se va colecta, declara și plăti către autoritățile fiscale din România.

În anul 2024 Compania a recunoscut un impozit minim global estimat aferent Grupului în sumă de **5.613**, ca urmare a aplicării prevederilor Legii nr. 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni, impozit pentru care se impune obligația de declarare și plată până la data de 30.06.2026.

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

Reconcilierea cotei efective de impozitare asupra impozitului pe profit:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Impozit pe profit la rata statutară la o rată de 16%	102.441	41.611
Efectul cheltuielilor nedeductibile	29.396	41.412
Efectul veniturilor neimpozabile	(40.767)	(20.370)
Rezerva din reevaluare taxabilă	45.010	10.709
Rezerva legală	(53)	-
Impozit pe profit scutit	(6.169)	(3.216)
Alte efecte	(85.480)	(31.629)
Total	44.377	38.516

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(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 2024 și 2023 se prezintă, după cum urmează:

Elemente	Sold la 31 decembrie 2022	Recunoscut în profit și pierdere	Recunoscut direct în AERG	Sold la 31 decembrie 2023	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2024
Imobilizări corporale - durate de viață	41.475	668	0	42.144	864	0	43.008
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	96.953	(9.612)	203.502	290.843	(47.061)	6.014	249.797
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(5.859)	(377)	0	(6.237)	(1.310)	0	(7.547)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(13.955)	(1.761)	0	(15.716)	(2.869)	0	(18.585)
Estimat interconexiune	(1.760)	(4.000)	0	(5.760)	4.560	0	(1.200)
Provizioane pentru litigii	(4.392)	138	0	(4.254)	(543)	0	(4.797)
Ajustări stocuri	(2.379)	162	0	(2.217)	244	0	(1.973)
Alte elemente	(51.940)	8.691	0	(43.249)	(4.418)	0	(47.666)
Estimări furnizori producție	0	(2.448)	0	(2.448)	937	0	(1.511)
Impozit (activ)/datorie	58.144	(8.540)	203.502	253.105	(49.595)	6.014	209.525

	Activ		Datorie		Net	
	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Imobilizări corporale - durate de viață	(50.101)	(4.838)	93.109	46.981	43.007	42.144
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	(47.061)	(9.612)	296.858	300.455	249.797	290.843
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(9.179)	(741)	1.632	(5.495)	(7.547)	(6.237)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(18.585)	(15.716)	-	-	(18.585)	(15.716)
Estimat interconexiune	(1.200)	(5.760)	-	-	(1.200)	(5.760)
Provizioane pentru litigii	(4.797)	(4.254)	-	-	(4.797)	(4.254)
Ajustări stocuri	(1.973)	(2.217)	-	-	(1.973)	(2.217)
Alte elemente	(47.666)	(43.249)	-	-	(47.666)	(43.249)
Estimări furnizori producție	(1.511)	(2.448)	-	-	(1.511)	(2.448)
Impozit net (activ)/datorie	(182.074)	(88.835)	391.598	341.941	209.525	253.105

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

20. REZULTATUL PE ACȚIUNE

La 31 decembrie 2024 și la 31 decembrie 2023, rezultatul pe acțiune este:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Rezultatul exercitiului din operațiuni continue	556.973	263.061
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	7,60	3,59

21. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	18.859	19.202
TVA de plată	1.706	1.991
Impozit pe salarii	3.681	3.463
Alte impozite de plată	1.291	1.391
Total	25.537	26.047

La 31 decembrie 2024, 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 2025.

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.

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

	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 septembrie – 31 decembrie 2024	-	11,51 ^{*)}
Ordin nr. 15/29.05.2024 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2024		12,84
Ordin nr. 116/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024	-	9,17
Ordin nr. 109/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2024	31,67 ^{**)}	-
Ordin nr. 67/25.05.2023 pentru perioada 01 iunie – 31 decembrie 2023	-	6,64
Ordin nr. 144/21.12.2022 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2023	-	7,73
Ordin nr. 28/29.03.2023 pentru perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2023	31,20	-
Ordin nr. 33/23.03.2022 pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2023	28,10	

^{*)}Modificarea valorii tarifului pentru serviciul de sistem 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 2024, în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE;

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

**) Tariful mediu pentru serviciul de transport de 31,67 lei/MWh, în vigoare de la 01 ianuarie 2024, cuprinde componenta principală de 30,41 lei/MWh și componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT de 1,26 lei/MWh (Ordin ANRE nr. 109/2023).

Tariful mediu de transport al energiei electrice are două componente: tariful pentru introducerea de energie electrică în rețea (T_G) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețea (T_L).

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

	2024	2023
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	51.824.802	50.394.667

Veniturile din exploatare realizate în anii 2024 și 2023 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Venituri din serviciul de transport	1.619.446	1.544.813
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	282.080	343.179
Venituri din energia reactivă	1.660	8.060
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	25.790	13.163
Venituri din tranzacții CPT	95.481	46.813
Venituri din serviciul de transport – total	2.024.457	1.956.027
Venituri din servicii de sistem	571.078	358.896
Venituri din ajutoare de avarie	62.199	31.765
Venituri din servicii de sistem – total	633.277	390.661
Venituri privind piața de echilibrare	4.965.725	2.269.419
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	178.498	94.995
Alte venituri	178.498	94.995
Total venituri	7.801.956	4.711.102

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în anul 2024 comparativ cu anul 2023 cu suma de 74.634, determinată atât de majorarea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), cât și de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,84%, respectiv cu 1.430.135 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o scădere în anul 2024 față de anul 2023 cu suma de 61.099, 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, scăderea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

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

și Bulgaria) sunt implicate - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

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

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 171/2019 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.

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

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova.

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

Pentru primul semestru al anului 2024, tariful aplicat schimburilor cu țările perimetrice a fost de 2,8 EUR/MWh. Începând cu data de 01 iulie 2024, de la intrarea Ucrainei în mecanism, tariful a scăzut la 2,5 EUR/MWh, fiind aplicat doar schimburilor pe granița cu Republica Moldova, ceea ce a condus la o reducere a cantităților și respectiv a sumelor facturate.

În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Astfel, în anul 2024, veniturile înregistrate în urma aplicării Mecanismului ITC au fost cu 12.628 mai mari față de cele înregistrate în anul 2023. Această creștere se datorează, în principal:

- modificării tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice în perioada 15.06.2023- 30.06.2024, de la 1,2 EUR/MWh la 3 EUR/MWh, ceea ce a condus la o creștere a veniturilor față de perioada similară a anului trecut;
- înregistrării în anul 2024 de schimburi de energie cu ambele țări perimetrice (Ucraina și Republica Moldova), spre deosebire de anul 2023, când schimburile au fost doar cu Republica Moldova.

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv, 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 mari în anul 2024 comparativ cu anul 2023 cu suma de 48.668.

În structura acestor venituri, tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost mai mici decât cele realizate în anul precedent, având în vedere că o mare parte din CPT necesar a fost achiziționat pe piețele pe termen lung

prin mecanismul MACEE (Mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică), iar prețurile pe piețele pe termen scurt au scăzut față de anul precedent, înregistrându-se și intervale cu prețuri negative.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mari decât cele realizate în perioada similară a anului precedent, având în vedere prețurile foarte mari înregistrate pe Piața de Echilibrare, precum și faptul că dezechilibrele înregistrate pentru CPT au fost în sens contrar celor ale sistemului, ceea ce a condus la achiziționarea energiei la preț negativ, care se constituie în venit pentru Companie. Această tendință a fost mai accentuată în primul semestru al anului 2024, în al doilea semestru înregistrându-se venituri comparabile cu cele din anul precedent.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în anul 2024 comparativ cu anul 2023 cu suma de 212.181, determinată atât de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), cât și de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,84%, respectiv cu 1.430.135 MWh.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE, tariful aprobat pentru serviciile de sistem a fost modificat în cursul anului 2024 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 ianuarie 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 tariful în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Venituri din ajutoare de avarie

La solicitarea OTS vecini, în cursul anului 2024 au fost acordate ajutoare de avarie în sumă totală de 62.199, pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din țările respective. Ajutoarele de avarie au fost acordate către Ucraina, pe fondul afectării infrastructurii energetice din această țară în urma conflictelor armate și către Serbia, pe fondul opririlor accidentale de grupuri din această țară.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o creștere semnificativă în anul 2024 față de anul 2023, cu suma de 2.696.306, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori, de la aproximativ 420 MW la începutul anului 2023 la aproximativ 1.500 MW în anul 2024;
- lipsa controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și preocuparea redusă pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;
- gradul redus de ajustare a producției producătorilor de energie regenerabilă cu poziția netă contractuală (menționăm aici și producători beneficiari de certificate verzi, în baza prevederilor Legii nr. 220/2008);
- creșterea accentuată a prețurilor de ofertă în piața de echilibrare (pozitive la creștere, respectiv negative la scădere), cu impact asupra prețurilor marginale înregistrate în special în cazul energiilor activate pentru reglajul secundar, respectiv în cazul energiilor activate pe terțiar rapid la scădere în situațiile cu producție puternic excedentară;
- în condițiile unui sistem preponderent excedentar, la nivelul pieței de echilibrare se înregistrează un volum mare al selecțiilor la reducere de putere, respectiv prețuri negative semnificative în Piața de Echilibrare care au determinat, pe de o parte venituri importante pentru producătorii care au oferit prețuri negative la reducere de putere, respectiv costuri considerabile pentru PRE care au înregistrat dezechilibre pozitive;
- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică.

Începând cu data de 01 iulie 2024 a intrat în vigoare Ordinul 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.

Venituri din alte prestații și alte venituri din exploatare

Veniturile din alte prestații și alte venituri din exploatare au înregistrat o creștere în anul 2024 comparativ cu anul 2023 cu suma de **171.788**, determinată, în principal, de înregistrarea veniturilor din despăgubiri, amenzi și penalități ca urmare a recuperării pe cale juridică, conform Hotărârii civile nr. 6169/2023, pronunțată la data de 20 decembrie 2023, de către ICCJ – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal și comunicată Companiei în data de 15 mai 2024, a unor sume (obligații suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017) executate în anul 2017 de către ANAF, în baza titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017.

23. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI SI PIATA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare realizate în anii 2024 și 2023 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	609.330	519.731
Cheltuielile cu congestiile	107	90
Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET	45.850	37.669
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	12.840	-
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compesation)	47.486	82.936
Total cheltuieli pentru operarea sistemului	715.613	640.426
Cheltuieli privind serviciile de sistem	523.611	499.185
Cheltuielile privind piața de echilibrare	4.965.535	2.268.981
Total	6.204.759	3.408.592

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 mari cu suma de 89.599 în anul 2024 comparativ cu anul 2023, 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 prevederilor OUG nr. 153/2022, pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022, CNTEE Transelectrica SA a achiziționat energie electrică pentru acoperirea a 75% din cantitatea aferentă prognozei de CPT validate prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE). Pentru 50% din necesarul validat, energia s-a achiziționat prin alocarea anuală, la un preț de achiziție reglementat la valoarea de 450 lei/MWh. Pentru restul de energie necesară s-au efectuat alocări lunare, la prețul de 450 lei/MWh, respectiv 400 lei/MWh (din 01 aprilie 2024);
- ✓ începând cu 01.04.2024, mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice (MACEE) a fost modificat prin OUG nr. 32/2024, în sensul:
 - reducerii prețului de achiziție reglementat la valoarea de 400 lei/MWh;
 - eliminării obligativității de participare a producătorilor la mecanism;
 - modificării perioadei de aplicare a mecanismului de la 31.03.2025 la 31.12.2024;

- permițerii participării la mecanism și a altor producători, cu capacități de producție mai mici de 10 MW.
- ✓ modificările introduse prin OUG nr. 32/2024 au condus spre o ieșire treptată din schema de sprijin și o revenire la mecanismele de piață concurențiale. Ca urmare, începând cu alocările lunare aferente lunii august, cantitatea alocată pentru acoperirea CPT prin MACEE a fost aproape zero. Energia necesară a fost achiziționată prin contracte bilaterale și din PZU;
- ✓ creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori (de la cca 420 MW la începutul anului 2023, la cca 1.500 MW la începutul anului 2024), împreună cu creșterea ponderii energiei eoliene și solare, au condus la o scădere a prețurilor energiei pe piețele pe termen scurt. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în perioada ianuarie –decembrie 2024 a fost similar cu prețul din anul 2023;
- ✓ prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână;
- începând cu data de 01 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult. Astfel, costurile rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață au fost mai mari comparativ cu anul 2023.

Cheltuieli privind congestiile

În anul 2024 s-au înregistrat congestii în sumă de 107. În condițiile indisponibilității simultane a LEA 400 kV Bradu – Brașov și a LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, linii aflate pe direcția sud - nord a SEN, a unui tranzit de energie electrică foarte ridicat prin România din zona de sud - est a Europei către zona de centru - nord a Europei, rezultat al tranzacțiilor din piața de energie electrică europeană, a unei producții ridicate în centralele electrice eoliene și a unor temperaturi caniculare, a fost necesară selectarea la reducere de putere a unităților din zona de sud a României (din zona Oltenia și din zona Dobrogea) pentru managementul congestiilor de rețea. LEA 400 kV Bradu – Brașov a fost retrasă din exploatare pentru îndepărtare copac căzut pe linie, tăiat de persoane necunoscute. LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud a fost repusă în funcțiune, după finalizarea controlului pe linie.

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 creștere cu 8.180 în anul 2024 comparativ cu anul 2023.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În anul 2024 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 12.840.

Prin deciziile ANRE nr. 2642/14.11.2023 și nr. 2643/14.11.2023, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2024 pentru Distribuție Energie Oltenia S.A. și pentru E-Distribuție Dobrogea 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 2024, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 35.451 față de anul 2023.

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

Cheltuielile privind serviciile de sistem au înregistrat o creștere în anul 2024 comparativ cu anul 2023 în sumă de 24.426.

Serviciile de sistem sunt achiziționate de Companie de la producători în scopul asigurării menținerii nivelului de siguranță în funcționare a SEN și a calității energiei electrice transportată la parametrii ceruți de normele

tehnice în vigoare, în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național (unitate organizațională din cadrul Companiei) care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN.

Achiziția serviciilor de sistem se realizează atât în regim concurențial prin licitații zilnice și pe sens, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, cât și în regim reglementat, în baza Deciziilor ANRE (în cazul rezervelor pentru energia reactivă).

În anul 2024, contractarea serviciilor de sistem în regim reglementat s-a efectuat doar pentru energia reactivă, conform Deciziei ANRE nr. 1078/2020, fiind asigurată de către Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA.

În conformitate cu prevederile art. II din Ordinul ANRE nr. 18/30.05.2024, pe o perioadă de 3 luni (perioada 01.06.2024-31.08.2024), conform regulamentului 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, achiziția serviciilor de capacitate de echilibrare pentru stabilitatea frecvenței contractate de CNTEE Transelectrica SA s-a realizat, astfel:

- la un preț maximal de 82,30 lei/hMW pentru rezerva de reglaj secundar / rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată la creștere și pentru cea cu activare automată la reducere;
- la un preț maximal de 37,94 lei/hMW pentru rezerva de reglaj terțiar rapid la creștere / rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală la creștere;
- la un preț maximal de 16,38 lei/hMW pentru rezerva de reglaj terțiar rapid la reducere / rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală la reducere.

De asemenea, în conformitate cu prevederile art. I, pct. 3 din Ordinul ANRE nr. 18/30.05.2024, începând cu data de 01.09.2024 prețurile maxime nu mai sunt aplicabile, iar procedura de licitație se organizează la nivelul CNTEE Transelectrica SA pe baza prețului de ofertă.

Începând cu data de 01 iulie 2024 a intrat în vigoare Ordinul 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, care definește noile tipuri de rezerve care vor fi achiziționate de către CNTEE Transelectrica SA, în conformitate cu cerințele codurilor Europene. Este vorba de Rezerva de Stabilizare a Frecvenței (bandă simetrică), Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată și manuală, respectiv Rezerva de Înlocuire. Aceste rezerve vor fi calificate ca și rezerve standard, în baza Ordinului ANRE nr. 89/2021 privind aprobarea de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2024, s-au constatat următoarele:

- o creștere abruptă a prețului de achiziție a rezervei terțiare rapide - reducere de putere. Astfel, s-au înregistrat creșteri ale prețului de achiziție a rezervei de la 9,82 lei/hMW la valori de până la 250 lei/hMW;
- aceeași tendință s-a constatat și la rezerva secundară, în perioada ianuarie - mai 2024;
- în perioada iunie - august 2024 prețurile de achiziție a capacităților de echilibrare RRFa, RRFm, la creștere și reducere de putere, s-au menținut la nivelul prețurilor reglementate de prevederile art. II din Ordinul ANRE nr. 18/30.05.2024, fiind înregistrate și prețuri sub limita maximă impusă de autoritate;

În luna septembrie 2024, odată cu eliminarea prețurilor plafonate, conform prevederilor art. II din Ordinul ANRE nr. 18/30.05.2024, s-a înregistrat un trend de creștere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și RRFm la reducere de putere.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2024 au înregistrat o creștere de 118,84% față de anul 2023, respectiv cu suma de 2.696.554. 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 2024	31 decembrie 2023
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	288.595	263.765
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	8.719	8.641
Total	297.314	272.406

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **288.595** reprezintă amortizarea înregistrată în anul 2024, calculată la valoarea reevaluată a activelor la 31 decembrie 2023, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 în sumă de **8.719** (Compania își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate). Potrivit IFRS 16 – *Contracte de leasing*, se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum din str. Olteni nr. 2-4, ca activ evaluat la nivelul chiriei de achitat până la finele contractului de închiriere. Activul recunoscut conform IFRS 16 se amortizează la nivelul chiriei lunare și se înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”.

25. CHELTUIELI CU PERSONALUL

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Cheltuieli cu personalul	489.463	447.429
- din care cheltuieli cu salariile personalului	261.752	375.070

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2024 înregistrează o creștere în sumă de 42.035 comparativ cu anul 2023 determinată, în principal, de:

- creșterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli sociale, 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);
- actualizarea provizioanelor constituite/reluarea la venituri a unei părți din provizioanele constituite, concomitent cu plata efectuată pentru certificatele OAVT (OAVT = remunerații administratori executivi și neexecutivi constând în componenta variabilă aferentă pachetelor de OAVT-uri alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017), plăți efectuate în baza sentințelor judecătorești executorii, primite de Companie (conform calculului actuarial);
- actualizarea provizionului pentru obligațiile privind beneficiile angajaților (conform calculului actuarial).

ii) Numărul de salariați

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, numărul efectiv al angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă, astfel:

Număr salariați	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Transelectrica SA	2.026	2037
Smart SA	599	612
Teletrans SA	234	234

26. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	142.963	128.417
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	1.255	1.036
Cheltuieli cu chiriile	7.115	6.732
(Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	(12.722)	105
Alte cheltuieli	34.692	74.415
Total	173.302	210.705

În anul 2024, aceste cheltuieli au înregistrat o diminuare în sumă de 37.404 comparativ cu anul 2023, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal, pierdere de creante, cheltuieli cu reevaluarea imobilizărilor corporale etc.;
- creșterea unor elemente de cheltuieli cu serviciile executate de terți, respectiv: cheltuieli cu protecția civilă și paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu pregătirea personalului etc.;
- creșterea altor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli privind mărfurile (valorificarea deșeurilor rezultate în urma efectuării lucrărilor de mentenanță/retehnologizări/modernizări stații), cheltuieli privind cotizațiile internaționale, cheltuieli privind energia achiziționată pentru consum administrativ etc.;
- creșterea 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;
- înregistrarea unor ajustări pentru deprecierea creanțelor (ROMELECTRO SA, OPCOM SA etc.), a ajustărilor pentru deprecierea stocurilor, precum și reluarea la venituri a unor ajustări pentru deprecierea activelor curente (ROMELECTRO SA, CET GOVORA SA, ARELCO POWER SRL etc.), a unor provizioane pentru litigii (ELM ELECTROMONTAJ CLUJ SA, ENERGOBIT SA etc.) și a ajustărilor pentru deprecierea stocurilor etc.

27. REZULTAT FINANCIAR NET

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Venituri din dobânzi	7.217	6.479
Venituri din diferențe de curs valutar	4.965	27.901
Alte venituri financiare	14.697	1.516
Total venituri financiare	26.879	35.896
Cheltuieli privind dobânzile	(10.009)	(9.940)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(6.797)	(27.910)
Alte cheltuieli financiare	(399)	(404)
Total cheltuieli financiare	(17.204)	(38.254)
Rezultatul financiar net	9.675	(2.358)

La data de 31 decembrie 2024, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **9.675**, mai mare cu 12.033 față de anul anterior, influențat, în principal, de creșterea veniturilor din dividende încasate de la filiala OPCOM SA în sumă totală de 14.650.

Comparativ cu anul 2023, nivelul veniturilor și cheltuielilor din diferențele de curs valutar realizate în anul 2024 a fost influențat de volumul tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor coroborat cu evoluția ratelor de schimb valutar a monedei naționale în raport cu moneda euro.

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

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 31 decembrie 2024 comparativ cu cel înregistrat la 31 decembrie 2023, se prezintă, astfel:

Moneda	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Lei / Euro	4,9741	4,9746

28. 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.

29. ANGAJAMENTE ȘI CONTINGENTE

➤ Angajamente

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

➤ Terenuri utilizate de Grup

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

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

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 31.12.2024 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 nu există litigii în curs semnificative în care Compania să aibă calitatea de pârât, cu excepția următoarelor:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

• REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE (RAAN)

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

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

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

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

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

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: 03.10.2024.

La termenul din 03.10.2024, instanța acordă termen la data de 23.01.2025, iar la acest termen din 23.01.2025 se acorda un nou termen pentru data de **26.03.2025** pentru continuarea procedurii, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și pentru îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare. La termenul din 26.03.2025 amână cauza la data de 11.06.2025, pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare.

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

Dosarul nr. **28460/3/2017** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 12.346.063 lei. Soluția CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluția din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentința apelată în sensul că: a fost admisă cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități, cu drept de recurs. Hotărâre 806/20.05.2024. Transelectrica a declarat recurs, fără termen fixat.

Dosarul nr. **3694/3/2016** - Pretenții 15.698.721,88 lei. Termen de judecată la data de 08.11.2021: cauza a fost suspendată până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Soluția 03.06.2024: s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs. Hotărâre 898/03.06.2024. Transelectrica a declarat recurs, fără termen fixat.

• CURTEA DE CONTURI

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2017, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. Compania a formulat mai multe contestații împotriva măsurilor dispuse de către Curtea de Conturi a României (CCR) prin Decizia nr. 8/27.06.2017, solicitând anularea acestora, precum și a Încheierii nr. 77/03.08.2017, înregistrată la registratura Societății sub nr. 29117/08.08.2017, respectiv a Raportului de

control nr.19211/26.05.2017. Contestațiile au fost pe rolul Curții de Apel București dintre care dosarul nr.**6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, la termenul de judecată din data de 31.03.2023: Conform procesului-verbal din 29.03.2023, dosarul nr. 6581/2/2017 a fost versionat în cadrul completului 12 Fond al Secției a VIII-a Contencios administrativ și fiscal sub nr. **6581/2/2017*** Solutia pe scurt: Pentru a da posibilitatea părților să depună concluzii scrise și pentru a delibera, amână pronunțarea la următoarele termene 31.03.2023, 13.04.2023, 28.04.2023, 12.05.2023.

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

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

- Obiectul dosarului cu nr.**2153/2/2021** este anularea actului administrativ emis ca urmare a controlului efectuat de CCR în perioada ianuarie-iulie 2020 prin care a dispus 10 măsuri de implementat de către Companie cuprinse în Decizia nr.15/2020.

La termenul din 10.12.2021 CAB respinge cererea de chemare în judecată formulată de Companie. Transelectrica a declarat recurs respins ca nefondat în data de 07.03.2024. Hotărâre definitivă nr.1319/2024.

- **OPCOM**

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

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

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

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

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

Solutia CAB conform Hotărâre nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . In data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

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

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

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

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru. Cu recurs în termen de 30 zile de la comunicare. Hotărâre 423/13.03.2025.

- **CONAID COMPANY SRL**

În anul 2013, Conaid Company SRL a dat în judecată CNTEE Transelectrica pentru refuzul nejustificat al acesteia de a semna un act adițional la contractul de racordare sau un nou contract de racordare și a solicitat despăgubiri pentru cheltuielile suportate până la acel moment în sumă de 17.419.508 și profiturile nerealizate pe perioada 2013-2033 în sumă de 722,76 mil EUR. Până în acest moment, Compania nu a încheiat un act adițional la contractul de racordare întrucât condițiile suspensive incluse în contract nu au fost îndeplinite de către Conaid Company SRL. Un contract nou de racordare ar fi trebuit încheiat până la data de 11 martie 2014, dată la care avizul tehnic de racordare a expirat. Dosarul nr. **5302/2/2013** s-a aflat pe rolul Înaltei Curții de Casație și Justiție Secția Contencios Administrativ și Fiscal, având ca obiect obligare emitere act administrativ, stadiul procesual – recurs, termenul de judecată fiind 09.12.2015. La acest termen, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis, în principiu, recursurile și a fixat termen de judecată, pe fond, a recursurilor la data de 08 aprilie 2016. Complet 4, cu citarea părților.

Judecarea cauzei a fost amânată pentru data de 17.06.2016, când instanța a rămas în pronunțare, amânând pronunțarea la data de 29.06.2016, când a pronunțat Decizia nr. 2148/2016, prin care a dispus următoarele: “Respinge excepțiile invocate de recurenta-reclamantă Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Admite recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. Împotriva încheierii de ședință din 18 februarie 2014 și a sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Casează încheierea atacată și sentința în parte și trimite cauza la Tribunalul București – Secția a VI-a civilă spre soluționare a acțiunii reclamantei în contradictoriu cu Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Menține celelalte dispoziții ale sentinței în ceea ce privește acțiunea reclamantei împotriva Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Respinge recursurile declarate de reclamanta Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de intervenienta Duro Felguera S.A. Împotriva sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. Împotriva încheierii de ședință din 25 martie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Definitivă. Pronunțată în ședință publică, în data de 29 iunie 2016.

Pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a Civilă, cauza a fost înregistrată sub nr. 12107/3/2017. Prin sentința civilă nr. 4364/23.11.2017, Tribunalul admite excepția de inadmisibilitate și respinge ca inadmisibilă cererea. De asemenea, respinge cererea de intervenție în interesul reclamantei. Cu apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Apelul a fost depus la Tribunalul București Secția a VI-a Civilă și la dispoziția părților prin intermediul grefei, în data de 23.11.2017.

La data de 02.11.2018, pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a civilă – a fost înregistrată o nouă cerere de chemare în judecată formulată de Conaid Company SRL, în dosarul nr. **36755/3/2018**, prin care reclamanta a solicitat instanței să dispună obligarea Transelectrica SA la „repararea prejudiciului cauzat reclamantei, ca urmare a neexecutării culpabile a obligațiilor de către pârâtă, în cuantum de 17.216.093,43 lei, constând în paguba efectiv suferită și beneficiul nerealizat, estimat provizoriu la 100 mii euro. Având în vedere refuzul nejustificat al Transelectrica SA de a încheia și semna un act adițional la Contractul nr.C154/27.04.2012, și în situația în care instanța va considera că, din punct de vedere formal, nu poate fi considerată îndeplinită de către reclamantă obligația vizând condițiile suspensive, aceasta neexecutare se datorează culpei exclusive a Transelectrica SA, pârâta împiedicând îndeplinirea condițiilor”.

La termenul din 15.10.2019 respinge ca neîntemeiate excepțiile lipsei calității procesuale active și a lipsei de interes. Unește cu fondul excepția prescripției. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței.

Acordă termen pentru continuarea cercetării procesului la 26.11.2019, cu citarea părților. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței.

Se amână pentru administrarea probei cu expertiză și se acordă termen în data de 21.01.2020.

În data de 21.01.2020, se amână cauza pentru a se efectua expertiza și se acordă următorul termen pe 31.03.2020.

La termenul din 31.03.2020, soluția pe scurt a fost următoarea: Suspendat de drept în baza art. 42 alin.6 din Decretul președintelui României 195/2020 privind instituirea stării de urgență pe teritoriul României, pe

toata perioada stării de urgență.

După mai multe amânări, la termenul din 03.01.2024 TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/03.01.2024.

Conaid Company SRL a declarat apel, termen fixat în data de **27.03.2025**. La termenul din **27.03.2025**, instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, recursul se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă.

• MUNICIPIUL REȘIȚA

Dosarul nr. **2494/115/2018***- **dosarul nr. 2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraș Severin, are ca obiect cererea de chemare în judecată, prin care reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata sumei de 17.038.126,88 lei 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.

Soluția pe scurt: Admite excepția de necompetență teritorială a Tribunalului Caraș-Severin. Declină competența de soluționare a cererii formulate de reclamantul Municipiul Reșița - prin primar, în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport a Energiei Electrice "Transelectrica" SA, în favoarea Tribunalului București. Fără cale de atac, conform art.132 alin.3 Cod procedură civilă. Pronunțată în ședință publică. Hotărâre 313/11.03.2019.

La termenul din data de 25.10.2019 se admite excepția necompetenței teritoriale a Tribunalului București. Declină competența de soluționare a cauzei în favoarea Tribunalului Caraș-Severin. Constată ivit conflictul negativ de competență între Tribunalul București și Tribunalul Caraș-Severin. Suspendă cauza și înaintează dosarul Înaltei Curți de Casație și Justiție, în vederea soluționării conflictului negativ de competență. Fără nicio cale de atac. Hotărâre 2376/25.10.2019.

Înalta Curte de Casație și Justiție la termenul din data de 16.07.2020 prin decizia nr.1578 a stabilit competența de soluționare a cauzei în favoarea Tribunalului Caraș Severin – Secția I civilă.

Dosar **2494/115/2018****. Termen: 22.03.2021 la Tribunalul Caraș Severin. Soluția: Suspendă judecarea cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica SA, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară.

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

La termenul din 19.01.2023, soluția pe scurt este: Respinge excepția netimbrării cererii având în vedere că pârâta nu are calitatea necesară pentru a invoca modul de stabilire a taxei de timbru. Respinge excepția tardivității formulării cererii modificatoare a cererii de chemare în judecată. Prorogă discuția asupra excepției efectului pozitiv al autorității de lucru judecat până la termenul la care se va depune în integralitate decizia Înaltei Curți de Casație și Justiție în dosarul nr. 3154/115/2018**. Prorogă pronunțarea asupra cererilor de probațiune constând în proba cu interogatoriul pârâtei și cu expertiza contabilă. Amână judecarea cauzei și acordă termen de judecată în data de 02.03.2023.

La termenul din 02.03.2023, soluția pe scurt este: "suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA, având ca obiect pretenții. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecării."

La termenul din 22.02.2024 instanța amână judecarea cauzei, în vederea restituirii dosarului nr. 2494/115/2018**, înaintat în cale de atac la Curtea de Apel Timișoara, pentru când părțile au termen în cunoștință în baza art. 229 Cod proc.civ. prin prezența reprezentanților convenționali.

La termenul din 06.06.2024, instanța respinge cererea de amânare formulată de către reclamantul Municipiul Reșița, amână judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză la data de 27.06.2024 pentru când părțile au termen în cunoștință în baza art. 229 Cod proced. Civilă prin reprezentanții convenționali.

La termenul din data de 27.06.2024, instanța dispune comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de ședință, aflate la filele 172-174, depuse de către pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA. Dispune comunicarea către expert a unui exemplar de pe precizările depuse de către reclamantul Municipiul Reșița ca urmare a cererii formulate de către expert. Amână

judicarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 19.09.2024, pentru când părțile au termen în cunoștință în baza art. 229 Cod proc.civ. prin reprezentanți convenționali.

În data de 19.09.2024 s-a încuviințat cererea reclamantului de amânare a cauzei și s-a dispus comunicarea către acesta a unui exemplar al raportului de expertiză. S-a prorogat discutarea cu privire la onorariul definitiv al raportului de expertiză după studierea acestuia de către ambele părți. S-a amânat judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024, pentru când părțile au termen în cunoștință în baza art. 229 Cod proc.civ. prin reprezentanți convenționali..

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

La termenul din 12.12.2024 s-a acordat un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților.

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

• ANAF

În anul 2017 s-a finalizat Inspekția fiscală generală începută la sediul Transelectrica SA la data de 14.12.2011, control ce a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010. Inspekția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției finale cu Transelectrica SA.

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

Potrivit Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 în sumă totală de 99.013, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35.105, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.

În principal, Raportul de inspekție fiscală al ANAF a consemnat următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.727, precum și accesorii, datorate pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă (acestea au fost distruse în incendiul izbucnit în noaptea de 26-27 iunie 2009, la punctul de lucru din clădirea Millenium Business Center din str. Armand Călinescu nr. 2-4, sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

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

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

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

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

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

Ulterior contestării de către Companie a actului administrativ fiscal Decizia nr.F-MC 439/30.06.2017, ANAF a comunicat Companiei Decizia nr. 122/13.03.2018 prin care respinge ca nemotivată contestația formulată de CNTEE Transelectrica SA, decizia fiind primită la data de 16.03.2018, ulterior depunerii cererii de chemare în judecată care face obiectul dosarului nr.1802/2/2018.

Soluția pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulată de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018,

aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024, pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată, amână judecarea cauzei la termenele de 21.11.2024, 06.03.2025 și ulterior s-a stabilit termen pentru **17.04.2025** pentru judecarea cauzei. La termenul din 17.04.2025 instanța amână cauza pentru data de **19.06.2025** pentru lipsa raportului de expertiză.

Pe rolul Curții de Apel se află **dosarul nr. 1802/2/2018** prin care Compania a contestat actul administrativ fiscal Decizia nr.F-MC 439/30.06.2017.

La termenul de judecată din 06.11.2018 a fost admisă administrarea probei cu expertiza în specializarea contabilitate - fiscalitate.

La termenul de judecată al CAB din data de 21.07.2020 s-a amânat pronunțarea. În data de 30.07.2020 cauza a fost repusă pe rol, pentru lămuriri suplimentare.

La termenul din data de 20.10.2020 s-a admis în parte cererea cu următoarea soluție pe scurt: s-au admis în parte cererile litispendate.

S-a anulat în parte Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF – DGAMC și Raportul de Inspecție fiscală nr.F-MC 222 încheiat la data de 30.06.2017, care a stat la baza emiterii deciziei de impunere, în sensul că:

- înlătură obligația de plată a impozitului pe profit în sumă de 18.522, TVA în sumă de 5.695 și accesoriile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.437, obligații fiscale stabilite pentru cele 349 facturi fiscale cu regim special constatate lipsă din gestiunea reclamantei.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 27.002, reprezentând serviciile tehnologice de sistem facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 344, reprezentând “servicii de înlăturare a buruienilor” și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 230.685, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 46, aferentă sumei de 344, reprezentând “servicii de înlăturare a buruienilor” și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 38 aferentă sumei de 231, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură mențiunea referitoare la obligația Sucursalei de Transport Sibiu din cadrul CNTEE Transelectrica S.A de a înregistra suma de 577 ca și venit impozabil, cel târziu la data de 30.06.2010, data la care a fost acceptată înscrierea unității verificate la masa credală cu această sumă, mențiunea referitoare la caracterul de venit impozabil la calculul profitului a sumei de 577 în conformitate cu prevederile art. 19 alin. 1 din Legea nr. 571/2003 privind Codul Fiscal cu modificările și completările ulterioare, coroborat cu pct. 23 lit. d din HG 44/2004 cuprinzând Normele metodologice de aplicare a Legii nr. 571/2003, capitolul referitor la impozitul pe profit, respectiv capitolul VII funcțiunea conturilor din Ordinul nr. 3055 din 29 Octombrie 2009 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu directivele europene și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.

- Înlătură din Procesul-Verbal constatarea făcută cu privire la “determinarea taxei pe valoare adăugată deductibilă mai mică decât cea înregistrată de reclamantă, rezultând astfel o diferență în sumă de 13”(anexa nr.15) și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- Înlătură obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale, cu privire la obligațiile fiscale principale care au fost menținute de către instanța de judecată prin prezenta hotărâre, astfel cum au fost stabilite prin Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de ANAF– DGAMC, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF – DGAMC și prin Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor.

Menține celelalte dispoziții din cuprinsul Deciziei nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de ANAF – DGAMC, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– DGAMC. Respinge, în rest, cererile litispendate ca neîntemeiate.

Respinge ca neîntemeiată cererea de acordare a cheltuielilor de judecată constând în taxa judiciară de timbru. Obligă părțile, în solidar, la plata către reclamantă a cheltuielilor de judecată în sumă de 4, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, proporțional cu admiterea cererii. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București. Hotărâre 382/20.10.2020.

Părțile au declarat recurs în martie 2022.

La ședința din data de 24.05.2022, CAB respinge ca neîntemeiată cererea de lămurire și de completare a dispozitivului. Admite cererea de îndreptare a erorii materiale în sensul că se vor menționa ca fiind corecte sumele de bani cu titlu de obligații fiscale principale și accesorii, aferente celor 349 facturi fiscale, astfel cum acestea figurează în decizia de impunere contestată. Dispune îndreptarea erorii materiale în sensul înlăturării denumirii greșite a reclamantei din cuprinsul sentinței recurate. Cu recurs în 15 zile de la comunicare.

Părțile au declarat recurs. Cauza se află în procedura de filtru la ICCJ. Termen 13.12.2023.

La data de 13.12.2023 ICCJ a rămas în pronunțare, la data de 20.12.2023 instanța a admis recursurile declarate de reclamanta Transelectrica, pârâta Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili și pârâta Agenția Națională de Administrare Fiscală împotriva sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. A casat în parte sentința recurată și, rejudecând: a respins cererea de anulare a Deciziei privind soluționarea contestației nr.122/13.03.2018 și a Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 cu privire la: - reținerea nedeductibilității cheltuielilor în sumă de 343.629,91 lei, reprezentând “servicii de înlăturare a buroiilor” și a TVA aferentă; - reținerea nedeductibilității cheltuielilor în sumă de 230.685, reprezentând contravaloarea unor bunuri de natură promoțională și de protocol și a TVA aferentă; - obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale. A stabilit cuantumul cheltuielilor de judecată la care au fost obligate părțile, în solidar, la suma de 6000 lei, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate. A menținut celelalte dispoziții ale sentinței civile nr. 382 din 20 octombrie 2020. A admis recursurile declarate de reclamanta Transelectrica și de pârâta Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili împotriva sentinței civile nr.134 din 24 mai 2022, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. A casat în parte sentința civilă nr.134 din 24 mai 2022 și, rejudecând: a admis în parte cererea de lămurire și de completare a dispozitivului sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020, formulată de reclamanta Transelectrica. A dispus completarea dispozitivului sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020 cu următoarele mențiuni: - a anulat și Raportul de inspecție fiscală nr. . F-MC 222/30.06.2017 în măsura în care a fost anulată Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017; - a anulat obligațiile fiscale principale stabilite pentru anul 2005 și cele accesorii aferente, ca fiind prescris dreptul organului fiscal de a stabili astfel de obligații; - a anulat actele administrative fiscale în privința nedeductibilității cheltuielilor cu cota de beneficii a SMART. A înlăturat mențiunile referitoare la sumele reprezentând impozit pe profit și accesorii anulate, aferente celor 349 facturi fiscale, atât din sentința de îndreptare a erorii materiale, cât și din sentința principală. A menținut celelalte dispoziții ale sentinței civile nr.134 din 24 mai 2022. A obligat recurentele - pârâte la plata către recurenta –

reclamantă Transelectrica a sumei de 200 lei, reprezentând cheltuieli de judecată în recurs. Definitivă. Hotărâre 6169/20.12.2023.

Compania a recuperat pe cale juridică, conform Hotărârii civile nr. 6169/2023, pronunțată la data de 20 decembrie 2023, de către ICCJ – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal și comunicată Companiei în data de 15 mai 2024, anumite sume (obligații suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017) executate în anul 2017 de către ANAF, în baza titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017.

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

- **Dosar nr.51633/299/2021 - Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 118 + TVA, reprezentând "cheltuieli cu servicii de asistență, angajate în contul Companiei precum și la plata beneficiilor nerealizate (dobândă legală).

Stadiu dosar:

Solutia Judecatoriei Sector 3 Bucuresti: Respinge, ca neîntemeiată, cererea. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Document: Hotărâre 6134/21.06.2022.

La data de 02.11.2022 SMART SA a formulat apel împotriva Sentinței civile nr.6134/21.06.2022 pronunțată de Judecătoria Sector 3 Bucuresti. Dosarul a fost înregistrat pe rolul Tribunalului București.

La termenul din data de 11.09.2024 s-a respins apelul SMART, ca nefondat. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare.

- **Dosar nr.15561/3/2022 - Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467.108 lei referitor la executarea unui contract administrativ.

Stadiu dosar:

La termenul de judecată din 23.01.2025 soluția a fost ca în vederea stingerii litigiului pe cale amiabilă să se amâne judecarea cauzei la data de **15.05.2025**.

➤ **ALTELE**

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

Grupul 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.

➤ **Control Filiale**

SMART SA

ANOFM - București

În data de 23.01.2024, a fost efectuată verificarea respectării prevederilor Legii 76/2002, HG 174/2002, Legii 270/2017, HG 33/2018 actualizată, pentru perioada octombrie 2020 – noiembrie 2023 finalizată prin procesul verbal nr. 1184/AMOFMB/23.01.2024.

ANAF

Obiectul: verificarea relației comerciale cu societatea Express Oil Pick-Up SRL.

Stadiu: în curs de desfășurare.

➤ **Garantii**

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, garanțiile se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Garantii acordate, din care:	537.109	553,784
- scrisori de garantie acordate – productie	157.286	160,144
- scrisori de garantie acordate – investitii	29.823	43,639
- alte garantii acordate	350.000	350,000
Garantii primite, din care:	821.959	854,876
- scrisori de garantie primite – productie	327.366	395,894
- scrisori de garantie primite – investitii	446.737	411,183
- alte garantii primite	47.856	47,799

Garanții acordate

Compania este obligată conform Licenței de funcționare nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, acordată prin Decizia președintelui ANRE nr. 865/22.12.2000, cu modificările și completările ulterioare, să constituie și să mențină o garanție financiară de 1% din cifra de afaceri asociată activităților autorizate prin licență, aferente ultimului exercițiu încheiat, care să asigure prestarea cu continuitate a activităților ce fac obiectul licenței, cu luarea în considerare a riscurilor majore ce pot afecta aceste activități și care să acopere eventualele daune solicitate conform prevederilor contractuale încheiate. În vederea respectării acestei obligații, Compania a încheiat la data de 01.02.2022 un contract de credit cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în sumă de 23.268 cu valabilitate în perioada 01.01.2022-31.12.2022.

La data de 24.11.2022, a fost încheiat actul adițional nr. 1 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 37.026 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2023.

La data de 18.12.2023, a fost încheiat actul adițional nr. 2 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 59.014 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2024.

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.

Celelalte garanții acordate sunt reprezentate, în principal, de scrisori de garanție bancară emise pentru achiziționarea de energie electrică pentru acoperirea Consumului Propriu Tehnologic (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, de scrisorile de garanție de avans/bună execuție aferente contractelor de investiții și alte garanții primite în cadrul contractelor finanțate din tariful de racordare.

e) Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2024

La 31 decembrie 2024, rezervele din reevaluare (nete de impozit) sunt în valoare de 1.514.138 (la 31 decembrie 2023 în sumă de 1.634.712).

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

Rezervele realizate sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii companiei inclusiv la folosirea acestora pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, a rezervelor menționate în paragraful anterior.

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

Tariful de transport al energiei electrice se stabilește pe baza unei metodologii de reglementare de tip „venit plafon”. Prin aceasta, ANRE stabilește un venit țintă inițial anual calculat prin însumarea costurilor reglementate și a rentabilității reglementate a activelor recunoscute. Anumite costuri cuprinse în baza de costuri reglementate se află sub incidența unor cerințe de eficiență ce limitează nivelul cheltuielilor ce poate fi recuperat prin tariful reglementat (cheltuieli de operare și mentenanță controlabile, consumul propriu tehnologic). Seria de venituri țintă anuale calculate pentru o perioadă de reglementare este reprofilată printr-o procedură de liniarizare în scopul atenuării unor eventuale creșteri/scăderi ample ale venitului de la un an tarifar la următorul. Venitul astfel reprofilat este ajustat anual cu indicele prețurilor de consum.

Anumite schimbări ale mecanismul de tarificare pot avea un impact semnificativ asupra recuperării amortizării reglementate a mijloacelor fixe incluse în baza activelor reglementată.

Anul 2024 este al cincilea din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a patra de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024). Coordonatele principale ale perioadei de reglementare IV au fost stabilite de către 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.171/2019, cu modificările și completările ulterioare. Față de formele anterioare ale metodologiei în baza cărora au fost stabilite tarifele în perioada de reglementare III (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019) și în perioada de tranziție de la perioada de reglementare III la perioada de reglementare IV (1 iulie 2019 – 31 decembrie 2019), metodologia aplicabilă la stabilirea tarifelor în cadrul perioadei a patra de reglementare nu a suferit modificări substanțiale.

În ce privește aspectele fundamentale ale metodologiei (elementele principale din care este alcătuit venitul reglementat și modul de formare a acestuia, recuperarea costurilor de operare, recuperarea și remunerarea capitalului investit în active reglementate, prezentă și natura elementelor stimulative, modul de colectare a venitului reglementat), acestea au rămas neschimbate asigurând continuitatea și predictibilitatea cadrului de reglementare. Setările tarifare detaliate pentru întreaga perioadă de reglementare multianuală IV au fost stabilite inițial în cursul anului 2019.

În cursul anului 2020, în conformitate cu metodologia menționată mai sus, a avut loc o revizuire a coordonatelor de perioadă aprobate anterior. Această revizuire a fost necesară și prin prisma modificării configurației tarifare în sensul comasării tarifului pentru activitatea de transport cu tariful aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Comasarea celor două tarife menționate a avut loc prin absorbția în tariful de transport a tarifului aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Astfel, a fost necesară revizuirea setărilor inițiale de start (Baza Activelor Reglementate) și de programare a costurilor aprobate pentru orizontul perioadei de reglementare IV, pentru a include activele și costurile aferente activității de servicii funcționale de sistem în setările de start și în programarea multianuală a perioadei a patra de reglementare. Anterior, programarea costurilor aferente activității de servicii funcționale de sistem era revizuită și stabilită anual la aprobarea tarifului pentru servicii funcționale de sistem, metodologia anterioară neprevăzând stabilirea și aprobarea unei programări multianuale pentru aceste costuri.

Pe lângă comasarea celor două tarife menționate, prezentată mai sus, în procesul de revizuire a coordonatelor perioadei de reglementare IV au intrat și anumite elemente aprobate inițial pentru activitatea de transport, cum ar fi planul de investiții (revizuit ușor în scădere pentru îndreptarea unei erori tehnice produse la stabilirea inițială a programării – valorile de program au fost raportate inițial în termeni nominali, pentru scopul programării fiind necesară ajustarea valorilor raportate inițial prin extragerea inflației estimate pentru perioada de reglementare), valoarea Bazei Activelor Reglementate la 1 ianuarie 2020 (revizuită pe baza investițiilor efectiv realizate în semestrul al doilea al anului 2019), punctul de start și panta de eficiență impusă pentru costurile de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței (punctul de start a fost

revizuit prin includerea în media istorică multianuală a costurilor realizate în semestrul al doilea al anului 2019 și prin eliminarea din media istorică multianuală a anumitor costuri care au fost reîncadrate în categoria costurilor necontrolabile în a patra perioadă de reglementare, panta de eficiență a fost redusă de la 1,5% la 1,0%), prețul de prognoză pentru achiziția energiei electrice pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețeaua de transport (revizuit prin indexarea cu inflația realizată în semestrul al doilea al anului 2019).

În contextul creșterii semnificative a prețurilor energiei electrice pe piețele angro începând cu vara anului 2021, la nivelul cadrului legislativ și de reglementare au fost implementate o serie de măsuri având ca scop atenuarea impactului semnificativ al acestei evoluții asupra costurilor suportate de operatorii rețelelor publice de transport și distribuție a energiei electrice cu achiziția din piața angro a energiei necesare pentru acoperirea consumurilor proprii tehnologice în rețele:

- în conformitate cu cadrul de reglementare emis de ANRE, la stabilirea tarifului de transport intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2022, a fost majorată componenta de venit inclusă în tarif destinată acoperirii costurilor cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport, față de valoarea stabilită inițial pentru anul 2022 în cadrul programării multianuale a costurilor pentru perioada de reglementare 2020-2024;
- în conformitate cu cadrul legislativ (OUG nr. 27/2022), la 1 aprilie 2022 tariful de transport al energiei electrice s-a modificat în sens crescător față de perioada 1 ianuarie – 31 martie 2022, cu aplicabilitate extinsă și în primul trimestru al anului 2023. Această creștere a tarifului a avut rolul de a asigura recuperarea de către Companie a deficitului înregistrat în anul 2021 între venitul inclus în tarif și costul real al energiei electrice achiziționate din piața angro pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport. Această măsură a devansat procesul de recuperare a deficitului din anul 2021, care în conformitate cu reglementările ANRE s-ar fi realizat un an mai târziu și anume în anul 2023;
- în conformitate cu cadrul legislativ (OUG nr. 119/2022), a fost introdusă măsura capitalizării costurilor suplimentare cu consumul propriu tehnologic, respectiv a diferenței între costul realizat și costul inclus în tariful de transport. Astfel, la stabilirea tarifului de transport cu aplicabilitate în perioada 1 aprilie 2023 – 31 decembrie 2023, componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT a constituit elementul principal care a condus la majorarea tarifului mediu de transport al energiei electrice față de perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023. Recuperarea prin tariful de transport a acestei diferențe urmează a fi realizată în mod eșalonat pe o perioadă de cinci ani. Pentru diferența capitalizată în anul 2022, recuperarea prin tariful de transport va fi realizată în perioada 2023-2027. Prin Legea nr. 357/13.12.2022 privind aprobarea OUG nr. 119/2022, măsura capitalizării a fost prelungită pentru perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025.

Efectul cumulat al măsurilor menționate mai sus a fost de echilibrare a veniturilor și a costurilor Companiei, în condițiile creșterii semnificative a costurilor cu consumul propriu tehnologic pe fondul creșterii ample a prețurilor energiei electrice pe piețele angro. Totodată, cele trei majorări ale tarifului de transport, aplicate la 1 ianuarie 2022, la 1 aprilie 2022, 1 aprilie 2023 și 1 ianuarie 2024 au contribuit și la reducerea presiunii pe care costurile crescute au exercitat-o asupra fluxurilor de numerar.

Transportul energiei electrice	u.m.	Tarif în vigoare de la 01 ianuarie 2024	Componenta principală – în vigoare de la 01 ianuarie 2024	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT – în vigoare de la 01 ianuarie 2024	Tarif aplicat în perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2023	Componenta principală – în perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2023	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT – în perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2023	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)=(3)/(6)
Tarif mediu	Lei/MWh	31,67	30,41	1,26	31,20	28,61	2,59	1,51%
TGp (subcomponenta principală de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,35	0,47	4,04	3,35	0,69	
TL (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	26,94	0,78	27,44	25,50	1,94	

Subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.109/2023, s-a aprobat subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV, corespunzător cotei atribuite producătorilor de energie electrică care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5 MW și care introduc energie electrică în zona de rețea a operatorului de distribuție concesionar, valabile de la 01 ianuarie 2024, conform tabelului de mai jos:

Operatorul economic	Activitatea	Tarif de la 01 ianuarie 2024 (lei/MWh), din care:
Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" – S.A	Subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV, corespunzător cotei atribuite producătorilor de energie electrică care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5MW și care introduc energie electrică în zona de rețea a operatorului de distribuție concesionar Distribuție Energie Oltenia S.A	2,53
	Subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV, corespunzător cotei atribuite producătorilor de energie electrică care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5MW și care introduc energie electrică în zona de rețea a operatorului de distribuție concesionar Rețele Electrice Dobrogea S.A. (denumire anterioară E – Distribuție Dobrogea S.A.)	3,95

Conform cadrului de reglementare aplicabil, costurile cu CPT cauzat de tranzitele suplimentare de energie în rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV, se recuperează de operatorii de distribuție concesionari de la operatorul de transport și de sistem și de la producătorii de energie electrică prin intermediul operatorului de transport și de sistem, în cote stabilite proporțional cu cantitățile de energie electrică injectate în rețelele de distribuție de către operatorul de transport și de sistem și de către producătorii de energie electrică care dețin și exploatează centrale racordate la rețelele de distribuție respective. Operatorul de transport și de sistem plătește către operatorii de distribuție atât cota proprie (considerată cost de transport) cât și cota aferentă producătorilor (pentru care operatorul de transport și de sistem intermediază fluxul de numerar între producători și operatorii rețelelor de distribuție). Operatorul de transport și de sistem recuperează sumele plătite către operatorii de distribuție corespunzătoare cotei aferente producătorilor, de la producătorii care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele de distribuție respective, prin aplicarea subcomponentei nou introduse în structura tarifului de transport de injecție respectiv TGT.

Tariful aferent serviciului de sistem

Prin Ordinele ANRE nr. 116/2023, nr. 15/2024 și nr. 57/2024, s-a aprobat tariful pentru achiziția serviciilor de sistem practicat de CNTEE Transelectrica SA valabil în perioadele:

- 01 ianuarie – 31 mai 2024;
- 01 iunie – 31 august 2024;
- 1 septembrie - 31 decembrie 2024.

Valorile tarifului aplicat în anul 2024 sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif aplicat în perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024 Ordin ANRE 116/2023	Diferență (%)	Tarif aplicat în perioada 01 iunie – 31 august 2024 Ordin ANRE 15/2024	Diferență (%)	Tarif aplicat în perioada 01 septembrie – 31 decembrie 2024 Ordin ANRE 57/2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(4)	(5)=(4)/(3)	(6)	(7)=(6)/(4)	(8)	(9)=(8)/(6)
Tarif mediu	lei/M Wh	9,17	38,1%	12,84	40,02%	11,51	-10,36%

Principalele elemente ce au condus la creșterea tarifului aplicat în perioada 1 ianuarie – 31 mai 2024 sunt:

- Creșterea costurilor cu achiziția serviciilor de sistem;
- Diminuarea corecției negative;
- Scăderea cantității tarifabile.

Ajustările în sens pozitiv și negativ ale tarifului în perioada 1 iunie – 31 decembrie 2024, 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. Articolele menționate mai sus prevăd următoarele:

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

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

Astfel, în urma verificărilor intermediare la finalul trimestrului I și semestrului I al anului 2024 a situației costurilor și veniturilor aferente activității de servicii de sistem, ANRE a ajustat în mod corespunzător valoarea tarifului în perioada 01 iunie – 31 decembrie 2024.

g) Contingente

La 31 decembrie 2024, **datoriile contingente** sunt în valoare de 55.651. 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, din care enumerăm pe cele mai semnificative:

- *Dosar nr. 25896/3/2020 - reclamant Electromontaj București (37.034)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C229/2015 - Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad /LEA 400 kV Portile de Fier (Anina) – Reșița.

Termen de judecată: 25.08.2022 - depunere raport expertiză.

La termenul din data de 25.08.2022, s-a amânat pronunțarea până în data de 13.09.2022. În data de 13.09.2022, TMB respinge obiecțiunile la raportul de expertiză în specialitatea contabilitate formulate de pârâtă, ca neîntemeiate. Admite obiecțiunile la raportul de expertiză specialitatea contabilitate formulate de reclamantă. Se va emite adresă către expertul Cojocarui Mihaela cu mențiunea de a răspunde la obiecțiuni și de a depune la dosar răspunsul. Cu cale de atac cu fondul.

Având în vedere lipsa raportului de expertiză, pentru depunerea raportului de expertiză, amână cauza.

La termenul de judecată din 16.05.2023, instanța amână cauza la data de 12.09.2023 pentru a se depune răspuns la obiecțiuni expertiză. La termenul de judecată din 12.09.2023, instanța amână pronunțarea la data de 26.09.2023 și acordă termen de judecată la data de 07.11.2023. După mai multe amânări, la termenul din data de 18.01.2024, TMB respinge acțiunea formulată ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 10 de zile de la comunicare.

S-a declarat apel de către Electromontaj SA și s-a stabilit termen pentru data de 13.09.2024.

La termenul din 13.09.2024 acordă termen la data de 08.11.2024, pentru a se achita diferența de taxă judiciară de timbru stabilită în sarcina apelantei-reclamante. Înaintează dosarul la completul competent potrivit legii pentru a soluționa cererea de recuzare a completului 11 apel formulate de apelanta-reclamantă, în temeiul art.50 alin.(1) din Codul de procedură civilă.

În data de 06.12.2024, Curtea de Apel respinge ca nefondat apelul, respinge ca neîntemeiată cererea apelantei-reclamante privind cheltuielile de judecată în apel, definitivă.

ICCJ a dispus strămutarea judecării cauzei la CA Craiova și desființarea deciziei CAB.

- *Dosar nr. 30801/3/2021 – reclamant Romelectro (2.271)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C145/2018 - *Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia*

Sud.

La ședința din data de 20.04.2022, soluția TMB este: "Încuviințează proba cu expertiză contabilă având următoarele obiective:

- să precizeze expertul dacă Romelectro îndeplinește condiția prevăzută de art. 66 din OUG 114/2018, respectiv dacă 80% din cifra de afaceri a Romelectro este realizată din lucrări de construcții, atât în anul anterior perioadei de referință (2018), cât și în perioada de referință (2019);

- să calculeze expertul diferența de cost generată de creșterea salariilor resursei umane întrebuințate în mod efectiv de către Romelectro în realizarea lucrării aferente Contractului nr. C145/2018, în perioada de referință și în primele două luni anterioare acesteia, respectiv:

- a) Să precizeze pentru fiecare salariat (resursă umană întrebuințată efectiv) în parte dacă a avut salariul brut sub 3 lei/lună sau mai mare în lunile noiembrie și decembrie 2018;

- b) Când s-a produs majorarea salariului resursei umane la 3 lei/lună;

- c) Care este diferența dintre salariul avut anterior și salariul impus de OUG nr. 114/2018;

- d) Dacă în intervalul 01.11.2018 – 31.12.2018, Romelectro a micșorat salariile resursei umane întrebuințate;

- e) Să precizeze care este diferența de cost reală, cumulată, aferentă salariului resursei umane utilizate de Romelectro în realizarea efectivă a lucrărilor ce fac obiectul Contractului nr. C145/2018, pentru perioada de referință.

- să determine expertul, pe baza devizelor analitice, care este procentul, respectiv suma cu care Transelectrica trebuie să ajusteze prețul Contractului nr. C145/2018 pentru manopera aferentă lucrărilor rămase de executat la data de 01.01.2019, ca urmare a modificărilor legislative instituite de OUG nr. 114/2018 în sensul creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor la suma de 3000 lei/lună;

- să determine expertul zilele/lunile de întârziere înregistrate în executarea lucrărilor aferente Contractului de lucrări nr. C145/2018 ca urmare a problemelor de finanțare întâmpinate de Romelectro S.A. ca urmare a refuzului Transelectrica de a plăti prețul la valoarea ajustată, respectiv cum a influențat graficul de execuție neajustarea de către Transelectrica a prețului Contractului ca urmare a modificărilor legislative instituite de OUG 114/2018 în sensul creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor la suma de 3 lei/lună.

Stabilește termen de judecată la data 29 aprilie 2022, ora 09:00, pentru când vor fi citate părțile. La termenul din data de 29 aprilie 2022, se amână cauza în vederea administrării probatorului și acordă termen la data de 14.10.2022.

După mai multe amânări de judecată a cauzei, la termenul din 12.01.2024, soluția pe scurt este: acordă termen la data de 08.03.2024 pentru a se lua cunoștință de conținutul raportului de expertiză.

După mai multe amânări, la termenul din data de 27.05.2024, soluția pe scurt: Respinge cererea de completare a raportului de expertiză, formulată de pârâta Transelectrica, ca nefondată. Admite cererea de refacere a raportului de expertiză formulată de reclamanta ROMELECTRO S.A. Pune în vedere expertului să refacă raportul de expertiză. Pune în vedere expertului ca la întocmirea noului raport de expertiză să fie luate în considerare toate documentele puse la dispoziție de părți, inclusiv contractele de subcontractare. Stabilește termen pentru depunerea expertizei în data de 18 octombrie 2024, pentru când vor fi citate părțile. Pune în vedere expertului să depună raportul de expertiză cu cel puțin 10 zile înainte de termenul din 18 octombrie 2024.

La termenul din data de 18 octombrie 2024, amână cauza pentru 10.01.2025 pentru lipsă raport de expertiză. La termenul din 10.01.2025 instanța stabilește termen pentru comunicarea raportului de expertiză în data de **04.04.2025**. La termenul din 04.04.2025 instanța amână cauza pentru data de **16.05.2025** pentru a se lua cunoștință de obiecțiunile formulate la raportul de expertiză.

- Dosar nr. 8193/3/2022 – reclamant *Tempos Sev* (2.437)

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând pretenții – OUG 114/2018 pentru contractul de C80/2018 – *Retehnologizare stația 220/110kV Hășdat*.

La termenul din data de 10 iunie 2022, se amână cauza la data de 14.10.2022.

La termenul din 14.10.2022, s-a amânat pronunțarea pentru data de 21.10.2022. Soluție: "În temeiul art. 258 și art.255 C.proc.civ. încuviințează pentru ambele părți proba cu înscrisuri iar pentru pârâtă încuviințează și probele cu interrogatoriul reclamantei și cu expertiza contabilă. Stabilește ca expertiza contabilă să aibă obiectivele indicate de pârâtă prin întâmpinare, la care se vor adăuga cele suplimentare indicate de aceasta, prin Nota de probatorii depusă la termenul din 14.10.2022, precum și obiectivele

indicate de reclamantă prin Notele de ședință depuse la același termen. Pune în vedere reclamantei să depună la dosar înscrisurile solicitate de pârâtă prin Nota de probatorii din 14.10.2022. Pune în vedere reclamantei să depună la dosar răspunsul la interogatoriul ce a fost comunicat odată cu întâmpinarea, sub semnătura reprezentantului legal, sub sancțiunea aplicării dispozițiilor art. 358 C.proc.civ. Pronunțată astăzi, 21.10.2022, prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței.” Termen de judecată 05.05.2023.

La termenul de judecată din data de 05.05.2023, se amână cauza și se acordă termen la data de 15.09.2023 pentru administrarea probei cu expertiză.

După mai multe amânări, la termenul din data de 14.06.2024, soluția pe scurt: Pentru lipsa raportului de expertiză, amână judecarea cauzei la data de 18.10.2024.

La termenul din data de 18 octombrie 2024, amână cauza pentru 13.12.2024 pentru lipsă raport de expertiză. La termenul din 13.12.2024, instanța acordă termen de judecată **21.03.2025** pentru întocmirea raportului de expertiză pe baza documentelor avute. La termenul din data de 21.03.2025 se amână cauza și se acordă termen la data de **13.06.2025** pentru pentru întocmirea raportului de expertiză.

- *Dosar nr. 8442/3/2022 – reclamant Tempos Sev (1.429)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând pretenții – OUG nr. 114/2018 pentru contractul de C80/2018 – *Retehnologizare stația 220/110kV Hășdat*.

La termenul din 16.09.2022, se admite excepția conexității. Trimite dosarul la completul mai întâi investit, cu soluționarea dosarului nr. 8193/3/2022, respectiv completul 12 Fond, în vederea conexării dosarului nr. 8442/3/2022 la dosarul nr. 8193/3/2022. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată, azi, 16.09.2022, prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței. Document: Încheiere finală (dezinvestire) 16.09.2022.

Ca urmare a conexării dosarului nr. 8442/3/2022 la dosarul nr. 8193/3/2022, prezentat anterior, chestiunile supuse dezbaterii vor fi analizate în cel din primul dosar constituit (8193/3/2022).

- *Dosar nr. 8440/3/2022 – reclamant Tempos Sev (2.437)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând pretenții – OUG 114/2018 pentru contractul de C80/2018 – *Retehnologizare stația 220/110kV Hășdat*.

La termenul de judecată din 13.09.2022, s-a amânat cauza la data de 08.11.2022, în vederea administrării probatoriului încuviințat.

La termenul de judecată din 08.11.2022, se suspendă judecata cauzei.

Dosarul s-a repus pe rol și s-a acordat termen 12.09.2023.

La termenul din 12.09.2023, soluția pe scurt: Pentru a da posibilitatea pârâtei să ia cunoștință de înscrisurile depuse, amână cauza la data de 07.11.2023.

După mai multe amânări, la termenul din data de 11.06.2024, soluția pe scurt: Pentru administrarea probei cu expertiza construcției, amână judecarea cauzei la data de 10.12.2024.

Pentru lipsa raportului de expertiză, instanța amână judecarea cauzei la data de **02.09.2025**.

- *Dosarul 4478/118/2024 – reclamant Pet Communication (3.093)*

Dosarul are ca obiect inexistența dreptului pârâtei CNTEE Transelectrica SA de a factura penalități pentru depășirea duratei de execuție aferente etapelor principale 2 și 3 ale contractului nr. C45/23.02.2021.

La termenul din 08.08.2024, în vederea administrării probelor propuse, amână judecarea cauzei la data de 07.11.2024.

Dupa mai multe amânări, pentru lipsa raportului de expertiză se fixează termen de judecată pentru data de **03.04.2025**. Pentru lipsa raportului de expertiză, instanța amână judecarea cauzei la data de **05.06.2025**.

- *Dosarul nr. 6580/117/2024 - reclamant Electrogrup SA din Cluj (2.760)*

Dosarul are ca obiect executare contract achiziții și anume:

1. Obligarea Transelectrica la încheierea unui act adițional la Contractul de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantului, estimate provizoriu la 616 zile;

2. Obligarea Transelectrica la restituirea sumelor plătite cu titlu de penalități în baza facturilor nr. 114 din 29 martie 2024 (achitată prin Ordin de plată nr. 13065/25.06.2024) și nr. 296 din 25 iunie 2024 (achitată prin

Ordin de plată nr. 15424/23.07.2024) emise de pârâtă, în valoare totală de 2.164 ca plată nedatorată, plus dobânda legală datorată de la data plății acestora până la data restituirii, (i) în principal, ca urmare a obligării pârâtei la încheierea unui act adițional la Contractul de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantului și (ii) în subsidiar, ca urmare a constatării faptului că zilele de întârziere imputate de Transelectrica nu sunt culpa Executantului;

3. Obligarea Transelectrica la plata de daune-interese, reprezentand prejudiciul suferit de reclamanta din cauza intarzierilor, estimate provizoriu la suma de 596.

La termenul din 14.02.2025, instanța amână judecarea cauzei la data de **14.03.2025**. Instanța amână cauza la data de 23.05.2025, pentru a se depune o poziție procesuală/răspuns din partea pârâtei.

Toate valorile din dosarele care au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare solicitate de către reclamanți și care fac obiectul unor contracte de execuție lucrări, se vor reflecta în valoarea investițiilor, dacă acestea vor fi soluționate în instanță și facturate de către partenerii respectivi, cu excepția cheltuielilor de judecată și a penalităților stabilite de instanță.

- *Control Curtea de Conturi a României*

Începând cu data de 04 septembrie 2023 Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Domeniul de aplicare al auditului a fost:

a) contractare și achiziții;

b) salarizarea și alte drepturi acordate personalului Companiei.

Tema auditului de conformitate este „*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*, prin care au fost stabilite un număr de 17 constatări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

Cu privire la aceste constatări, conducerea Companiei a dispus o analiza internă care se află în curs de desfășurare.

30. PĂRȚI AFILIATE

i) *Părți afiliate – principalii indicatori economico-financiar realizați de Filialele Companiei la data de 31.12.2023*

Principalii indicatori economico-financiar realizați de filialele Companiei la data de 31 decembrie 2023 (ultimul exercițiu financiar pentru care au fost aprobate situațiile financiare ale filialelor) se prezintă, astfel:

Denumire indicatori	OPCOM	FORMENERG
Cifra de afaceri	49.450	2.838
Profit/(Pierdere) brut/(ă)	19.745	(815)
Capital social vărsat	31.366	1.948
Capital social nevărsat	-	-
Rezerve	10.948	250
Capitaluri proprii - total	62.785	1.867

ii) *Părți afiliate – tranzacții cu Filiale deținute de Companie*

La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023 soldurile cu filialele deținute de Companie sunt detaliate, astfel:

Entitatea afiliată	Creanțe comerciale		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
FORMENERG SA	-	-	-	-
OPCOM SA	634.691	137.025	644.297	170.044
TOTAL	634.691	137.025	644.297	170.044

Tranzacțiile desfășurate în 2024 și 2023 cu filialele sale sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
FORMENERG SA	-	-	7	85
OPCOM SA	3.637.185	1.443.107	1.833.386	3.241.883
TOTAL	3.637.185	1.443.107	1.833.394	3.241.968

În cursul anului 2024, Compania a încasat dividende de la filiala OPCOM (14.650).

iii) 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 2024.

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 și a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, 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.

iv) Părți afiliate – companii în care CNTEE Transelectrica deține participații

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 afilierea Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

31. SALARIZAREA CONDUCERII COMPANIEI

Salariile plătite angajaților încadrați cu Contract individual de munca (CIM) în funcții de conducere pentru serviciile prestate sunt compuse în principal din salariul de bază, indemnizația de conducere, beneficii la terminarea contractului de muncă și post angajare, precum și componenta fixă și componenta variabilă pentru membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere.

Acestea sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Angajați cu CIM în funcții de conducere		
Beneficii pe termen scurt	28.500	25.345
Alte beneficii pe termen lung	316	105
Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere	-	-
Componenta fixă	5.029	4.350
Componenta variabilă	-	-
Total	33.845	29.799

Prin Hotărârea nr. 9 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A din 18 octombrie 2023, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de 5 luni, începând cu 22 octombrie 2023 cu posibilitatea prelungirii, o singură dată, pentru încă 2 luni, pentru motive întemeiate, precum și stabilirea remunerației.

Prin Hotărârea nr. 10 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A din 28 noiembrie 2023, s-a aprobat numirea unui membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de până la 21 martie 2024, cu posibilitatea prelungirii, o singură dată, pentru încă 2 luni, pentru motive întemeiate, precum și stabilirea remunerației.

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 24.10.2023, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.10.2023, cu o durată de 5 luni, cu posibilitatea prelungirii, o singură dată, pentru încă 2 luni, pentru motive întemeiate, precum și stabilirea remunerației.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 11 din 21.03.2024, s-a aprobat prelungirea cu două luni a membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.03.2024 și până la data de 24.05.2024.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 23 din 22.05.2024, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.05.2024, cu o durată de 5 luni, 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.

32. INTERESE MINORITARE

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Sold la 1 ianuarie	-	-
Pondere pierderii în an	-	-
Interese minoritare adiționale	-	-
Sold la sfârșitul perioadei	-	-

33. 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. Risc 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

Fluxurile de numerar operaționale ale Grupului sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor, în principal ca urmare a împrumuturilor pe termen lung în valută contractate de la bănci 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 Grupului este prezentat în continuare:

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixă		
Datorii financiare	32.205	56.434
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabilă		
Datorii financiare	8.354	7.072

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 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	707.174	679.442	27.711	22
Alte active financiare	-	-	-	-
Creanțe	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
31 Decembrie 2023	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	526.900	500.317	26.550	32
Alte active financiare	-	-	-	-
Creanțe	2.116.460	1.659.539	456.900	21
Expunerea brută active	2.643.359	2.159.855	483.451	53

31 Decembrie 2023	Valoare	RON	EUR	USD
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	2.243.322	1.611.391	631.931	-
Împrumuturi	63.507	7.072	56.434	-
Expunerea brută datorii	2.306.829	1.618.464	688.365	-
Expunerea netă la data de raportare	336.530	541.392	(204.915)	53

Creanțele comerciale și alte creanțe, precum și furnizorii și alte obligații mai puțin furnizorii de imobilizări sunt exprimați numai în RON.

Următoarele rate de schimb au fost aplicate:

	Curs mediu		Cursul de schimb la data	
	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
RON/ EURO	4,9748	4,9520	4,9741	4,9746
RON/ USD	4,6048	4,5700	4,7768	4,4958

Analiza de sensibilitate a riscului valutar

O apreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023 ar fi crescut profitul brut cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Profit 31 decembrie 2024	Profit 31 decembrie 2023
EUR	7.487	20.491
USD	4	5
Total	7.492	20.497

O depreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023 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 2024	Pierdere 31 decembrie 2023
EUR	(7.487)	(20.491)
USD	(4)	(5)
Total	(7.492)	(20.497)

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 creanțele 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 creanțele comerciale și 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 2024	31 decembrie 2023
Active financiare		
Creante comerciale nete	2.580.095	1.618.509
Alte creante nete si avansuri catre fz	930.509	282.484
TVA de recuperat	272.236	215.466
Numerar si echivalente de numerar	707.174	526.900
Alte active financiare	-	-
Total	4.490.014	2.643.359

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

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea brută	Ajustare
	31 decembrie	deprecieri	31 decembrie	deprecieri
	2024	31	2023	31 decembrie
		decembrie		2023
		2024		
Neajunse la scadență	2.491.830	27	1.524.954	341
Scadența depășită între 1 – 30 zile	2.219	-	(231)	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	492	-	683	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	78	-	343	15
Scadența depășită între 180 – 270 zile	(31)	-	30.182	30.014
Scadența depășită între 270 – 365 zile	(8)	-	215	17
Mai mult de un an	213.581	128.038	192.521	99.771
Total	2.708.160	128.066	1.748.668	130.158

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

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea brută	Ajustare
	31 decembrie	deprecieri	31 decembrie	deprecieri
	2024	31 decembrie	2023	31 decembrie
		2024		2023
Neajunse la scadență	1.180.385	331	470.348	1.842
Scadența depășită între 1 – 30 zile	1.197	-	11.004	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	4.784	-	16.377	347
Scadența depășită între 90 – 180 zile	424	342	493	16
Scadența depășită între 180 – 270 zile	1.154	911	202	35
Scadența depășită între 270 – 365 zile	849	413	835	1.770
Mai mult de un an	86.985	71.036	83.624	80.924
Total	1.275.778	73.033	582.884	84.934

Politica Grupului este de a înregistra ajustări de depreciere pentru pierdere de valoare în valoare de 100% pentru clienții în litigiu, în insolvență și în faliment și 100% din creanțele comerciale și alte creanțe neîncasate într-o perioadă mai mare de 180 zile, cu excepția creanțelor restante generate de schema de sprijin de tip bonus. De asemenea, Compania efectuează și o analiză individuală a creanțelor comerciale și a altor creanțe neîncasate.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2024, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (30.002), CET Govora (24.645), Romelectro (24.468), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), Elsaco Energy (9.276), OPCOM (8.818), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a întreprins toate demersurile legale

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

pentru recuperare: notificare inițială, executare de garanții, acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

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

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Sold la 1 ianuarie	130.158	138.513
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	288	38.761
Reluare ajustări pentru depreciere	2.381	47.115
Sold la sfârșitul perioadei	128.066	130.158

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

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Sold la 1 ianuarie	84.933	76.919
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	7.431	25.239
Reluare ajustări pentru depreciere	19.331	17.225
Sold la sfârșitul perioadei	73.033	84.933

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 2024	31 decembrie 2023
Active		
Active monetare în RON	2.959.037	2.159.855
Active monetare în monedă straină	1.530.977	483.504
	4.490.014	2.643.359
Datorii		
Datorii monetare în RON	(2.324.466)	(1.618.464)
Datorii monetare în monedă straină	(1.605.806)	(688.365)
	(3.930.272)	(2.306.829)
Pozitia monetara neta in RON	634.571	541.392
Pozitia monetara neta in moneda straina	(74.829)	(204.861)

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

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	-

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2023	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1–2ani	2–5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	2.217.276	2.206.636	2.207.862	9.414	-	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	26.046	26.046	26.046	-	-	-
Împrumuturi	63.507	71.434	31.600	12.011	19.895	-
Total	2.306.829	2.304.116	2.265.509	21.425	19.895	-

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 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
Alte active financiare	-	-
Total	4.490.014	4.490.014
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	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
31 decembrie 2023	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	1.618.509	1.618.509
Numerar și echivalente de numerar	526.900	526.900
Alte creanțe nete și avansuri către fz	282.484	282.484
TVA de recuperat	215.466	215.466
Alte active financiare	-	-
Total	2.643.359	2.643.359
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	31.906	31.906
Total	31.906	31.906
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	2.202.467	2.202.467
Împrumuturi	31.600	31.600

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2023	Valoare contabilă	Valoare justă
Sume datorate angajaților și alte datorii	40.855	40.855
Total	2.274.923	2.274.923

Categorii de instrumente financiare

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Active financiare		
Disponibilități bănești	707.174	526.900
Creanțe	3.782.840	2.116.460
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.930.272	2.306.829

Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2024, 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 Grupului este de a păstra o bază puternică de capital pentru a menține investitorii, creditorii și o piață încrezătoare și de asemenea, pentru a susține dezvoltarea viitoare a afacerii.

Indicatorul gradului de îndatorare

	31 decembrie 2024	31 decembrie 2023
Împrumuturi pe termen lung și termen scurt	40.559	63.507
Disponibilități bănești	(707.174)	(526.900)
Alte active financiare	-	-
	(666.615)	(463.393)
Total capitaluri proprii	5.656.984	5.068.137
Gradul de îndatorare	0,86	0,64

34. ONORARII PERCEPUTE DE FIECARE AUDITOR STATUTAR SAU FIRMĂ DE AUDIT

Situația onorariilor percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit pentru auditul statutar al situațiilor financiare anuale și totalul onorariilor percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit pentru alte servicii de asigurare, pentru servicii de consultanță fiscală și pentru alte servicii decât cele de audit, conform pct. 38 din Anexa 1 la OMFP nr. 2844/2016 cu modificările și completările ulterioare, aferente exercițiului financiar al anului 2024, se prezintă, după cum urmează:

- **PKF Finconta SRL** – Contract nr. 1235/17.01.2025 – "Servicii de audit financiar pentru anul 2024" care cuprinde următoarele servicii:
 - ✓ auditarea situațiilor financiare separate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016;
 - ✓ auditarea situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS adoptate de către Uniunea Europeană, precum și întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016;
 - ✓ emiterea Raportului asupra conformității Raportului Anual cu situațiile financiare anuale separate;
 - ✓ emiterea Raportului asupra conformității Raportului Anual Consolidat cu situațiile financiare anuale consolidate;
 - ✓ servicii de audit cu privire la îndeplinirea condițiilor financiare specificate în contractele de împrumut încheiate/ce vor fi încheiate cu Bănci Comerciale/ Instituții Financiare Internaționale;
 - ✓ auditarea veniturilor realizate din activitatea de furnizare de rețele de telecomunicații în vederea certificării veniturilor și a concordanței cu înregistrările contabile pentru determinarea tarifului de monitorizare de către autoritatea publică de reglementare în domeniul comunicațiilor electronice (ANCOM) conform legislației aplicabile (la data întocmirii prezentului caiet de sarcini - Decizia nr. 2892/2007);

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- ✓ auditarea indicatorilor financiari asumați în Planul de administrare/ Componenta de management a Planului de administrare pentru plata drepturilor prevăzute în contractele de mandat încheiate cu membrii Directoratului Companiei și cu membrii Consiliului de Supraveghere al Companiei, respectiv emiterea unui Raport care să ateste corectitudinea calculului indicatorilor financiari asumați prin Contractele de mandat încheiate de Companie cu fiecare membru al Directoratului și al Consiliului de Supraveghere al Transelectrica;
- ✓ de analiza a tranzacțiilor raportate de către Companie în temeiul art. 108 din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, și întocmirea și predarea către Companie a rapoartelor la care se referă art. 108 alin.(5) și (6) din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată;
- ✓ de întocmire și predare/transmitere a rapoartelor suplimentare referitoare la operațiunile reclamate de acționarii reprezentând cel puțin 5% din totalul drepturilor de vot, la care se referă art. 111, alin. (1) lit. b) din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, în conformitate cu standardele de audit financiar și cu cadrul de raportare definit prin standardele internaționale de contabilitate și prin reglementările A.S.F., în condițiile art. 144 lit. C din Regulamentul A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață.
- ✓ de auditare a informațiilor privind aspecte precum modelul de afaceri, strategia și politicile aferente, indicatori-cheie de performanță nefinanciară și indicatori țintă, guvernanta companiei privind aspectele de sustenabilitate, evaluarea dublei materialități, gestionarea riscurilor și oportunităților ESG, precum și prezentări de informații în domeniul mediului (inclusiv taxonomia europeană) și domeniului social, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2022/852 privind taxonomia și Directiva (UE) 2022/2464 (CSRD), adoptată în 28 noiembrie 2022.

Onorariul perceput pentru serviciile de audit financiar aferente exercițiului financiar al anului 2023 și achitate în anul 2024 sunt în sumă de 363, la care se adaugă TVA. Cu excepția contractului menționat mai sus, nu sunt încheiate alte contracte de prestări servicii cu auditorul statutar.

35. 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).

36. EVENIMENTE ULTERIOARE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

• **Retehnologizarea Stației Stâlpu și construirea noii stații de 400 kV**

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

Ca urmare a semnării contractului de execuție și finalizare a lucrărilor, care a avut loc în luna ianuarie, conducerea Transelectrica și membrii echipei responsabile de implementarea investiției au avut prima întâlnire cu reprezentanții contractorului, respectiv Electromontaj SA.

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

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

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

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

În completarea comunicatelor transmise prin intermediul instituțiilor pieței de capital, în datele de 27 mai 2024 și 03 septembrie 2024, Compania a informat publicul investitor în data de 31 ianuarie 2024 asupra înregistrării la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a societății Joint Venture, respectiv "GECO POWER COMPANY-Green Energy Corridor Power Company.

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

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data 24 februarie 2025, 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, au hotărât:

- Efectuarea de către Transelectrica de operațiuni și servicii financiare cu disponibilul bănesc în lei sau valută, decizia pentru fiecare operațiune de trezorerie de acest tip (inclusiv schimburi valutare și constituire depozite bancare) fiind în competența Directoratului, în limita maximă de până la 500.000 (sau echivalent în euro) pe tranzacție.
- Achiziționarea de către Companie a serviciilor de asistență juridică și reprezentare în fața instanțelor de judecată în vederea apărării intereselor Companiei în cauza ce face obiectul dosarului nr. 28414/3/2024, în limita a 50, fiind incluse toate cheltuielile ocazionate cu reprezentarea în instanță până la pronunțarea unei sentințe definitive.
- Numirea societății PKF FINCONTA S.R.L. în calitate de auditor financiar al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-S.A. pentru o perioadă de 12 luni, dar nu mai târziu de 31.12.2025;
- Aprobarea conținutului actului adițional la contractul de mandat încheiat între membrii Consiliului de Supraveghere și societate prin includerea indicatorilor aprobați prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor nr.1/15.01.2025 și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în

Adunarea Generală a Acționarilor pentru a semna în numele Companiei actele adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere.

• **Hotărârea nr.3 din data de 13 februarie 2025 Filiala Teletrans**

Prin Hotărârea nr.3 din data de 13 februarie 2025, Adunarea Generală Extraordinară a acționarilor Teletrans SA, a decis în temeiul art.12 alin.(2) lit.f) din Actul Constitutiv al societății, fuziunea prin absorbție a S.C. Formenerg S.A. (în calitate de societate absorbită) cu societatea Teletrans S.A. (în calitate de societate absorbantă). S-a aprobat stabilirea datei de 31.12.2024 ca dată de referință a Fuziunii și a datei de 30.04.2025, ca dată efectivă a Fuziunii.

• **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 01 aprilie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data 01 aprilie 2025:

- a aprobat stabilirea Programului de investiții pe exercițiul financiar 2025 și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2025, precum și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat reconfirmarea, conform art. 38 și art. 39 al OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, a punctului 10 al Hotărârii AGOA nr. 3 din 29 aprilie 2024, respectiv: stabilirea, limitelor generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, indemnizația variabilă, precum și alte avantaje acordate acestora.

• **Solicitare acționar majoritar**

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

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

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

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

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

încheiat la data de 31 decembrie 2024;

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

Având în vedere Hotărârea AGA 4/2025, precum și memorandumul transmis de către acționarul majoritar în data de 8 aprilie 2025 cu privire la distribuirea unei cote de minim 90% din profitul net rămas de distribuit al anului 2024 ca dividende, Conducerea Companiei a decis modificarea situațiilor financiare emise anterior în data de 17 martie 2025, prin modificarea Notei 13 „Capitaluri proprii” cu privire la propunerea de repartizare a profitului net al anului 2024 (al societății mamă) ca dividende în cota de 90,21%, anterior 50,20%.

37. DERECONOAȘTERE CAPITALIZĂRII CONSUMULUI PRORIU TEHNOLOGIC**Impactul derecunoașterii capitalizării Consumului propriu tehnologic (CPT)**

Context: Modalitatea de recunoaștere a costului suplimentar cu consumul propriu tehnologic de către C.N.T.E.E. Transelectrica în cadrul situațiilor financiare consolidate întocmite conform OMFP 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară aferente exercitiului financiar 2023, nu este conformă cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, IFRS-UE, astfel cum a fost menționat de către Autoritatea de Supraveghere Financiară, prin Deciziile emise nr. 1153/18.11.2024 respectiv 1155 /18.11.2024.

În contextul prezentat C.N.T.E.E. Transelectrica a întreprins măsurile impuse în vederea respectării cerințelor întocmirii și publicării situațiilor financiare consolidate aferente exercitiului financiar 2024 și în conformitate cu IFRS-UE cu retratarea soldurilor de deschidere, cu respectarea referentialului International de Raportare Financiară IAS 38 Imobilizări necorporale.

Recunoașterea ca active necorporal a costului suplimentar cu CPT fata de costul recunoscut în tarife nu îndeplinește prevederile referențialului IFRS, respectiv definiția unui activ necorporal prevăzută de către standardul IAS 38.8, respectiv un activ este o resursă

(a) controlată de o entitate ca rezultat al unor evenimente trecute și

(b) de la care se preconizează că vor decurge beneficii economice viitoare pentru entitate.

O imobilizare necorporală este un activ nemonetar identificabil fără formă fizică.

În conformitate cu paragraful IAS 38.13:

O entitate controlează un activ dacă entitatea are capacitatea de a obține beneficii economice viitoare de pe urma resursei de bază și de a restricționa accesul altora la beneficiile respective.

Capacitatea unei entități de a controla beneficiile economice viitoare generate de o imobilizare necorporală provine în mod normal din drepturile legale a căror aplicare poate fi susținută în instanță.

În absența unor drepturi legale, controlul este mai dificil de demonstrat. Cu toate acestea, aplicabilitatea legală a unui drept nu este o condiție necesară pentru control, întrucât entitatea poate fi capabilă să controleze beneficiile economice viitoare în alt mod

În cele ce urmează se prezintă derecunoașterea capitalizării CPT începând cu deschiderea soldurilor aferente exercitiului financiar 2022. Impactul derecunoașterii capitalizării se reflecta pentru fiecare an, aferent perioadei 2022-2023, iar pentru situația poziției financiare se prezintă și impactul preluării soldurilor în fiecare an.

În pregătirea situației **poziției financiare** Grupul a ajustat valorile raportate anterior în situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu prevederile OMFP 2844/2016, respectiv elementele care au fost derecunoscute sunt următoarele:

- Derecunoașterea imobilizărilor necorporale reprezentate de CPT suplimentar în valoare de 338.527 în anul 2022, respectiv 13.735 în anul 2023 și 102.020 în anul 2024.
- Derecunoașterea amortizării imobilizărilor necorporale aferente CPT suplimentar în valoare de 13.987 în anul 2022, respectiv 68.040 în anul 2023 și 74.479 în anul 2024.

	31 dec 2022 OMFP	Ajustări 2022	31 dec 2022 IFRS	31 dec 2023 OMFP	Ajustări 2023	31 dec 2023 IFRS
	1	2	3=1+2	5	6=2+4	7=5+6
Imobilizări necorporale, din care CPT suplimentar	337.941	(324.539)	13.402	282.378	(270.235)	12.143
	324.539	(324.539)	-	270.235	(270.235)	-
Rezultat reportat	2.201.628	(272.613)	1.929.015	2.431.200	(226.997)	2.204.203
Datorii impozitele amânate	110.070	(51.926)	58.144	296.343	(43.238)	253.105
Total active	8.199.928	(324.539)	7.875.389	8.601.577	(270.235)	8.331.342
Total capitaluri proprii	3.904.693	(272.613)	3.632.080	5.295.134	(226.997)	5.068.137
Total datorii	4.295.236	(51.926)	4.243.309	3.306.443	(43.238)	3.263.205

	31 dec 2024 OMFP	Ajustări 2024	31 dec 2024 IFRS
	8	9	10=8+9
Imobilizări necorporale, din care	313.147	(297.776)	15.371
CPT suplimentar	297.776	(297.776)	-
Rezultat reportat	3.123.993	(250.132)	2.873.861
Datorii impozitele amânate	257.169	(47.644)	209.525
Total active	10.825.542	(297.776)	10.527.766
Total capitaluri proprii	5.907.117	(250.132)	5.656.984
Total datorii	4.918.426	(47.644)	4.870.782

În pregătirea **contului de profit și pierdere** Grupul a ajustat valorile raportate anterior în situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu prevederile OMFP 2844/2016, respectiv elementele care au fost derecunoscute sunt următoarele:

- *Derecunoaștere* Venituri din capitalizarea CPT în valoare de 338.527 în anul 2022, respectiv 13.735 în anul 2023 și 102.020 în anul 2024.
- *Derecunoaștere* Cheltuiala cu amortizarea imobilizărilor corporale cu privire la CPT suplimentar în valoare de 13.987 în anul 2022, respectiv 68.040 în anul 2023 și 74.479 în anul 2024.
- Efectul impozitului amânat aferent ajustărilor de mai sus în valoare de 51.926 în anul 2022, de (8.689) în anul 2023 și 4.407 în anul 2024.

	31 dec 2022 OMFP	Ajustări 2022	31 dec 2022 IFRS	31 dec 2023 OMFP	Ajustări 2023	31 dec 2023 IFRS
	1	2	3=1+2	1	2	3=1+2
Alte venituri din exploatare	409.863	(338.527)	71.336	108.730	(13.735)	94.995
Venituri din capitalizarea CPT	338.527	(338.527)	-	13.735	(13.735)	-
Amortizare, din care	(281.217)	13.987	(267.229)	(340.445)	68.040	(272.406)
Amortizare CPT suplimentar	(13.987)	13.987	-	(68.040)	68.040	-
Cheltuiala cu impozitul pe profit, din care	(73.990)	51.926	(22.064)	(21.245)	(8.689)	(29.934)
Impozit curent	(84.791)	-	(84.791)	(38.516)	-	(38.516)
Impozit amânat	10.801	51.926	62.728	17.271	(8.689)	8.583
Profit net	521.633	(272.613)	249.020	217.446	45.616	263.061

	31 dec 2022 OMFP	Ajustări 2024	31 dec 2022 IFRS
	1	2	3=1+2
Alte venituri din exploatare	280.518	(102.020)	178.498
Venituri din capitalizarea CPT	102.020	(102.020)	-
Amortizare, din care	(371.792)	74.479	(297.314)
Amortizare CPT suplimentar	(74.479)	74.479	-
Cheltuiala cu impozitul pe profit, din care	(4.802)	4.407	(395)
Impozit curent	(49.990)	-	(49.990)
Impozit amânat	45.188	4.407	49.595
Profit net	580.108	(23.135)	556.973

Referitor la Deciziile ASF la care s-a făcut referire, reiteram faptul ca în data de 19.11.2024 C.N.T.E.E.Transelectrica a adus la cunoștință publicului investor faptul că în conținutul situațiilor financiare individuale și consolidate aferente exercițiului financiar al anului 2023 întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară actualizat (inclusiv cu modificările aduse prin Ordinului 3900/2022), utilizatorii au fost informați cu privire la impactul patrimonial pe care tratamentul contabil al consumului propriu tehnologic îl are asupra situațiilor financiare, fiind prezentate informații relevante cu privire la impactul acestuia, atât asupra poziției financiare, cât și asupra performanței financiare.

Elaborarea unui set de situații financiare consolidate conforme cu IFRS-UE s-a realizat pentru a răspunde cerințelor Autorității de Supraveghere Financiară, respectiv pentru conformitatea de încadrare în prevederile art.65 alin.(3), din Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Situația consolidată a poziției financiare

	An 2023 OMFP	Ajustare	An 2023 IFRS	AN 2022 OMFP	Ajustare	An 2022 IFRS
Active						
Active imobilizate						
Imobilizări corporale	5.558.143	-	5.558.143	4.063.849	-	4.063.849
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	15.048	-	15.048	23.689	-	23.689
Imobilizări necorporale	282.378	(270.235)	12.143	337.941	(324.539)	13.402
Imobilizări financiare	40.673	-	40.673	40.720	-	40.720
Total active imobilizate	5.896.242	(270.235)	5.626.007	4.466.199	(324.539)	4.141.660
Active circulante						
Stocuri	61.975	-	61.975	53.068	-	53.068
Creanțe comerciale și alte creanțe	2.116.460	-	2.116.460	3.342.852	-	3.342.852
Impozit pe profit de recuperat	-	-	-	4.128	-	4.128
Alte active financiare	-	-	-	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	526.900	-	526.900	333.681	-	333.681
Total active circulante	2.705.335	-	2.705.335	3.733.729	-	3.733.729
Total active	8.601.577	(270.235)	8.331.342	8.199.928	(324.539)	7.875.389
Capitaluri proprii și datorii						
Capitaluri proprii						
Capital social	733.031	-	733.031	733.031	-	733.031
Prima de emisiune	49.843	-	49.843	49.843	-	49.843
Rezerve legale	146.606	-	146.606	146.606	-	146.606
Rezerve din reevaluare	1.738.703	-	1.738.703	734.233	-	734.233
Alte rezerve	195.751	-	195.751	39.351	-	39.351
Rezultatul reportat	2.431.200	(226.997)	2.204.203	2.201.628	(272.613)	1.929.015
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	5.295.134	(226.997)	5.068.137	3.904.692	(272.613)	3.632.079
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-
Total capitaluri proprii	5.295.134	(226.997)	5.068.137	3.904.692	(272.613)	3.632.079

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	An 2023 OMFP	Ajustare	An 2023 IFRS	AN 2022 OMFP	Ajustare	An 2022 IFRS
Datorii pe termen lung						
Venituri în avans pe termen lung	519.116	-	519.116	439.028	-	439.028
Împrumuturi pe termen lung	31.906	-	31.906	55.588	-	55.588
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing clădire-termen lung	7.073	-	7.073	15.949	-	15.949
Datorii privind impozitele amânate	296.343	(43.238)	253.105	110.070	(51.926)	58.144
Obligații privind beneficiile angajaților	97.888	-	97.888	86.881	-	86.881
Total datorii pe termen lung	952.326	(43.238)	909.088	707.516	(51.926)	655.590
		-				
Datorii curente		-				
Datorii comerciale și alte datorii	2.200.950	-	2.200.950	3.352.175	-	3.352.175
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire- termen scurt	9.253	-	9.253	9.141	-	9.141
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	26.047	-	26.047	17.377	-	17.377
Împrumuturi pe termen scurt	31.600	-	31.600	97.950	-	97.950
Provizioane	67.191	-	67.191	71.557	-	71.557
Venituri în avans pe termen scurt	16.138	-	16.138	39.520	-	39.520
Impozit pe profit de plată	2.938	-	2.938	-	-	-
Total datorii curente	2.354.117	-	2.354.117	3.587.720	-	3.587.720
					-	
Total datorii	3.306.443	(43.238)	3.263.205	4.295.236	(51.926)	4.243.310
Total capitaluri proprii și datorii	8.601.577	(270.235)	8.331.342	8.199.928	(324.539)	7.875.389

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	AN 2024 OMFP	Ajustare	AN 2024 IFRS
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5.915.254	-	5.915.254
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	8.150	-	8.150
Imobilizări necorporale	313.147	(297.776)	15.371
Imobilizări financiare	40.833	-	40.833
Total active imobilizate	6.277.384	(297.776)	5.979.608
Active circulante			
Stocuri	58.144	-	58.144
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.782.840	-	3.782.840
Impozit pe profit de recuperat	-	-	-
Alte active financiare	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	707.174	-	707.174
Total active circulante	4.548.158	-	4.548.158
		-	
Total active	10.825.542	(297.776)	10.527.766
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social	733.031	-	733.031
Prima de emisiune	49.843	-	49.843
Rezerve legale	146.606	-	146.606
Rezerve din reevaluare	1.596.896	-	1.596.896
Alte rezerve	256.747	-	256.747
Rezultatul reportat	3.123.993	(250.132)	2.873.861
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	5.907.116	(250.132)	5.656.984
Interese minoritare	-	-	-
Total capitaluri proprii	5.907.116	(250.132)	5.656.984
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	538.015	-	538.015
Împrumuturi pe termen lung	7.918	-	7.918
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing clădire-termen lung	1.604	-	1.604
Datorii privind impozitele amânate	257.169	(47.644)	209.525
Obligații privind beneficiile angajaților	116.159	-	116.159
Alte datorii pe termen lung	5.613	-	5.613
Total datorii pe termen lung	926.478	(47.644)	878.834

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

	AN 2024 OMFP	Ajustare	AN 2024 OMFP
Datorii curente		-	
Datorii comerciale și alte datorii	3.855.244	-	3.855.244
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire- termen scurt	7.328	-	7.328
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	25.537	-	25.537
Împrumuturi pe termen scurt	32.641	-	32.641
Provizioane	35.953	-	35.953
Venituri în avans pe termen scurt	22.232	-	22.232
Impozit pe profit de plată	13.013	-	13.013
Total datorii curente	3.991.948	-	3.991.948
		-	
Total datorii	4.918.426	(47.644)	4.870.782
		-	
Total capitaluri proprii și datorii	10.825.542	(297.776)	10.527.766

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Situația consolidată a contului de profit și pierdere

	An 2023 OMFP	Ajustare	An 2023 IFRS	AN 2022 OMFP	Ajustare	An 2022 IFRS
Venituri din exploatare						
Venituri din serviciul de transport	1.956.027	-	1.956.027	1.884.909	-	1.884.909
Venituri din servicii de sistem	390.661	-	390.661	533.616	-	533.616
Venituri privind piața de echilibrare	2.269.419	-	2.269.419	3.478.995	-	3.478.995
Alte venituri	108.730	(13.735)	94.995	409.863	(338.527)	71.336
Total venituri din exploatare	4.724.837	(13.735)	4.711.102	6.307.383	(338.527)	5.968.856
		-				
Cheltuieli din exploatare						
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(640.426)	-	(640.426)	(901.663)	-	(901.663)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(2.268.981)	-	(2.268.981)	(3.479.716)	-	(3.479.716)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(499.185)	-	(499.185)	(466.608)	-	(466.608)
Amortizare	(340.445)	68.040	(272.406)	(281.217)	13.987	(267.229)
Cheltuieli cu personalul	(447.429)	-	(447.429)	(385.954)	-	(385.954)
Reparații și mentenanță	(55.445)	-	(55.445)	(51.380)	-	(51.380)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(21.172)	-	(21.172)	(40.372)	-	(40.372)
Alte cheltuieli din exploatare	(210.705)	-	(210.705)	(96.637)	-	(96.637)
Total cheltuieli din exploatare	(4.483.788)	68.040	(4.415.749)	(5.703.547)	13.987	(5.689.559)
		-				
Rezultat din exploatare	241.049	54.305	295.353	603.836	(324.539)	279.297
		-				
Venituri financiare	35.896	-	35.896	65.058	-	65.058
Cheltuieli financiare	(38.254)	-	(38.254)	(73.271)	-	(73.271)
Rezultat financiar net	(2.358)	-	(2.358)	(8.213)	-	(8.213)
		-				
Rezultat înainte de impozitul pe profit	238.691	54.305	292.995	595.623	(324.539)	271.084
Impozit pe profit	(21.245)	(8.689)	(29.934)	(73.990)	51.926	(22.064)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	217.446	45.616	263.061	521.633	(272.613)	249.020
REZULTATUL EXERCITIULUI						
Atribuibil:						
Proprietarilor Grupului	217.446	45.615	263.061	521.633	(272.613)	249.020
Intereselor Minoritare	-	-	-	-	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	2,97	(1)	3,59	7,12	(4)	3,40

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	An 2023 OMFP	Ajustare	An 2023 IFRS	AN 2022 OMFP	Ajustare	An 2022 IFRS
Rezultatul exercițiului	217.446	45.616	263.061	521.633	(272.613)	249.020
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	(203.451)	-	(203.451)	-	-	-
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	1.275.560	-	1.275.560	-	-	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	905	-	905	(10.575)	-	(10.575)
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)	1.073.014	-	1.073.014	(10.575)	-	(10.575)
Rezultatul global total	1.290.460	45.616	1.336.075	511.058	(272.613)	238.445

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	AN 2024 OMFP	Ajustare	An 2024 IFRS
Venituri din exploatare			
Venituri din serviciul de transport	2.024.457	-	2.024.457
Venituri din servicii de sistem	633.277	-	633.277
Venituri privind piața de echilibrare	4.965.724	-	4.965.724
Alte venituri	280.518	(102.020)	178.498
Total venituri din exploatare	7.903.976	(102.020)	7.801.956
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(715.613)	-	(715.613)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(4.965.535)	-	(4.965.535)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(523.611)	-	(523.611)
Amortizare	(371.792)	74.479	(297.314)
Cheltuieli cu personalul	(489.463)	-	(489.463)
Reparații și mentenanță	(66.410)	-	(66.410)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(23.015)	-	(23.015)
Alte cheltuieli din exploatare	(173.302)	-	(173.302)
Total cheltuieli din exploatare	(7.328.741)	74.479	(7.254.263)
Rezultat din exploatare	575.235	(27.541)	547.693
Venituri financiare	26.879	-	26.879
Cheltuieli financiare	(17.204)	-	(17.204)
Rezultat financiar net	9.675	-	9.675
Rezultat înainte de impozitul pe profit	584.910	(27.541)	557.368
Impozit pe profit	(4.802)	4.407	(395)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	580.108	(23.135)	556.973
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Proprietarilor Grupului	580.108	(23.135)	556.973
Intereselor Minoritare	-	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	7,91	(0.3)	7,60

CNTEE TRANSELECTRICA SA- IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2024
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	AN 2024 OMFP	Ajustare	An 2024 IFRS
Rezultatul exercițiului	580.108	(23.135)	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	(6.014)	-	(6.014)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	(414)	-	(414)
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)	(6.428)	-	(6.428)
Rezultatul global total	573.680	(23.135)	550.545

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 30 aprilie 2025:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Victor
MORARU**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

Florin STANCIU – Manager DSFTM
P.Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială