



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2006,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

Nr.13607/23.03.2022

NOTĂ

privind aprobarea de către Adunarea Generală a Acționarilor a Situațiilor financiare consolidate ale CNTEE Transelectrica SA pentru exercițiul financiar încheiat la 31.12.2021

În temeiul art. 14, alin. (1) lit.a) din Actul Constitutiv al CNTEE Transelectrica SA actualizat prin Hotărârea A.G.E.A. nr. 12/21.12.2020, **supunem aprobării de către Adunarea Generală a Acționarilor Situațiile financiare consolidate** ale CNTEE Transelectrica SA **pentru exercițiul financiar al anului 2021**, în considerarea următoarelor aspecte:

- ✓ În conformitate cu prevederile Ordinului MFP nr. 881/2012, începând cu exercițiul financiar al anului 2012, societățile comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată (piața de capital) aplică Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) așa cum sunt adoptate de către Uniunea Europeană (IFRS-UE) la întocmirea situațiilor financiare anuale.
- ✓ Ordinul MFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară prevede la Secțiunea 4.1., art. 21-
"Elaborarea situațiilor financiare anuale consolidate" următoarele:
"O entitate, societate-mamă consolidantă (entitate, persoană juridică română, care are una sau mai multe filiale și care consolidează situațiile financiare ale grupului din care face parte), trebuie să întocmească situații financiare consolidate și un raport consolidat al administratorilor în condițiile prevăzute de IFRS".

Situațiile financiare consolidate ale CNTEE Transelectrica SA au fost întocmite conform Standardului Internațional de Contabilitate (IAS) 27 "Situațiile financiare consolidate și contabilitatea pentru investiții în companii subsidiare".

O companie subsidiară este o entitate care este controlată de o altă entitate, cunoscută ca societatea mamă, după cum este definită de IAS 27. În concordanță cu IAS 27, se presupune că există control când societatea mamă deține mai mult de jumătate din drepturile de vot ale unei entități, în afară de cazul când, în situații excepționale, poate fi clar demonstrat că această formă de proprietate nu asigură controlul. Controlul este autoritatea de a conduce politicile financiare și operaționale ale unei entități, cu scopul de a obține beneficii din activitatea ei.

CNTEE Transelectrica SA a cuprins în Situațiile financiare consolidate întocmite la 31 decembrie 2021 următoarele filiale: Filiala Smart SA și Filiala Teletrans SA.

Filiala Formenerg SA și Filiala Icemenerg Service SA sunt considerate nesemnificative din punct de vedere al consolidării, iar Filiala Opcom SA nu poate fi consolidată deoarece această filială, prin obiectul său de activitatea, are o poziție independentă pe piața de energie electrică.

Soldurile și tranzacțiile intragrup, precum și dividendele interne sunt eliminate la întocmirea situațiilor financiare consolidate.

Față de cele prezentate, în temeiul art. 14, alin. (1) lit. a) din Actul Constitutiv actualizat prin Hotărârea A.G.E.A. nr. 12/21.12.2020, **supunem aprobării Adunării Generale a Acționarilor, Situațiile financiare consolidate** ale CNTEE Transelectrica SA **pentru exercițiul financiar al anului 2021**, după cum urmează:

- situația poziției financiare;
- contul de profit și pierdere și situația rezultatului global;
- situația modificărilor capitalurilor proprii;
- situația fluxurilor de trezorerie;
- notele explicative la situațiile financiare anuale.

DIRECTORAT

Președinte	Membru	Membru	Membru	Membru
Gabriel ANDRONACHE	Florin-Cristian TĂTARU	Ștefăniță MUNTEANU	Cătălin-Constantin NADOLU	Marius-Viorel STANCIU

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

**Situații Financiare Consolidate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2021**

**Întocmite în conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016
cu modificările și completările ulterioare
pentru aprobarea Reglementărilor contabile
conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară**

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	3.881.441	3.636.262
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	32.690	37.773
Imobilizări necorporale	7	7.404	7.310
Imobilizări financiare		36.340	36.340
Total active imobilizate		3.957.875	3.717.685
Active circulante			
Stocuri	8	48.681	47.640
Creanțe comerciale și alte creanțe	9	2.985.893	854.250
Impozit pe profit de recuperat	18	21.112	1.248
Alte active financiare	11	-	-
Numerar și echivalente de numerar	10	264.656	569.847
Total active circulante		3.320.342	1.472.985
Total active		7.278.217	5.190.670
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		49.843	49.843
Rezerve legale		137.927	137.833
Rezerve din reevaluare		801.800	872.379
Alte rezerve		31.186	17.482
Rezultatul reportat		1.631.074	1.614.444
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	12	3.384.861	3.425.012
Interese minoritare	27	-	-
Total capitaluri proprii		3.384.861	3.425.012
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	13	443.437	352.029
Împrumuturi pe termen lung	14	79.455	101.671
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing clădire-termen lung	16	24.656	30.532
Datorii privind impozitele amânate	18	120.927	126.852
Obligații privind beneficiile angajaților	15	75.272	87.200
Total datorii pe termen lung		743.747	698.284

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	16	3.007.137	878.850
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire- termen scurt	16	8.966	7.417
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	20	20.527	25.052
Împrumuturi pe termen scurt	14	27.579	33.574
Provizioane	17	53.662	93.011
Venituri în avans pe termen scurt	13	31.738	29.393
Impozit pe profit de plată	18	-	77
Total datorii curente		3.149.609	1.067.374
Total datorii		3.893.356	1.765.658
Total capitaluri proprii și datorii		7.278.217	5.190.670

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 17 martie 2022:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Marius-Viorel
STANCIU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
 Director Unitatea Economică și Financiar
 Administrativă

Cristiana Zîrnovan
 Manager Departament Bugetare și Raportare
 Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Venituri din exploatare			
Venituri din serviciul de transport		1.252.286	1.035.250
Venituri din servicii de sistem		623.720	795.026
Venituri privind piața de echilibrare		1.822.564	494.999
Alte venituri		85.432	67.626
Total venituri din exploatare	21	3.784.002	2.392.901
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	22	(576.409)	(309.846)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	22	(1.809.588)	(494.999)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	22	(609.608)	(566.016)
Amortizare		(283.791)	(274.917)
Cheltuieli cu personalul	23	(317.510)	(338.889)
Reparații și mentenanță		(60.288)	(75.971)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(31.316)	(26.700)
Alte cheltuieli din exploatare	24	(84.003)	(129.253)
Total cheltuieli din exploatare		(3.772.513)	(2.216.591)
Rezultat din exploatare		11.489	176.310
Venituri financiare		6.669	10.083
Cheltuieli financiare		(15.898)	(15.354)
Rezultat financiar net	25	(9.229)	(5.271)
Rezultat înainte de impozitul pe profit		2.260	171.039
Impozit pe profit		(956)	(29.138)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		1.304	141.901
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Proprietarilor Grupului		1.304	142.668
Intereselor Minoritare		-	(767)
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	19	0,02	1,94

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Rezultatul exercițiului			
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		-	-
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale		-	(1.069)
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate		9.382	419
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		9.382	(650)
Rezultatul global total		10.686	141.251

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 17 martie 2022:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Marius-Viorel
STANCIU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU

Director Unitatea Economică și Financiar
Administrativă

Cristiana Zîrnovan

Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 Ianuarie 2021	733.031	49.843	137.833	872.379	17.482	1.614.444	3.425.012	-	3.425.012
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	1.304	1.304	-	1.304
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	9.382	9.382	-	9.382
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	9.382	9.382	-	9.382
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	-	-	10.686	10.686	-	10.686
Majorarea rezervei legale	-	-	94	-	-	(94)	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(70.579)	-	70.579	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	(599)	(789)	(1.388)	-	(1.388)
Total alte elemente	-	-	94	(70.579)	(599)	69.696	(1.388)	-	(1.388)
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	-	-	-	-	14.303	-	14.303	-	14.303
Alte rezerve	-	-	-	-	-	22	22	-	22
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(63.774)	(63.774)	-	(63.774)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	14.303	(63.752)	(49.449)	-	(49.449)
Sold la 31 decembrie 2021	733.031	49.843	137.927	801.800	31.186	1.631.074	3.384.861	-	3.384.861

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 17 martie 2022:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**
Președinte Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Membru Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru Directorat

**Marius-Viorel
STANCIU**
Membru Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Unitatea Economică și Financiar Administrativă

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibilul proprietarilor grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 Ianuarie 2020	733.031	49.843	129.096	955.201	15.813	1.414.339	3.297.323	19.748	3.317.071
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	142.668	142.668	(767)	141.901
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	419	419	-	419
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	(1.069)	-	-	(1.069)	-	(1.069)
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	534	-	(534)	-	-	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(535)	-	(115)	(650)	-	(650)
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(535)	-	142.553	142.018	(767)	141.251
Majorarea rezervei legale	-	-	8.737	-	-	(8.737)	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(82.288)	-	82.288	-	-	-
Interese minoritare provenind din scăderea participației în SMART SA	-	-	-	-	-	18.981	18.981	(18.981)	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	207	207	-	207
Total alte elemente	-	-	8.737	(82.288)	-	92.739	19.188	(18.981)	207
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	-	-	-	-	1.670	-	1.670	-	1.670
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(35.186)	(35.186)	-	(35.186)
Total tranzacții cu proprietari	-	-	-	-	1.670	(35.186)	(33.516)	-	(33.516)
Sold la 31 decembrie 2020	733.031	49.843	137.833	872.379	17.482	1.614.444	3.425.012	-	3.425.012

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 17 martie 2022:

Gabriel ANDRONACHE	Ștefăniță MUNTEANU	Directorat, Cătălin-Constantin NADOLU	Marius-Viorel STANCIU	Florin-Cristian TĂTARU
Președinte Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat
Ana-Iuliana DINU	Cristiana Zîrnovan			
Director Unitatea Economică și Financiar Administrativă	Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială			

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	1.304	141.901
Ajustări pentru:		
Cheltuiala cu impozitul de profit	956	29.138
Cheltuieli cu amortizarea	283.791	274.992
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	16.673	1.369
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(4.609)	(2.327)
Pierderi din debitori diverși	347	-
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	10.141	4.364
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	1.780	4.388
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net	529	407
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(13.558)	8.953
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net	(44.942)	28.729
Cheltuieli financiare privind ajustările pentru pierderea de valoare a imobilizărilor	-	-
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar	7.677	5.811
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	260.089	497.725
Modificări în:		
Stocuri	186	(512)
Clienți și conturi asimilate	(2.176.952)	(151.398)
Datorii comerciale și alte datorii	2.134.476	295.234
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	-	31.242
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(4.525)	8.259
Venituri în avans	14.904	(15.276)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	228.178	665.274
Dobânzi plătite	(4.978)	(7.368)
Impozit pe profit plătit	(23.881)	(47.632)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	199.319	610.274
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(495.323)	(377.100)
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	-	(242)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	93.151	-
Dobânzi încasate	2.684	7.153
Titluri de participare deținute la TSC Net	-	-
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	-	-
Dividende încasate/plătite	23	2
Alte active financiare	-	85.000
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(399.465)	(285.187)

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(23.726)	(24.858)
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	(6.157)	(24.008)
Plăți leasing clădire	(11.490)	(10.394)
Dividende plătite	(63.672)	(35.610)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(105.045)	(94.870)
 Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	 569.847	 339.630
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(305.191)	230.217
 Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	 264.656	 569.847

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 17 martie 2022:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Marius-Viorel
STANCIU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
 Director Unitatea Economică și Financiar
 Administrativă

Cristiana Zîrnovan
 Manager Departament Bugetare și Raportare
 Managerială

1. DESCRIEREA ACTIVITAȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE

Principala 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. 758/21.04.2021, 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: Bdul General Gheorghe Magheru nr. 33, București, sectorul 1. În prezent, activitatea executivului Companiei se desfășoară în cadrul punctului de lucru din Strada Olteni nr. 2 – 4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate la 31 decembrie 2021 ale Grupului întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană sunt disponibile la punctul de lucru al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2 – 4 sector 3, București, România.

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

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

Înființarea Companiei

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

După cum este prezentat în Nota 12, acționarii CNTEE Transelectrica SA la 31 decembrie 2021 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 16.172.331 acțiuni (22,05%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 5.349.247 acțiuni (7,30%).

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 2021, 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:

Entitatea	Țara de origine	31 Decembrie 2021	31 Decembrie 2020
		% din acțiuni	% din acțiuni
SMART SA	România	100	100
TELETRANS SA	România	100	100

SMART SA

SMART SA cu sediul social în B-dul Magheru nr. 33 sector 1 București și cu sediul central la punctul de lucru B-dul Gheorghe Șincai nr. 3, Clădirea "Formenerg", et.1, sector 4 București, are ca obiect principal de activitate efectuarea lucrărilor de mentenanță pentru sistemul de transport-dispecer. A fost înființată prin HG nr. 710/19.07.2001 la data de 1 noiembrie 2001.

Prin decizia Președintelui Consiliului de administrație nr.12375/22.12.2014, în anul 2014, capitalul social al Smart SA a fost majorat cu valoarea terenurilor pentru care s-au obținut certificate de atestare a dreptului de proprietate și a fost introdus acționarul Statul Român. Ulterior aceasta a fost anulată în urma pronunțării de către Curtea de Apel București a sentinței civile nr.835/2019 în Dosarul nr.7763/2/2018.

Prin sentința civilă nr.598/11.06.2020, pronunțată în Dosarul nr.37718/3/2019 de către Tribunalul București, s-a dispus radierea mențiunii 449314/23.12.2014 prin care s-a înregistrat la ONRC Direcția Președintelui Consiliului de administrație nr.12375/22.12.2014 privind majorarea capitalului social și modificarea Actului constitutiv.

În data de 20.11.2020 Filiala SMART SA a înregistrat la Oficiul Registrul Comerțului de pe lângă Tribunalul București modificările cuprinse în sentința civilă nr.598/11.06.2020, cât și modificările Actului Constitutiv aprobate în AGA în data de 25.09.2019 în acord cu sentința civilă nr.835/2019, pronunțată de Curtea de Apel București.

Prin urmare, capitalul social al SMART SA este, la data prezentelor situații financiare, în întregime subscris și vărsat de CNTEE Transelectrica SA în calitate de acționar unic.

Filiala SMART SA are ca activitate principală efectuarea de revizii și reparații la aparatură și echipamente sub tensiune, transformatoare și autotransformatoare, remedierea incidentelor la instalații electrice și microproducție de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică, situate în aceleași locații ca și unitățile teritoriale ale Transelectrica.

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.

Ca și obiective strategice generale, se au în vedere cel puțin următoarele:

- ✓ Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET
- ✓ Creșterea flexibilității în funcționare
- ✓ Diminuarea timpilor de intervenție
- ✓ Coordonarea serviciilor/lucrărilor de mentenanță cu programul de retrageri din exploatare al Dispeceratului Energetic Național (DEN).

Capitalul social la 31 decembrie 2021 este de 38.529 mii lei, din care 38.529 subscris și vărsat integral de Companie în calitate de unic acționar.

TELETRANS SA

Teletrans SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinelor Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002. Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

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.

Capitalul social la 31.12.2021 este de 6.874 mii lei (687.443 acțiuni, valoare nominală 10 lei), Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

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 echidistanță pentru toți participanții la piață.

Alte informații legate de activitatea Grupului

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

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

ENTSO-E a fost creat în anul 2009, ca o asociație non-profit cu sediul la Bruxelles, prin unificarea asociațiilor OTS-urilor europene organizate conform regiunilor interconectate sincron (UCTE, ETSO, BALTSO, NORDEL, UKTSOA, ATSOI). Din octombrie 2004, Transelectrica a devenit partener al companiilor de transport al energiei electrice din întreaga Europă, ca membru al asociațiilor UCTE, ETSO și din 2009 este membru ENTSO-E, sistemul electroenergetic românesc făcând parte din Grupul Regional Europa Continentală.

Transelectrica SA este membră afiliată la următoarele organisme internaționale:

- ENTSO – E - Reteaua Europeana a Operatorilor de Transport si Sistem pentru Energia Electrică;
- CIGRE - Consiliul Internațional al marilor rețele electrice de înaltă tensiune;
- LWA - Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune;

CNTEE Transelectrica SA răspunde de funcționarea sigură, fiabilă și eficientă a SEN, îndeplinind prevederile Directivei UE 54/2003, art. 9.

În data 25 august 2021, 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 Ba1 pozitiv. Ulterior, în data de 27 octombrie 2021, ca urmare a îmbunătățirii ratingului de țară, agenția de rating emite o nouă opinie de credit pentru Transelectrica, atribuindu-i calificativul Baa3 stabil.

Calificativul acordat este justificat de:

- (1) profilul de risc de afaceri scăzut dat fiind importanța strategică și monopolul natural al Transelectrica, ca proprietar și operator total reglementat al rețelei de transport al energiei electrice;
- (2) profilul financiar solid, cu un nivel redus de îndatorare;
- (3) îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare.

În evaluare, ratingul Companiei este situat la nivelul ratingului suveran (Baa3 stabil), recunoscându-se performanța financiară îmbunătățită și rezultatele operaționale solide ale Companiei, asigurându-se astfel premisele finanțării viitoare în condiții optime de cost pentru realizarea în bune condiții a investițiilor asumate pentru perioada a patra de reglementare.

Obținerea ratingului Baa3 cu perspectivă stabilă consolidează o poziție favorabilă cu privire la capacitatea Companiei de a-și onora obligațiile financiare prezente și viitoare, arătând că Transelectrica are 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. 758/21.04.2021 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 relativ recent și 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 20).

Anul 2021 este al doilea 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 acestei perioade 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. Față de formele anterioare ale metodologiei în baza cărora au fost stabilite tarifele în perioada de reglementare precedentă (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019) și în perioada de tranziție de la perioada de reglementare precedentă la perioada de reglementare actuală (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 actuală 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 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).

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 2021, 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 13 mai - 31 decembrie 2021.

Față de valoarea de 6,39%, precizăm că reglementările ANRE au stabilit 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. Astfel, investițiile noi realizate în rețeaua electrică de transport în anul 2021 sunt remunerate cu o rată de rentabilitate reglementată în cuantum total de 7,39%.

La începutul anului 2021, valoarea BAR aferentă activității de transport al energiei electrice (după includerea activelor aferente activității de servicii funcționale de sistem în urma comasării celor două tarife), stabilită de ANRE în baza investițiilor realizate de CNTEE Transelectrica SA în a treia perioadă de reglementare și în baza investițiilor realizate în perioada tarifară tranzitorie - semestrul al doilea al anului 2019 - este de cca. 2.546 milioane 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

Începând cu data de 29.08.2006, acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate pe piața reglementată, administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Acțiunile Transelectrica fac parte din indicii BET, indice care reflectă evoluția celor mai tranzacționate 19 companii de pe Piața Reglementată a BVB, exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).

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

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

Veniturile Grupului

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

- Serviciul de transport al energiei electrice;
- Servicii de sistem (serviciul de conducere tehnică operațională a SEN);
- 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 unități 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, Grupul utilizează resurse proprii denumite servicii de sistem funcționale și achiziționează de la producătorii de electricitate servicii de sistem tehnologice.

Compania prestează acest serviciu prin utilizarea sistemelor de conducere prin dispecer, în baza unui tarif reglementat și aprobat de ANRE, care se aplică aceleași baze - energia electrică livrată consumatorilor - și cuprinde tariful pentru servicii de sistem.

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

Serviciile de sistem funcționale se referă la serviciile de dispecerizare furnizate de Companie și constau în planificarea și conducerea operațională a SEN, precum și la celelalte activități prestate de Companie în scopul echilibrării în timp real a producției cu consumul, în scopul satisfacerii consumului de energie electrică în mod sigur cu costuri minime și cu menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN.

Operator al pieței de echilibrare

În conformitate cu prevederile Codului comercial al pieței angro de energie electrică, piața de echilibrare

a fost introdusă și a început să funcționeze în România în iulie 2005. Începând cu data de 01.09.2018, funcționarea pieței de echilibrare este reglementată de Regulamentul de calcul și decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea și Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr.31/31.01.2018, publicat în Monitorul Oficial al României nr.166 bis/ 22.02.2018.

De la 01 Septembrie 2020, funcționarea pieței de echilibrare este reglementată de:

- Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/31.03.2020, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 287/06.04.2020;
- Regulamentul de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/31.03.2020, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 287/06.04.2020;
- Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energie aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 213 din 25 noiembrie 2020, publicat în Monitorul Oficial nr. 1201 din 9 decembrie 2020, cu modificările și completările ulterioare.

Scopul acestei piețe este de a asigura echilibrarea balanței producție-consum de energie electrică în timp real, utilizând resurse oferite într-un sistem concurențial.

Transelectrica SA este operator al pieței de echilibrare care, pe baza procedurilor și reglementărilor aprobate de ANRE, trebuie să aprobe înregistrarea licențiatilor care participă la piața națională de energie electrică, să colecteze, să verifice, să proceseze toate ofertele și să efectueze procedurile de decontare.

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, Compania 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 baza 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; plata bonusului către producătorii de energie care beneficiază de schemă; plata penalităților de întârziere către producători pentru neplata bonusului în termenul scadent.

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.

Până la data prezentelor situații financiare consolidate, ANRE nu a elaborat cadrul de reglementare pentru închiderea financiară a schemei, conform pct. 11 din HG nr. 925/2016 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. În luna decembrie 2021, ANRE a supus consultării publice un proiect de

metodologie pentru închiderea financiară a schemei.

HG nr. 129/2017 pentru completarea art. 8 din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009 prevede ca bonusul de cogenerare aferent actualei scheme de sprijin poate fi acordat pentru maximum 11 ani consecutivi, dar nu mai târziu de anul 2023.

HG nr. 846/2018 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1.215/2009 prevede ca prin care bonusurile de referință și prețurile de referință pentru energia termică se ajustează semestrial, iar valorile aprobate pentru anul următor se aplică și în perioada noiembrie-decembrie a anului curent (față de situația precedentă când bonusurile de referință erau aprobate anual). Astfel, începând cu anul 2019, analiza de supracompensare se va realiza în baza ordinelor privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică și electrică produse în cogenerare, ordine emise de ANRE pe mai multe perioade (ianuarie – iunie, iulie – octombrie, noiembrie – decembrie).

Totodată, în conformitate cu informațiile publicate în luna decembrie 2021, Comisia Europeană a aprobat modificarea de către autoritățile române a schemei de sprijinire a energiei produse în cogenerare de înaltă eficiență. Principalele modificări constau în creșterea perioadei de sprijin până la 21 de ani (până cel târziu în 2033) și o dublare a bugetului schemei, de la aproximativ 2,2 miliarde de euro (aproximativ 10.735 miliarde de lei) la aproximativ 4,4 miliarde de euro (21.883 miliarde de lei) pentru a acoperi perioada suplimentară în care o centrală poate primi sprijin.

Mecanismul de cuplare prin preț a piețelor de energie electrică

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

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

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

În data de 19 noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling), cu primele livrări în data de 20 noiembrie. Șapte țări - Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria, Polonia, România și Slovenia s-au alăturat celor paisprezece țări - Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portugalia, Spania și Suedia, care funcționează deja în regim cuplat din iunie 2018.

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

În situația în care cuplarea nu este posibilă în cadrul pieței ICP, OTS-urile din țările respective (România, Ungaria, Cehia și Slovacia) 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.

2. BAZELE ÎNTOCMIRII

Declarație de conformitate

Aceste situații financiare consolidate ("situații financiare") au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („OMFP nr. 2844/2016”) cu modificările și completările ulterioare. În accepțiunea Ordinului nr. 2844/2016, Standardele Internaționale de Raportare Financiară reprezintă standardele adoptate potrivit procedurii prevăzute de Regulamentul Comisiei Europene nr. 1.606/2002 al Parlamentului European și al Consiliului din 19 iulie 2002 privind aplicarea standardelor internaționale de contabilitate („IFRS UE”).

Grupul aplică Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la întocmirea situațiilor financiare consolidate ale anului 2021 în conformitate cu OMF nr. 881/2012 cu modificările și completările ulterioare.

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.

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 privind angajamente și contingente, privind recunoașterea fondurilor nerambursabile de primit, privind provizioanele pentru pierderi de valoare ale creanțelor, privind obligațiile aferente tranzacțiilor cu plata pe bază de acțiuni cu decontare în numerar și privind obligațiile aferente planurilor de beneficii determinate.

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 15 - evaluarea obligațiilor aferente planurilor de beneficii determinate;
- Nota 27 - recunoașterea și evaluarea provizioanelor, angajamentelor și contingențelor; ipoteze cheie privind probabilitatea și amplexarea unei ieșiri de resurse;
- Nota 31 - evaluarea obligațiilor privind tranzacțiile cu plata pe bază de acțiuni cu decontare în numerar.

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

Grupul (concesionar) a încheiat în 2004 un contract de concesiune 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)). Având în vedere că, majoritatea acțiunilor Companiei sunt deținute de către Stat, conducerea Companiei consideră că aceasta este o companie publică și de aceea nu intră sub prevederile IFRIC 12 "Acorduri de concesiune a serviciilor". Având în vedere că nu există alt standard internațional de raportare financiară specific pentru acordurile de concesiune a serviciilor, Compania a considerat dacă va aplica totuși IFRIC 12, pe baza ierarhiei menționate în SIC 8 "Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori", care prevede că mai întâi să se aibă în vedere prevederile altor IFRS-uri ce tratează aspecte similare.

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

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

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

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

Compania a concluzionat faptul că o contabilizare a contractului de concesiune potrivit prevederilor IFRIC 12 nu va reflecta substanța economică a tranzacției, deoarece Compania achită o taxa anuală sub formă de redevență pentru utilizarea activelor menționate în contractul de concesiune în valoare de 1/1000 din venitul anual realizat din activitatea de transport al energiei electrice, calculată în funcție de cantitatea efectiv transportată (până la data de 11 noiembrie 2020), respectiv 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 (începând cu 12 noiembrie 2020), 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 prezentelor situații financiare Transelectrica are în componență șase filiale, persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni, din care este unic acționar în următoarele: Formenerg, Teletrans, Smart, Icemenerg Service, Icemenerg SA (Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice ICEMENERG SA este filială care la data prezenă este radiată la ONRC).

Dintre filialele Companiei doar societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului. Formenerg și Icemenerg-Service nu au fost luate în calcul la consolidare întrucât, conform legislației contabile aplicabile, impactul activității acestora este considerat nesemnificativ pentru scopul consolidării, în timp ce Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE.

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, printre clienți numărându-se Transelectrica, ENGIE România, Romgaz, Transgaz Mediaș, Nuclearelectrica și Hidroelectrica.

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 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 prin adresa nr.18759, Administratorul Special al Filialei ICEMENERG Service SA a informat 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.

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.

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 derecunoaște 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 depreciere. Imobilizările corporale în curs de execuție sunt prezentate la cost. Costul activelor construite în regie proprie include costul materialelor, al salariilor directe, estimarea inițială, unde este cazul, a costurilor de demontare și de mutare a elementelor și restaurarea amplasamentului, și o cotă parte a cheltuielilor indirecte.

Recunoaștere

Imobilizările corporale sunt evaluate inițial la cost.

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

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

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

Ajustări de valoare pentru imobilizările corporale neutilizate sau uzate sunt înregistrate în situațiile financiare consolidate, atunci când aceste elemente sunt identificate.

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 Grup 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.

Reevaluarile 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 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, rețeaua electrică de transport al energiei electrice existente pe teritoriul României este proprietatea publică a statului.

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

Anterior semnării contractului de concesiune detaliat în paragraful următor, patrimoniul public a fost tratat ca o contribuție în natură a Statului român prin reprezentantul său Ministerul Economiei întrucât Grupul nu trebuia să plătească nici o taxă pentru utilizarea activelor;

În noiembrie 1998 a fost emisă Legea nr. 213/1998, care reglementează statutul patrimoniului public. În această lege se menționează că dreptul de proprietate asupra patrimoniului public aparține statului sau autorităților locale care pot închiria sau concesiunea bunurile ce sunt proprietate publică. În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și Legii nr. 219/1998. Ministerul Economiei a concesionat în numele statului către Grup 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 Grup pentru toate imobilizările corporale din patrimoniul public în sold la 31 decembrie 2003 pe o durată de 49 ani.

Urmare a semnării contractului de concesiune cu Ministerul Economiei 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. Ca urmare, activele din patrimoniul public obținute din taxa de dezvoltare după data de 29 iunie 2004 au fost derecunoscute.

Având în vedere prevederile Hotărârii de Guvern nr. 1009/2012 și Hotărârii de Guvern nr. 984/2012 prin care a fost aprobată modificarea Anexei nr.7 la Hotărârea de Guvern nr.1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului concesionate Companiei 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 de Guvern 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, 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 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:

- Ministerul Economiei are titlul de proprietate asupra activelor ce fac obiectul contractului;
- Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani, de la 1 iunie 2004 până la 31 mai 2053;
- Taxa anuală plătită de Grup sub forma de redevență pentru utilizarea acestor active este stabilită de Ministerul Economiei și reprezintă 1/1000 din veniturile realizate din activitatea de transport al energiei electrice, pentru cantitatea efectiv transportată;
- Activele vor intra în posesia ME la terminarea sau expirarea contractului; contractul poate fi denunțat unilateral de către oricare dintre părți;
- Grupul are obligația să utilizeze activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și cu licența de funcționare.

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

Taxa plătită de Companie conform contractului de concesiune și a Legii energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2020 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 2021 și 31 decembrie 2020 sunt, după cum urmează:

Moneda	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
1 EUR	4,9481	4,8694
1 USD	4,3707	3,9660

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

(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.

(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 scaderii 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 deprecieri 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 deprecieri sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere. Pierderile din deprecieri 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 deprecieri a fondului comercial nu este reluată. Pentru celelalte active pierderea din deprecieri 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 deprecieri.

(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 și impozitul amânat. Impozitul curent și impozitul amânat 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. Impozitul curent pe profit datorat include și impozitul aferent dividendelor datorate declarate.

(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) 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 determină Grupul să modifice raționamentele sale profesionale în ceea ce privește caracterul adecvat al obligațiilor fiscale existente; astfel de modificări ale obligațiilor fiscale pot avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care o astfel de determinare are loc.

(q) Beneficiile angajaților

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului în ceea ce privește beneficiile pe termen lung acordate salariaților, alta decât planurile de pensii, este valoarea beneficiilor viitoare pe care salariații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în cea anterioară. Acest beneficiu este actualizat pentru a determina valoarea justă a acestuia, iar valoarea justă a oricărui activ aferent este dedusă. Aceste beneficii sunt estimate utilizând metoda factorului de credit proiectat. Orice câștiguri sau pierderi actuariale sunt recunoscute în alte elemente ale rezultatului global în perioada în care apar. 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 datoriilor 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 Compania are o obligație prezentă, legală sau implicită de a achita această sumă pentru serviciile trecute prestate de angajați, iar această obligație poate fi estimată. Beneficiile angajaților pe termen scurt sunt reprezentate în principal de salarii.

În cursul normal al activității, 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.

Deasemenea, 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, Compania:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU, 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 Grupul 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 un serviciu obligatoriu, în condiții reglementate, pe care trebuie să-l îndeplinească operatorul de transport și de sistem, precum și operatorul de distribuție".

Tariful de racordare este un tarif reglementat care reprezintă cheltuiulă 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)

Următoarele standarde noi și amendamente ale standardelor existente emise de Comitetul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de Uniunea Europeană (UE) *nu au intrat încă în vigoare* pentru perioada de raportare financiară anuală încheiată la 31 decembrie 2021 și nu au fost aplicate la întocmirea acestor situații financiare:

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 4 "Contracte de asigurare" (în vigoare pentru perioade anuale începând cu 1 ianuarie 2021 sau ulterior acestei date)	Amendamentele la IFRS 4 prelungesc termenul de expirare a derogării temporare de la aplicarea IFRS 9 până în 2023, pentru a alinia data intrării în vigoare a IFRS 9 la noul IFRS 17.	Adoptarea amendamentelor la IFRS 4 nu a avut impact asupra situațiilor financiare individuale,

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(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)]
Amendamente la IAS 39 "Instrumente financiare: recunoaștere și evaluare", IFRS 4 "Contracte de asigurare", IFRS 7 "Instrumente financiare: informații de furnizat", IFRS 9 "Instrumente financiare" și IFRS 16 "Contracte de leasing" <i>(în vigoare pentru perioade anuale începând cu 1 ianuarie 2021 sau ulterior acestei date)</i>	Amendamentele prevăd un tratament contabil specific pentru a eșalona în timp modificările valorii instrumentelor financiare sau a contractelor de închiriere survenite ca urmare a înlocuirii indicelui de referință al ratei dobânzii, ceea ce împiedică un impact brusc asupra profitului sau pierderii și împiedică întreruperile inutile ale relațiilor de acoperire împotriva riscurilor, urmare înlocuirii indicelui de referință al ratei dobânzii.	Impactul modificărilor a fost evaluat și nu este semnificativ
Amendamente la IFRS 16 "Concesii privind chiria legate de COVID 19 după 30 iunie 2021" (aplicabil de la 1 aprilie 2021)	Amendamentul prevede o extensie de 1 an	Adoptarea amendamentelor la IFRS 16 nu a avut impact asupra situațiilor financiare individuale ale anului 2021.
Modificări ale referințelor la cadrul general conceptual în standardele IFRS 2018 -2020 <i>(în vigoare pentru perioade anuale începând cu sau după data de 1 ianuarie 2022)</i>	Obiectivul modificărilor este de a actualiza referințele existente la cadrele anterioare, înlocuindu-le cu referințe la cadrul general conceptual revizuit, din mai multe standarde și interpretări IFRS 3 "Combinări de întreprinderi", IAS 37 "Provizioane, datorii contingente și active IAS 16 " Imobilizari corporale	Adoptarea acestor amendamente nu a avut impact asupra situațiilor financiare individuale ale anului 2021.
Amendament la IAS 1 - Clasificarea datoriilor curente și necurente (aplicabil începând cu 1 ianuarie 2023). Acest amendament a fost publicat în Ianuarie 2020 și este subiectul unor îmbunătățiri viitoare, cel mai probabil data efectivă de aplicare va fi 1 ianuarie 2024, conform proiectului de expunere publicat în Q4 2021.	Amendamentul clarifica cum ar trebui clasificate datoriile și alte datorii financiare ca fiind curente sau non curente. <i>the amendments clarified how an entity classifies debt and other financial liabilities as current or non-current in particular circumstances</i>	Adoptarea amendamentelor nu va avea impact asupra situațiilor financiare individuale, întrucât acest standard nu este aplicabil la data întocmirii acestor situații financiare.
Amendamente la IAS 8 – definiția estimărilor contabile (aplicabil începând cu 1 ianuarie 2023).	Amendamentul clarifica cum ar trebuie companiile să distingă între schimbare de politică și schimbare de estimare.	Adoptarea amendamentelor nu va avea impact asupra situațiilor financiare individuale, întrucât acest standard nu este aplicabil la data întocmirii acestor situații financiare. Se estimează că nu va avea un impact semnificativ în viitor.
Amendament la IAS 12 – Impozit amânate – impozitul amân timerizat aferent activelor și datoriilor rezultate dintr-o singură tranzacție (aplicabil începând cu 1 ianuarie 2023).	Amendamentul restrânge sfera de aplicare a scutirii de recunoaștere inițială (IRE), astfel încât aceasta să nu se aplice tranzacțiilor care dau naștere la diferențe temporare egale și compensatoare.	Adoptarea amendamentelor nu va avea impact asupra situațiilor financiare individuale, întrucât acest standard nu este aplicabil la data întocmirii acestor situații financiare. Se estimează că nu va avea un impact semnificativ

Grupul anticipează că adoptarea acestor standarde și amendamente la standardele existente nu va avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare ale Grupului în perioada de aplicare inițială.

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 metoda costului 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
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

5. IMOBILIZĂRI CORPORALE

Între 1 ianuarie 2020 și 31 decembrie 2021, immobilizările corporale au evoluat astfel:

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte immobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
COST								
Sold la 1 Ianuarie 2020	89.038	1.402.857	1.560.125	142.631	55.536	289.620	429.822	3.969.629
Intrări	-	406	77	774	210	1.257	377.779	380.504
Transferuri din immobilizări corporale în curs	16	27.214	101.478	42.782	12	4.728	(176.228)	-
Reclasificări între conturile de immobilizări	-	(22)	32	(11)	-	-	14.533	14.533
Ieșiri	-	(6.436)	(526)	(498)	(458)	(198)	(2.683)	(10.799)
Impact reevaluare	(477)	-	-	-	-	-	-	(477)
Sold la 31 Decembrie 2020	88.577	1.424.019	1.661.185	185.679	55.300	295.407	643.223	4.353.390
Sold la 1 Ianuarie 2021	88.577	1.424.019	1.661.185	185.679	55.300	295.407	643.223	4.353.390
Intrări	-	-	536	492	242	137	506.285	507.692
Transferuri din immobilizări corporale în curs	1.023	59.616	182.541	10.455	308	340	(254.282)	-
Reclasificări între conturile de immobilizări	-	-	-	-	-	-	(906)	(906)
Ieșiri	(524)	(156)	(607)	(183)	(298)	(393)	(309)	(2.471)
Impact reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2021	89.076	1.483.479	1.843.655	196.442	55.552	295.491	894.011	4.857.705
Amortizare cumulată								
Sold la 1 Ianuarie 2020	138	81.772	18.475	27.763	36.778	251.470	-	416.396
Cheltuiala cu amortizarea	-	76.415	145.440	25.673	5.018	11.913	-	264.459
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(6.284)	(260)	(495)	(397)	(198)	-	(7.634)
Impact din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2020	138	151.903	163.655	52.941	41.399	263.185	-	673.221

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(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 2021	138	151.903	163.655	52.941	41.399	263.185	-	673.221
Cheltuiala cu amortizarea	-	72.609	160.431	28.338	4.350	7.838	-	273.566
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(97)	(137)	(183)	(298)	(393)	-	(1.109)
Impact din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2021	138	224.416	323.949	81.096	45.451	270.630	-	945.679
Ajustări pentru depreciere								
Sold la 1 ianuarie 2020	-	14.068	(4)	-	-	-	20.891	34.955
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	(2)	-	-	-	8.953	8.951
Sold la 31 Decembrie 2020	-	14.068	(4)	-	-	-	29.844	43.906
Sold la 1 ianuarie 2021	-	14.068	(4)	-	-	-	29.844	43.906
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	(13.321)	(13.321)
Sold la 31 Decembrie 2021	-	14.068	(4)	-	-	-	16.522	30.585
Valoarea contabilă netă								
Sold la 31 Decembrie 2020	88.439	1.258.048	1.497.534	132.738	13.901	32.222	613.379	3.636.262
Sold la 31 Decembrie 2021	88.938	1.244.995	1.519.710	115.346	10.101	24.861	877.488	3.881.441

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale este mai mare la 31 decembrie 2021 față de 31 decembrie 2020 pe fondul unei creșteri a sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, astfel:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 182.526;
- 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 – 31.022;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 23.158;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 22.822;
- Modernizarea Stației 400 (220)/110/20 kV Munteni – 21.031;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Craiova Nord – 20.332;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 14.745;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobruja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 14.666;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 - 12.666;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 11.977;
- Înlocuire AT 3-ATUS-SF 400/400/160 MVA 400/231/22 kV, din Stația 400/220 kV Porțile de Fier – 11.055;
- Montare trafo T3 - 250 MVA în Stația 400/110 kV Sibiu Sud – 10.975;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 10.819;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 10.241;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 10.234;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 10.125;
- Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centură București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2: 69+000 - KM 85 +300, aferent Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 9.879;
- Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud – 9.205;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 7.355;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Baru Mare – 6.244;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 6.024;
- Montarea AT 2 400 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 – 4.854;
- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 4.665;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN – 4.477;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 4.032;
- Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 kV din zona Bărăgan – Fetești. Diminuarea efectelor galopării pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței (circuitul 2) – 3.746;
- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 3.746;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 3.460;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune, Autostrada Sibiu – Pitești, km 0+000 – km 14+150, Lotul 1: km 0+000 – km 13+170, LEA 400 kV s.c. Țânțăreni – Sibiu Sud - 3.458;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetis - echipament primar – 3.193;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, Lot 1 km 0+000 – km 13+170, – 3.172;
- Echipamente de comunicații SDH inel N-E – 3.035;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 2.771;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 2.659;

- Optimizarea funcționării LEA 400kV Isaccea - Tulcea Vest, LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat, prin montare de sisteme de monitorizare – 2.387;
- Înlocuire trafo 16 MVA în Stația Pitești Sud – 2.211;
- Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova-Pitești - LEA 400 kV s.c. Slatina-Drăgănești Olt – 1.663;
- Proiect Pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 1.551;
- Multifuncționale A3 – 1.509;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Filești – 1.269;
- Montare bobină compensare în Stația 400 kV Sibiu Sud – 1.252;
- Stația 400 kV Stâlp – 1.155;
- Contoare etalon trifazate portabile cu accesoriile aferente, surse de sarcină trifazată portabile și imprimante termice portabile – 1.022;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, înlocuirea a 2 bobine de compensare, racordare linii noi – 1.020;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 1.005.

În anul 2021, cele mai mari **transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale** sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, astfel:

- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 63.522;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Craiova Nord – 20.158;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 17.803;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 16.571;
- Montare trafo T3 - 250 MVA în Stația 400/110 kV Sibiu Sud - 14.938;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor – 13.998;
- Înlocuire AT 3 - ATUS-SF 400/400/160MVA 400/231/22 kV din Stația 400/220 kV Porțile de Fier – 13.739;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 12.237;
- Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud - 12.011;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 9.921;
- Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centură București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2: 69+000 - KM 85 +300, aferent Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 9.879;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 9.832;
- Eliberare amplasament și realizarea condițiilor de coexistență cu instalațiile 400 kV aparținând CNTEE TRANSELECTRICA SA în comunele Letea Veche și Săucești, jud.Bacău (execuție) – 5.696;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 4.316;
- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud-Nădab-Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1- 42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab – 3.824;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune, Autostrada Sibiu – Pitești, km 0+000 – km 14+150, Lotul 1: km 0+000 – km 13+170, LEA 400 kV s.c. Țânțăreni – Sibiu Sud – 3.458;
- Mutări și protejări rețele electrice de înaltă tensiune (220 kV – 400 kV) – AUTOSTRADA BRAȘOV – CLUJ -BORȘ SECȚIUNEA 1C – SIGHIȘOARA – Tg. Mureș - SUBSECȚIUNILE 2 și 3 Tg. Mureș – Ungheni - Ogra – 3.045;
- Echipamente de comunicații SDH inel N-E – 2.731;
- Înlocuire trafo 16 MVA în Stația Pitești Sud – 2.387;
- LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 1.829;
- Optimizarea funcționării LEA 400kV Isaccea -Tulcea Vest, LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat, prin montare de sisteme de monitorizare – 1.739;
- Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova - Pitești - LEA 400 kV s.c. Slatina - Dragănești Olt – 1.663;

- Multifuncționale A3 – 1.509;
- Realizare cale de comunicație între Stația Reșița și sediul CTSI UTT Timișoara – 1.459;
- Înlocuire bobină de compensare Stația Arad – 1.397;
- Montare bobină compensare în Stația 400 kV Sibiu Sud – 1.322;
- Drum acces în Stația Fântânele din DJ 134 – 1.066;
- Contoare etalon trifazate portabile cu accesoriile aferente, surse de sarcină trifazată portabile și imprimante termice portabile – 1.056;
- Construire hală cu platformă, pod rulant și separator de hidrocarburi pentru depozitarea echipamentelor în Stația Suceava – 894;
- Reabilitare termică clădiri din Stația electrică de transformare Constanța Nord – 630;
- Realizare sisteme de balizaj zi – noapte pe LEA 400 kV Bradu – Brașov – în zona stâlpilor 400 - 401- 411 - 416 - 417 - 418 – 419 – 557;
- Relocarea întrerupătorului IO 400kV ABB LTB 420E2 din Stația Dârște în Stația Roșiori – 470;
- Sistem Wi-Fi acces rețeaua proprie și internet – 396;
- Devieri și protejări rețele electrice pe varianta ocolitoare Satu Mare - LEA 220 kV Roșiori – Vetis – 342;
- Analizoare portabile de calitate a energiei electrice – 255;
- Înlocuire transformator servicii interne 6/0,4 kV și celulele aferente în Stația 220/110 kV Baia Mare 3 – 239;
- Montare Protecție Diferențială de Linie în Stația Baia Mare 3 – 219;
- Montare Protecție Diferențială de Linie în celula LEA 110kV Jibou în Stația 220/110kV Tihău – 216;
- Aparat telefonice de birou de tip IP – 196;
- Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente Stației 400/220/110/10 kV București Sud - Înlocuire echipament 10 kV - Lot II – 182;
- Înlocuire baterie acumulatori 220 V nr. 1 SI c.c. în Stația 220/110 kV Stupărei – 167;
- Montare și punere în funcțiune Protecție Diferențială de Linie în celula LEA 110kV Zalău în Stația 220/110/20 kV Sălaj – 143;
- Surse de alimentare electrică continuă de tip UPS - 2 buc., Unități de climatizare 14,5 kW - 2 buc., Unitate de dezumidificare aer - 1 buc. – 124.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție la 31 decembrie 2021 este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 294.589;
- 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 – 92.679;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 56.714;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 53.016;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46.885;
- Modernizarea Stației 400 (220)/110/20 kV Munteni – 31.664;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 25.488;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 18.630;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Arefu – 16.213;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 16.122;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 14.297;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 13.738;
- Montarea 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 – 13.552;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 13.005;

- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 12.811;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, înlocuirea a 2 bobine de compensare, racordare linii noi – 12.175;
- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 11.926;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 9.286;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 8.901;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 7.642;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 7.068;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 6.883;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetiș - echipament primar – 6.545;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Baru Mare – 6.479;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 6.043;
- HVDC Link 400 kV (Cablul submarin România - Turcia) – 5.854;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 – LOT 1 – LOT 2 – 4.989;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 4.817;
- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 4.665;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN – 4.537;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României - 4.439;
- Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 kV din zona Bărăgan – Fetești. Diminuarea efectelor galopării pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței (circuitul 2) – 3.746;
- 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 – 3.375;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidență informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3.201;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, Lot 1 km 0+000 – km 13+170 – 3.172;
- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația 400/110 kV Gura Ialomiței – 2.889;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2.798;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 2.771;
- 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 220/110 kV FAI – 2.546;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2.578;
- Stația 400 kV Stâlp – 2.264;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Filești – 1.840;
- Realizare comunicație fibă optică între Stația Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al UTT Pitești (SF) – 1.714;
- Executiv - DCBPA/CPA: Consolidare, modernizare și extindere sediu Transelectrica – 1.627;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovul Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 1.581;
- Proiect Pilot - Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 1.551;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație electrică de (400) 220/110 kV Banca – 1.133.

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 până la 31.12.2022, valoare totală investiție în curs – 48.018.

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.

Clădirile și instalațiile speciale constau în principal în stații de transformare și linii electrice de înaltă tensiune.

Utilajele și echipamentele constau în principal în transformatoare și celule aferente SEN de 110 kV, 220 kV, 400 kV și 750 kV.

Clădirile și instalațiile speciale au fost reevaluate la 31 decembrie 2018 de către SC JPA Audit & Consultanță SRL, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Evaluarea s-a făcut la valoarea justă, în ipoteza continuării activității cu utilizarea imobilizărilor corporale în structura existentă.

În cazul bunurilor aparținând domeniului public al statului reprezentând imobilizări finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre de Guvern, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

Instalațiile speciale, utilajele și echipamentele, aparatele de măsură și control și vehiculele au fost reevaluate la 31 decembrie 2019 de către SC JPA Audit & Consultanță SRL, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România (ANEVAR). Aceste imobilizări au fost reevaluate în principal 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.

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.

Terenurile au fost reevaluate la 31 decembrie 2019 pe baza metodei pieței.

În anul 2020, au fost corectate suprafețele pentru două terenuri aparținând UTT Sibiu, terenuri care la reevaluarea de la 31 decembrie 2019 au fost evaluate eronat. Prin Erata la Raportul de Reevaluare a terenurilor cu nr. 1781/08.09.2020, JPA România a stabilit noua valoare pentru următoarele terenuri:

- Sediul CE Mureș str. Tamaș Erno nr. 3 – suprafața incorectă 1.115 mp - corect fiind 557,5 mp;
- Sediul Alba Iulia str. Ferdinand nr. 83 – suprafața incorectă 334,52 mp - corect fiind 325,49 mp.

Astfel, valoarea terenurilor a fost diminuată cu 477 mii lei pe seama contului de rezerve din reevaluare.

În anul 2021, s-au corectat evidențele contabile în conformitate cu măsura nr. I.1 dispusă prin Decizia CCR nr. 15/2020 privind anularea în instanță a Certificatului de atestare a dreptului de proprietate asupra terenului deținut de către Companie, situat în Craiova, str. Nicolae Titulescu nr. 1, jud. Dolj în suprafață de 328,14 mp. În acest sens, a fost diminuată valoarea terenurilor aparținând Companiei cu suma de 524 pe seama conturilor "alte rezerve" și a "veniturilor din reevaluarea imobilizărilor corporale".

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, Societatea nu are active gajate sau ipotecate.

Valoarea justă a imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale ale Grupului, 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.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Valoarea justă a terenurilor Grupului 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 2021 și 31 decembrie 2020:

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2021
Terenuri și amenajări de terenuri	-	88.938	0	88.938
Clădiri și instalații speciale	-	-	1.244.995	1.244.995
Utilaje și echipamente	-	-	1.519.710	1.519.710
Aparate de măsură și control	-	-	115.346	115.346
Vehicule	-	-	10.101	10.101
Alte imobilizări corporale	-	-	24.861	24.861
Imobilizări corporale în curs	-	-	877.488	877.488

Atât în cursul anului 2021, cât și în cursul anului 2020 nu au existat transferuri între nivelurile aferente valorii juste.

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2020
Terenuri și amenajări de terenuri	-	88.439	-	88.439
Clădiri și instalații speciale	-	-	1.258.048	1.258.048
Utilaje și echipamente	-	-	1.497.534	1.497.534
Aparate de măsură și control	-	-	132.738	132.738
Vehicule	-	-	13.901	13.901
Alte imobilizări corporale	-	-	32.222	32.222
Imobilizări corporale în curs	-	-	613.379	613.379

Valoarea la cost a Companiei, pentru elementele de imobilizări corporale la 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, netă de cheltuiala cu amortizarea și deprecierea cumulată, este prezentată mai jos:

	Valoarea la cost 31 decembrie 2021	Valoarea la cost 31 decembrie 2020
Terenuri și amenajări de terenuri	8.150	7.652
Clădiri și instalații speciale	786.495	768.365
Utilaje și echipamente	1.122.505	1.041.299
Aparate de măsură și control	96.240	108.641
Vehicule	5.895	8.565
Alte imobilizări corporale	28.239	35.667
TOTAL	2.047.524	1.970.183

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

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri se prezintă, astfel:

	Imobilizari aferente drepturilor de utilizare a activelor luate in leasing-(cladiri)
Cost	
Sold la 1 ianuarie 2020	14.767
Intrări	39.761
Ieșiri	(14.767)
Sold la 31 Decembrie 2020	39.761
Sold la 1 ianuarie 2021	39.761
Intrări	3.560
Ieșiri	(97)
Sold la 31 Decembrie 2021	43.224
Amortizare cumulată	
Sold la 1 ianuarie 2020	8.438
Cheltuiala cu amortizarea	8.317
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(14.767)
Sold la 31 decembrie 2020	1.988
Sold la 1 ianuarie 2021	1.988
Cheltuiala cu amortizarea	8.545
Amortizarea cumulată a ieșirilor	0
Sold la 31 decembrie 2021	10.533
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 31 decembrie 2020	-
Sold la 31 decembrie 2021	-
VALOAREA CONTABILĂ NETĂ	
Sold la 31 decembrie 2020	37.773
Sold la 31 Decembrie 2021	32.690

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 (contract nr. C217/2015 încheiat cu Dagesh Rom SRL), conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Începând cu 01.10.2020, a intrat în vigoare noul contract de închiriere (contract nr. C232 încheiat cu Dagesh Rom SRL), valabil pe o perioadă de 5 ani, cu o valoare de 9 mil euro.

La data de 31 decembrie 2021, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este 29.821 mii lei.

Pentru acest contract, Compania achită un quantum lunar de 16.67 euro/mp pentru închirierea spațiilor de birouri, în suprafață de cca. 9.000 mp rezultând o valoare anuală de 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 quantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Teletrans SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire, teren aferent și curte imobil, în suprafață estimată de 1080 mp închiriabili și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, reprezentând 8.600 euro/lună.

La data de 31 decembrie 2021 se recunosc imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri ce reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate și pentru Smart și Teletrans. Astfel la 31 decembrie 2021, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de filiale în clădirile respective de birouri este 2.869 mii lei.

7. IMOBILIZĂRI NECORPORALE ȘI IMOBILIZĂRI FINANCIARE

i) Imobilizări necorporale

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, imobilizările necorporale ale Grupului se prezintă, astfel:

	Licențe și software	Imobilizări necorporale în curs	Total
Cost			
Sold la 1 ianuarie 2020	64.775	20.856	85.631
Intrări	94	3	97
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	237	(237)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	(14.533)	(14.533)
Ieșiri	(179)	(23)	(202)
Sold la 31 Decembrie 2020	64.927	6.065	70.992
Sold la 1 ianuarie 2021	64.927	6.065	70.992
Intrări	217	687	904
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	1.035	(1.035)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	906	-	906
Ieșiri	(397)	-	(397)
Sold la 31 Decembrie 2021	66.687	5.717	72.404
Amortizare cumulată			
Sold la 1 ianuarie 2020	61.348	-	61.348
Cheltuiala cu amortizarea	1.831	2	1.833
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(179)	(23)	(202)
Sold la 31 decembrie 2020	63.000	(21)	62.979
Sold la 1 ianuarie 2021	63.000	(21)	62.979
Cheltuiala cu amortizarea	2.065	1	2.066
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(397)	-	(397)
Sold la 31 decembrie 2021	64.668	(20)	64.647
Ajustări pentru depreciere			
Sold la 1 ianuarie 2020	-	351	351
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	351	351
Sold la 31 decembrie 2020	2	702	704
Ajustări pentru depreciere			
Sold la 1 ianuarie 2021	2	702	704
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	(351)	(351)
Sold la 31 decembrie 2021	2	351	353
VALOAREA CONTABILĂ NETĂ			
Sold la 31 decembrie 2020	1.925	5.384	7.310
Sold la 31 Decembrie 2021	2.017	5.387	7.404

Pentru imobilizările necorporale în curs, cele mai mari intrări în anul 2021, au fost reprezentate de:

- Upgrade soluție antimalware existentă – 50;
- Contoare etalon trifazate portabile cu accesorii aferente, surse de sarcină trifazată portabile și imprimante termice portabile – 34;
- Licențe software PLS și Tower – 19.

În anul 2021, cele mai mari transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale sunt reprezentate de:

- Optimizarea funcționării LEA 400kV Isaccea -Tulcea Vest, LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat, prin montare de sisteme de monitorizare – licențe alphasmonitoring, adroperate, adrtransient și licențe Windows pentru servere și stații de lucru - 866;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor - licențe aferente activității specifice dispecer și regimuri – 614;
- Aplicație management locația din UNO-DEN București – 317;
- Upgrade soluție antimalware existentă – 50;
- Licențe software PLS și Tower – 19.

Soldul imobilizărilor necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2021, în sumă de 5.478 mii lei, este reprezentat de proiecte în derulare.

ii) Imobilizări financiare

Imobilizările financiare cuprind valoarea netă a acțiunilor deținute de Grup în sumă de 36.340 mii lei la 31 decembrie 2021 cât și decembrie 2020 se prezintă, după cum urmează:

Acțiuni deținute la FORMENERG	1.948 mii lei
Acțiuni deținute la ICEMENERG	-
Acțiuni deținute la OPCOM	30.687 mii lei
Acțiuni deținute la ICEMENERG SERVICE	-
Acțiuni deținute la BRM	23 mii lei
Acțiuni deținute la TSC NET	2.207 mii lei
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	1.232 mii lei
Acțiuni deținute la SELENE CC Societe Anonyme	242 mii lei
Total acțiunilor deținute la entități afiliate	36.340 mii lei

8. STOCURI

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, stocurile (la valoarea netă) se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Piese de schimb	32.606	24.088
Consumabile și alte materiale	10.843	9.106
Materiale auxiliare	3.151	11.491
Alte stocuri	2.081	2.955
Total	48.681	47.640

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Ajustări pentru deprecierea materialelor consumabile	10.364	10.047
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.889	4.593
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	223	220
Total	16.476	14.860

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, evoluția ajustărilor pentru deprecierea stocurilor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Sold la 1 ianuarie	14.860	10.652
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	2.521	4.524
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(904)	(196)
Sold la sfârșitul perioadei	16.476	14.860

În cursul anului 2021, cheltuielile efectuate cu consumul de materiale și piese de schimb se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Cheltuieli privind piese de schimb	24.166	19.536
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	2.812	3.517
Cheltuieli privind alte materiale	1.693	1.518
Cheltuieli cu materiale auxiliare	172,292	219,351
Cheltuieli privind combustibilul	2.474	1.910
Total	31.317	26.700

9. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Creanțe comerciale	2.185.797	856.465
Alte creanțe	197.741	117.571
Avansuri către furnizori	701.362	44.854
Fonduri nerambursabile de primit	-	-
TVA de recuperat	122.538	34.349
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(150.558)	(138.971)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(70.987)	(60.019)
Total	2.985.893	854.250

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Clienți – piața de energie din care:	2.182.908	847.744
- clienți - activitate operațională – energie	1.408.379	474.770
- clienți - piața de echilibrare	566.727	177.925
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	207.803	195.049
Clienți din alte activități	2.889	8.721
Total creanțe comerciale	2.185.797	856.465

CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 758/21.04.2021, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 31 decembrie 2021, clienții în sold din activitatea operațională și piața de echilibrare prezintă o creștere față de 31 decembrie 2020 determinată în principal de creșterea prețurilor înregistrate la operatorul bursier de energie, respectiv OPCOM, pentru tranzacțiile din piața de echilibrare și a celor rezultate din cuplarea piețelor, în trimestrul IV al anului 2021 față de trimestrul IV al anului 2020 generând creșterea creanțelor aflate în sold la data de 31 decembrie 2021 față de 31 decembrie 2020.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: OPCOM, MAVIR, Ciga Energy SA, Electrica Furnizare SA, Cînta Energy SA, RAAN, Complexul Energetic Oltenia SA, Enel Energie SA, E.ON Energie Romania SA, Joint Allocation Office SA. Ponderea acestora este de 73,55% 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 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 9% (31 decembrie 2020: 23%) din total creanțe comerciale.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2021 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 31 decembrie 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 207.802.628, 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 21.162, 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 – 888 și alții.

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2020 (suma de 16.475) de la Electrocentrale București, precum și suma de 11.730 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2021, în valoare de 12.252, de la următorii producători: Bepco SRL, Complexul energetic Hunedoara, Complexul energetic Oltenia, CET Arad, CET Govora, Contourglobal Solutions, Electrocentrale București, Electro Energy Sud, Electroulaj SA, Universitatea Politehnica din București, Prefab, Soceram SA și Termoficare Oradea.

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

- Pe rolul Tribunalul 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 sedință, 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 (pârâtă).

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, 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 SA 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, respectiv 89.361, suma de 78.096 nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe, 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 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 și a Adresei nr. 4162/03.10.2016, prin care lichidatorul judiciar ne comunică faptul că doar suma de 11.265 a fost înscrisă în tabelul suplimentar în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, iar suma de 78.096 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 reclamantul 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 25.03.2020 la Curtea de Apel Craiova și care urma să trimită dosarul la Înalta Curte de Casație și Justiție pentru competență soluționare.

În dosarul de faliment nr. 9089/101/2013, Tribunalul Mehedinți a stabilit termen la data de 26.03.2020 pentru continuarea procedurii. În temeiul art. 63 alin.11 din Decretul nr.240/2020, dosarul a fost suspendat de drept.

După ridicarea stării de urgență și reluarea activităților instanțelor de judecată, la termenul din 08.10.2020, instanța a acordat termen pentru continuarea procedurilor de lichidare, reprezentarea intereselor debitoarei în litigiile aflate pe rolul instanțelor de judecată, consolidarea masei credale, continuarea măsurilor în vederea recuperării creanțelor, continuarea licitațiilor publice având ca obiect valorificarea bunurilor debitoarei, fixând următorul termen de judecată pentru data de 04.02.2021.

La termenul din data de 04.02.2021, soluția pe scurt: acordă termen la data de 03.06.2021, ora 11:00, pentru continuarea procedurii, evaluarea întregului patrimoniu, întocmirea regulamentelor de vânzare, vânzarea bunurilor și încasarea creanțelor. Document: Încheiere de ședință 04.02.2021.

În data de 03.06.2021, s-a acordat un nou termen pentru îndeplinirea operațiunilor de lichidare, valorificarea bunurilor și încasarea creanțelor, respectiv data de 14.10.2021. Acest termen s-a soluționat cu aceeași decizie de continuare a procedurii de lichidare, fixându-se un nou termen pentru data de 10.02.2022. Procedura se va continua cel puțin până la noul termen fixat pentru data de **02.06.2022**.

- 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 40.507.669.

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

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

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai 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, 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 în data de 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 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin. Această sumă reprezintă creanță 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.

Până la data prezentei situații financiare, ANRE nu a aprobat cadrul de reglementare pentru închiderea financiară a schemei de sprijin, conform pct. 11 din HG nr. 925/2016 pentru 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. În luna decembrie 2021, ANRE a supus consultării publice un proiect de metodologie pentru închiderea financiară a schemei.

Având în vedere prevederile Hotărârii Guvernului nr. 925/2016 cu modificările și completările ulterioare, prezentată mai sus, în Nota 1, Compania nu înregistrează cheltuieli cu ajustări de depreciere a clienților pentru schema de sprijin, valoarea nerecuperată a acestor creanțe urmând a fi inclusă în contribuția pentru cogenerare.

Alte creanțe

La data de 31 decembrie 2021, alte creanțe în sumă de 197.741 mii lei includ, în principal:

- debitori diverși (96.761 mii lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 88.155 (din care suma de 35.357 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16.901), CET Govora (9.607), Electrocentrale București (9.409), Romelectro (8.915), Eco Energy SRL (8.910), Petprod SRL (8.895), Romelectro (8.915), Total Electric Oltenia (3.289), OPCOM (2.184). 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) și Enol Grup (2.541). 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.
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 5.800 reprezentate în principal de: cheltuieli privind achiziția de CPT (4.678), chirie și mentenanță clădire birouri (746), polițe RCA și CASCO (188) și altele;
- alte creanțe imobilizate în sumă de 4.257, din care 4.200 reprezintă 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 obiectivului de investiții LEA 400 kV Resița – Pancevo (Serbia);
- alte creanțe sociale în sumă de 2.913 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 2021, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în suma de 701.362 mii lei 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*) (632.707 – pentru ICP și SDAC și 66.989 – 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 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 OTS vecin (MAVIR-Ungaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA 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 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, MAVIR și IBEX.

Data de 28 octombrie 2021 reprezintă 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 S.A., ESO EAD și CN Transelectrica S.A. 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 și IBEX.

TVA de recuperat

TVA de recuperat (122.538 mii lei) – sumă nerecuperată până la data întocmirii prezentelor situații financiare.

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, Grupul efectuează și o analiză individuală a creanțelor comerciale și a altor creanțe neîncasate.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2021, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru CET Govora (24.911 mii lei), Eco Energy SRL (24.736 mii lei), Petprod SRL (23.540 mii lei), Arelco Power (14.788 mii lei), Total Electric Oltenia SA (14.186 mii lei), Romenergy Industry (13.513 mii lei), Romelectro SA (12.956 mii lei), GETICA 95 (12.541 mii lei), Elsaco Energy (9.276 mii lei), RAAN (8.517 mii lei).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare

în instanță, înscriere la masa credală, solicitare clarificări de la ANAF (pentru TVA de încasat de la Opcom) etc.

10. 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 Grup pentru managementul angajamentelor pe termen scurt.

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	264.498	569.699
- numerar li depozite din cogenerare de înaltă eficiență	157.024	120.580
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	3.155	103.175
- numerar din taxa de racordare	30.164	17.811
- Fonduri europene	287	12.074
Casa	157	148
Alte echivalente de numerar	1	0
Total	264.656	569.847

11. ALTE ACTIVE FINANCIARE

Alte active financiare pot include depozitele bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile. La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, situația altor active financiare se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Depozite bancare cu o maturitate mai mare de 90 zile	-	-
Total	-	-

La 31 decembrie 2021 nu sunt constituite depozite bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

12. CAPITALURI PROPRII

Capitalul social

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

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

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

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 2021, acționarii CNTEE Transelectrica SA 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 16.172.331 acțiuni (22,05%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 5.349.247 acțiuni (7,30%).

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 2021 și 31 decembrie 2020 este următoarea:

Actionar	31 decembrie 2021		31 decembrie 2020	
	Număr de acțiuni	% din capitalul social	Număr de acțiuni	% din capitalul social
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	16.172.331	22,06%	16.305.068	22,24%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,48%	4.753.567	6,48%
Fondul de pensii administrat privat NN	4.007.688	5,47%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	5.349.247	7,30%	5.216.510	7,12%
Total	73.303.142	100,00%	73.303.142	100,00%

Grupul 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 2021 și 31 decembrie 2020, capitalul social se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
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 aferente anului 2020, repartizate din profitul net și rezultatul reportat conform Hotărârii AGOA nr. 3/22.06.2021, a fost în sumă de 63.774. Plata acestora s-a efectuat prin intermediul Depozitarului Central începând cu data de 09 august 2021.

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 mii lei, 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: 137.927 mii lei la 31 decembrie 2021 și 137.833 mii lei la 31 decembrie 2020, 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.

Rezerve din reevaluare

Rezervele din reevaluare sunt în sumă de 801.800 mii lei la 31 decembrie 2021 și în sumă de 872.379 mii lei la 31 decembrie 2020. Ultima reevaluare a instalațiilor tehnice și mijloacelor de transport a fost efectuată la 31 decembrie 2019 de către SC JPA Audit & Consultanță SRL, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Alte rezerve

La 31 decembrie 2021, alte rezerve sunt în sumă de 31.186 mii lei față de 17.482 mii lei la 31 decembrie 2020. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2021 comparativ cu 31 decembrie 2020 se datorează, în principal, subvențiilor primite pentru:

- 5.696 mii lei – extindere amplasament pe LEA 400kV Bacău Sud - Roman (montarea a 9 stâlpi 15, 16, 17, 17bis, 20, 21, 22, 22bis, 35) și pe LEA 400kV Gutinaș - Bacău Sud (montarea a 2 stâlpi 152, 153 bis);
- 3.458 mii lei – relocarea rețelelor de înaltă tensiune, Autostrada Sibiu – Pitești, km 0+000 – km 14+150, Lotul 1: km 0+000 – km 13+170, LEA 400 kV s.c. Țânțăreni – Sibiu Sud;
- 3.045 mii lei – mutări și protejări rețele electrice de înaltă tensiune (220 kV – 400 kV) – Autostrada Brașov – Cluj -Borș, secțiunea 1C – Sighișoara – Târgu-Mureș, Subsecțiunile 2 și 3 Târgu-Mureș – Ungheni - Ogra;
- 1.663 mii lei – deviere LEA 400 kV SC Slatina - Drăgănești Olt (stâlpii 16, 16 bis).

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2021 este în sumă de 1.631.074 mii lei.

La data de 31 decembrie 2021, Compania înregistrează un rezultat reportat pozitiv datorat, în principal, transferului rezervelor din reevaluare pe măsura amortizării mijloacelor fixe în rezultatul reportat în sumă de 70.579 mii lei.

La data de 31 decembrie 2021, profitul actuarial înregistrat în rezultatul reportat este în sumă de 9.382 mii lei. Această sumă a rezultat în urma aplicării prevederilor IAS 19 – Beneficiile angajaților (Nota 15).

Din profitul net contabil realizat de Transelectrica la data de 31 decembrie 2021 în sumă de 450 mii lei, se repartizează la "**Alte rezerve**" suma de **356** mii lei, valoare ce reprezintă repartizarea la rezerve a sumei profitului pentru care s-a beneficiat de scutire de impozit pe profit, mai puțin partea aferentă rezervei legale, până la concurența profitului contabil înregistrat la sfârșitul exercițiului financiar, conform prevederilor art. 22 din Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare.

Repartizarea profitului net la data de 31 decembrie 2021

Propunerea de repartizare pe destinațiile legale a profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2021, în sumă de 450, este următoarea:

Propunerea repartizării profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2021 s-a efectuat în conformitate cu 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 (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003;

- 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, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (Tg) și de extragere a energiei electrice din rețea (TI) și a prețului pentru energia electrică reactivă, pentru CNTEE Transelectrica SA, valabile de la 1 ianuarie 2021, transmis de ANRE cu adresa nr. 1000068/14.102.2020;
- Bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin Hotărârea AGA nr. 2/29.04.2021.

Astfel, profitul contabil pe anul 2021 rămas după deducerea impozitului pe profit se repartizează pe următoarele destinații:

a) rezerva legală în sumă de 94 mii lei - determinată în cota de 5% conform prevederilor art. 26 alin. (1) lit. a) din Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare și a Legii nr. 31/1991 privind societățile comerciale;

b) alte rezerve reprezentând facilități fiscale prevăzute de lege în sumă de 356 mii lei - 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.

13. VENITURI ÎN AVANS

Veniturile în avans pe termen lung și scurt sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenții pentru investiții, fonduri europene nerambursabile de la Ministerul Fondurilor Europene, precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

La 31 decembrie 2021, situația **veniturilor în avans** se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2021	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2020	31 decembrie 2020	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2020
Venituri înregistrate în avans -alocare capacitate din interconexiune	7.649	7.649	2.673	2.673
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.076	2.076	1.411	1.411
Fonduri din tarif de racordare	260.881	14.814	258.087	16.999
Fonduri Europene	178.667	6.138	92.135	6.948
Alte subvenții	25.902	1.060	27.116	1.362
Total	475.175	31.738	381.422	29.393

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în cursul anului 2021 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Sold la 1 ianuarie	29.393	37.210
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	38.428	53.932
Încasări din fonduri europene	1.092	311
Transfer din venituri în avans pe termen lung (tarif de racordare)	(2.914)	(3.930)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(33.452)	(57.016)
Venituri din fonduri europene	(809)	(1.114)
Sold la sfârșitul perioadei	31.738	29.393

Evoluția veniturilor în avans pe termen lung în cursul anului 2021 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Sold la 1 ianuarie	352.029	360.641
Subvenții racordare	3.662	6.673
Fonduri nerambursabile	(93.133)	(33)
Fonduri nerambursabile de restituit	-	-
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	203.483	7.393
Reluarea la venituri a subvențiilor	(22.603)	(22.645)
Sold la sfârșitul perioadei	443.437	352.029

14. ÎMPRUMUTURI

Împrumuturi pe termen lung

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, soldul împrumuturilor pe termen lung - contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
BEI 25709 (i)	47.648	58.613
BEI 25710 (i)	55.666	66.538
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	103.314	125.151
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(23.859)	(23.480)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	79.455	101.671

Situația împrumuturilor pe termen lung la data de 31.12.2021:

Denumire Împrumut	Data acordării	Valoare Împrumut (valută)	Sold la 31.12.2021 (valută)	Sold la 31.12.2021 (RON)
BEI 25709	05.08.2010	32.500.000 EUR	9.629.630 EUR	47.648.371
BEI 25710	05.08.2010	32.500.000 EUR	11.250.000 EUR	55.666.125
TOTAL				103.314.496

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 face 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 nr. 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 2021 pentru împrumutul BEI 25709 este de 9,6 mil EUR și pentru împrumutul BEI 25710 este de 11,3 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.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

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. Contractul prevede un comision de garantare de 0,40% pe an calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat.

La data de 31 decembrie 2021, indicatorii financiari aferenți contractelor de credit au fost îndepliniți.

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

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Între 1 si 2 ani	23.859	23.480
Între 2 si 5 ani	54.168	70.440
Peste 5 ani	1.427	7.752
Total	79.455	101.671

Grupul 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 31.12.2021 sunt purtatoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	23.859	23.480
Linii de credit SMART	2.707	8.864
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	1.013	1.230
Total împrumuturi pe termen scurt	27.579	33.574

- **Împrumuturi contractate pentru activitatea curentă**

La data de 12.03.2020, Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. C52 cu Banca Transilvania 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 mii lei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă negativă de 0,35%. În cazul în care valoarea ratei de referință ROBOR 1M este mai mică de 0,35%, rata de dobândă aplicată este 0%.

Linia de credit a fost 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 Cez Vanzare S.A., E.ON Energie Romania S.A., Enel Energie SA, SC Tinmar Energy SA, Enel Energie Muntenia SA.

Contractul s-a finalizat la data de 11.03.2021.

La data de 02.04.2021, Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. C86 cu UniCredit Bank 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%.

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, Cez Vanzare S.A., Getica 95 Com SRL, Enel Energie Muntenia SA.

La data de 31 decembrie 2021, linia de credit nu este utilizată.

În luna noiembrie 2021, SMART SA a încheiat o nouă facilitate de credit cu Banca Românească în valoare de 12.000 lei pentru finanțarea activității curente și refinanțarea liniei de credit deținute la Libra Internet Bank, pe o perioadă de 12 luni cu scadență în 23 noiembrie 2022.

15. OBLIGATII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJATILOR

În conformitate cu HG nr. 1041/2003 și nr. 1461/2003, Grupul furnizează beneficii în natură sub formă de energie gratuită angajaților care s-au pensionat din cadrul entității predecesoare.

De asemenea, conform contractului colectiv de muncă, Compania furnizează beneficii pe termen lung atât salariaților, în funcție de vechimea în muncă și vechimea în cadrul Companiei, cât și foștilor salariați, după pensionare. Beneficiile acordate angajaților cu funcții de conducere sunt prezentate în Nota 28 - Salarizarea conducerii Companiei.

Beneficiile pe termen lung acordate de Grup cuprind, următoarele:

- premii 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;
- energie electrică gratuită acordată după pensionare de 1.200 kWh/an.

Calcululele actuariale referitoare la beneficiile post angajare și la alte beneficii pe termen lung au fost determinate de către un actuar autorizat, în baza contractului de servicii încheiat cu SC CASIANIS BUCUREȘTI SRL.

Obligațiile privind beneficiile angajaților se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Prime jubiliare	32.246	32.207
Prime de pensionare	18.127	19.893
Energie electrică gratuită acordată actualilor angajați și angajaților pensionați	24.801	35.019
Beneficii pentru terminarea contractului de muncă	-	-
Prime de maternitate	99	80
Total	75.272	87.200

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, Grupul are o obligație privind beneficiile pe termen lung acordate angajaților în sumă de 75.272 mii lei și respectiv 87.200 mii lei.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	31 Decembrie 2020	Costul dobânzii	Costul serviciului curent	Plățile din provizion	Pierdere actuarială aferentă perioadei	31 Decembrie 2021
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	32.207	889	7.644	(3.134)	(5.360)	32.246
Beneficiile aferente concediilor de maternitate ce vor fi acordate angajaților actuali	80	3	15	(425)	426	99
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	19.893	436	965	(2.054)	(1.114)	18.127
Beneficiile acordate pentru ajutor medical conform contractului de muncă	-	-	-	-	-	-
Beneficiile aferente primelor acordate pentru terminarea contractului de muncă	-	-	-	-	-	-
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor angajați după ieșirea la pensie	14.666	214	(3.226)	-	(3.789)	7.864
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	20.353	481	(2.959)	(1.669)	731	16.937
Total	87.200	2.023	2.439	(7.283)	(9.107)	75.272

16. a. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Furnizori piața de energie	1.893.042	468.111
Furnizori de imobilizări	140.688	112.438
Furnizori alte activități	27.688	18.438
Sume datorate angajaților	10.610	11.303
Alte datorii	935.109	268.560
Total	3.007.137	878.850

La data de 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, datoriile aflate în sold pe piața de energie sunt în sumă de 1.893.042 mii lei, respectiv 468.111 mii lei și prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2020	31 decembrie 2020
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.125.211	178.659
- furnizori - piața de echilibrare	549.941	140.354
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus	217.890	149.098
pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență		
Total	1.893.042	468.111

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: Hidroelectrica SA, MAVIR, OPCOM, IBEX, S Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale Bucuresti SA, OMV Petrom SA, CIGA Energy SA, BEPCO SRL, Electrica Furnizare SA. La 31 decembrie 2021, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 89%.

Creșterea soldului datoriilor aferente activității operaționale a fost determinată în principal de achitarea în trimestrul I al anului 2022 a obligațiilor de plată aflate în sold la data de 31 decembrie 2021, rezultate, în principal, din cuplarea piețelor de energie electrică.

Creșterea soldului datoriilor aferente pieței de echilibrare a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate în piața de echilibrare în luna decembrie 2021, comparativ cu luna decembrie 2020.

Creșterea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători) a fost determinată, de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din trimestrul IV al anului 2021, față de trimestrul IV al anului 2020.

La data de 31 decembrie 2021, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 35.549 (RAAN – 32.180 și CET Govora SA – 3.369), reprezentând bonusul lunar de cogenerare, ante-supracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anul 2015. Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de RAAN și CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorii (producătorii) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

Compania a solicitat furnizorilor (producătorilor) care nu au 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. 685/1999.

Producătorii (RAAN, CET Govora) nu au 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.

Creșterea soldului ”furnizorilor de imobilizări” la 31 decembrie 2021 față de 31 decembrie 2020 s-a datorat, în principal, creșterii volumului lucrărilor de investiții, în speță a contractelor aflate în derulare, facturate de către furnizorii de imobilizări.

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 creștere față de 31 decembrie 2020.

La 31 decembrie 2021, Compania nu înregistrează datorii restante către furnizori, bugetul de stat sau instituții locale.

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

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Creditori diverși	145.712	162.823
Clienți-creditori	751.982	66.358
Dividende de plată	234	191
Alte datorii	37.180	39.187
Total	935.109	268.560

- „Creditorii diverși”, în sumă de 145.712 mii lei la 31 decembrie 2021, reprezintă, în principal:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 138.654 mii lei.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- valoarea contribuției de colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat

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

- 3.682 mii lei contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET, 924 studii pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental, 1.179 mii lei redevență trim III 2021 și altele.

- "Clienții creditori", la data de 31 decembrie 2021, sunt în sumă de 751.982 mii lei, din care 751.621 mii lei reprezintă sume încasate în avans de la OPCOM (545.873 mii lei), MAVIR (202.496 mii lei) și IBEX (3.252 mii lei) în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling) și SDAC (Single Day-ahead Coupling).

- La 31 decembrie 2021, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de 234 mii lei. Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.

- "Alte datorii" în sumă de 37.180 mii lei sunt reprezentate în principal de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 21.903 mii lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 14.405 mii lei.

16.b DATORII LEASING - CLĂDIRI

La 31 decembrie 2021, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Datorii - Leasing clădiri pe termen scurt	8.966	7.417
Datorii - Leasing clădiri pe termen lung	24.656	30.532
Total	33.622	37.948

17. PROVIZIOANE

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Provizioane pentru litigii	32.379	51.144
Provizioane pentru contracte mandat	20.478	33.233
Provizioane fond participare salariați profit	-	3.973
Alte provizioane	805	4.661
Total	53.662	93.011

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2021, în sumă de 32.379 mii lei, sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următoarele:

- *Dosarul 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216 mii lei)* - mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 26 – Angajamente și contingente.
- *Dosarele nr. 105/2/2017 și 2494/115/2018* (10.649 mii lei)* - reclamant Municipiul Reșița

Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul solicită obligarea pârâtei CNTEE Transelectrica SA la plata următoarelor:

- 2.130 mii lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015;
- 2.130 mii lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016;
- 2.130 mii lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018;
- 2.130 mii lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2019;
- 2.130 mii lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2020;
- dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă;
- cheltuieli de judecată.

Mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 26 – Angajamente și contingente.

- Dosar nr. 3083/3/2020 - reclamant NUCLEARELECTRICA SA (1.473 mii lei)

În data de 26.06.2020, Nuclearelectrica a chemat în judecată Compania pentru plata sumei de 1.291 mii lei reprezentând dezechilibru negativ și 182 mii lei, dobândă legală.

După mai multe termene în care a fost amânată cauza (26.06.2020, 16.10.2020, 11.12.2020), din diverse motive, la termenul din 22.12.2020, Instanța a obligat Compania la plata către reclamantă a sumei de 1.291 mii 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 mii 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 mii 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). Transelectrica SA a făcut apel la Curtea de Apel București, se așteaptă înștiințarea din partea instanței de judecată.

Totodată, la data de 31 decembrie 2021, Compania are constituit un provizion în sumă de 20.478 mii lei, din care suma de 19.127 mii lei reprezintă componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT-uri alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor administratorilor executivi și neexecutivi executate în perioada 2013-2017.

18. IMPOZITUL PE PROFIT

Impozitul pe profit pentru anii 2021 și 2020 se prezintă, după cum urmează:

	31 Decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	(21.144)	(48.461)
Venit net din impozitul pe profit amânat	20.188	19.323
Total	(956)	(29.138)

Impozitul pe profit curent și amânat al Grupului pentru anii 2021 și 2020 este determinat la o rată statutară de 16%, fiind în vigoare în anul 2021 și în anul 2020.

Reconcilierea cotei efective de impozitare:

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Impozit pe profit la rata statutară la o rată de 16%	572	27.366
Efectul cheltuielilor nedeductibile	18.098	28.194
Efectul veniturilor neimpozabile	(14.310)	(7.416)
Rezerva din reevaluare taxabilă	16.396	23.777
Rezerva legală	(15)	(1.350)
Impozit pe profit scutit	(1.046)	(8.771)
Alte efecte	(16.571)	(13.291)
Total	(3.123)	(48.509)

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(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 2021 și 2020 se prezintă, după cum urmează:

Elemente	Sold la 1 ianuarie 2020	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2020	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2021
Imobilizări corporale - durate de viață	6.371	19.543	-	25.914	10.392	-	36.306
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	151.471	(22.093)	534	129.912	(20.397)	-	109.515
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(2.665)	(1.264)	-	(3.929)	(1.141)	-	(5.070)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(1.830)	(12.276)	110	(13.996)	1.952	-	(12.044)
Participare salariați la profit	-	(627)	-	(627)	627	-	-
Estimat interconexiune	(1.190)	902	-	(288)	(136)	-	(424)
Provizioane pentru litigii	(6.777)	(1.294)	-	(8.071)	3.031	-	(5.040)
Contracte de mandat	-	(89)	-	(89)	89	-	-
Ajustări stocuri	-	(1.974)	-	(1.974)	(327)	-	(2.301)
Alte elemente	-	-	-	-	(14)	-	(14)
Impozit (activ)/datorie	145.380	(19.172)	644	126.852	(5.925)	-	120.927

	Activ		Datorie		Net	
	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Imobilizări corporale - durate de viață	(2.970)	(1.300)	39.276	27.214	36.305	25.914
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	(20.397)	(23.755)	129.912	153.667	109.515	129.912
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(1.188)	(1.285)	(3.882)	(2.644)	(5.070)	(3.929)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(12.044)	(13.996)	-	-	(12.044)	(13.996)
Participare salariați la profit	-	(627)	-	-	(0)	(627)
Estimat interconexiune	(424)	(288)	-	-	(424)	(288)
Provizioane pentru litigii	(5.040)	(8.071)	-	-	(5.040)	(8.071)
Contracte de mandat	-	(89)	-	-	-	(89)
Ajustări stocuri	(2.301)	(1.974)	-	-	(2.301)	(1.974)
Alte elemente	(14)	-	-	-	(14)	-
Impozit net (activ)/datorie	(44.379)	(51.385)	165.306	178.237	120.927	126.852

19. REZULTATUL PE ACȚIUNE

La 31 decembrie 2021 și la 31 decembrie 2020, rezultatul pe acțiune este:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Rezultatul exercitiului din operațiuni continue	1.304	141.901
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	0,02	1,94

20. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	13.430	15.633
TVA de plată	3.244	5.502
Impozit pe salarii	2.424	2.850
Alte impozite de plată	1.431	1.067
Total	20.527	25.052

La 31 decembrie 2021, 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 2022.

21. VENITURI DIN EXPLOATARE

Veniturile de 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 servicii de sistem tehnologice	Tarif pentru servicii de sistem funcționale
Ordin nr. 10/24.02.2021 pentru perioada 01 martie – 31 decembrie 2021	20,55	10,82	-
Ordin nr. 214/09.12.2020 pentru perioada 01 ianuarie – 28 februarie 2021	20,55	11,96	-
Ordin nr. 142/29.06.2020 pentru perioada 01 iulie – 31 decembrie 2020	17,97	11,96	2,49
Ordin nr. 10/15.01.2020 pentru perioada 16 ianuarie – 30 iunie 2020	17,97	13,05	1,84
Ordin nr. 218/11.12.2019 pentru perioada 01 ianuarie – 15 ianuarie 2020	18,33	13,05	1,84

În cursul anului 2020, în vederea implementării noului pachet de reglementări europene, în mod special Regulamentul (UE) 2019/943 și Regulamentul (UE) 2017/2195, au fost armonizate metodologiile de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a tarifului pentru serviciul de sistem, respectiv *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 171/2019 și *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/2017, cu modificările ulterioare, cu prevederile reglementărilor europene antemenționate.

În acest sens, prin Ordinul ANRE nr. 153/2020 privind modificarea și completarea *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 171/2019 s-a efectuat integrarea componentei aferentă serviciului funcțional de sistem în serviciul de

transport, unificarea fiind posibilă datorită faptului că principiile și regulile de stabilire a veniturilor și a tarifelor sunt similare.

Totodată, prin Ordinul ANRE nr. 180/2020 s-a modificat *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/2017, cu modificările ulterioare, în sensul eliminării prevederilor referitoare la principiile și regulile de stabilire a tarifului pentru serviciul funcțional de sistem care au fost preluate în Ordinul ANRE nr. 153/2020.

În aceste condiții, prin Ordinul ANRE nr. 214/2020, modificat prin Ordinul ANRE nr. 10/2021 a fost aprobat tariful mediu pentru serviciul de transport (care integrează și componenta aferentă serviciului funcțional de sistem) și tariful pentru serviciul de sistem, începând cu data de 1 ianuarie 2021.

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).

Tarifele zonale aferente serviciului de transport pentru introducerea de energie electrică în rețea (T_G) și pentru extragerea de energie electrică din rețea (T_L) au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 214/2020, începând cu data de 1 ianuarie 2021.

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

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Cantitatea de energie electrica livrata consumatorilor (MWh)	56.353.023	53.849.411

Veniturile din exploatare realizate în anii 2021 și 2020 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Venituri din serviciul de transport	1.151.786	963.063
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	64.727	58.725
Venituri din energia reactivă	662	654
	3.276	3.518
Venituri din tranzacții CPT		
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	31.834	9290
Venituri din serviciul de transport – total	1.252.286	1.035.250
Venituri din servicii de sistem funcționale	-	117.017
Venituri din servicii de sistem tehnologice	622.888	674.057
Venituri cu schimburi neplanificate pe PZU	832	3.952
Venituri din ajutoare de avarie	-	-
Venituri din servicii de sistem – total	623.720	795.025
Venituri privind piața de echilibrare	1.822.564	494.999
Alte venituri	85.432	67.625
Total venituri	3.784.002	2.392.901

Venituri din serviciul de transport și servicii de sistem funcționale

Având în vedere integrarea componentei aferentă serviciului funcțional de sistem în serviciul de transport începând cu 1 ianuarie 2021, pentru comparabilitatea anului 2021 cu anul 2020, se va cumula în anul 2020 suma aferentă serviciului de transport cu cea aferentă serviciilor funcționale de sistem.

Astfel, veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în anul 2021 comparativ anul 2020 cu suma de 71.707 mii lei, determinată de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 4,65%, respectiv cu 2.503.612 MWh și de majorarea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioadele analizate, prezentat anterior).

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în anul 2021 față de anul 2020, în sumă de 6.002 mii lei, 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. De asemenea, prețul unitar al energiei electrice a crescut în toată Uniunea Europeană.

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

Înființarea, începând cu data de 19 noiembrie 2014, a bursei regionale de energie de către România, Ungaria, Cehia și Slovacia presupune ca aceste patru țări să ajungă să aibă un preț unic al electricității tranzacționate pe piețele spot. Alocarea de capacitate între România și Ungaria, singura țară din cele 3 cu care România are frontieră, se face de transportatori: Transelectrica și MAVIR, prin mecanism comun, în baza unui acord bilateral. 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.

Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, iar începând cu anul 2017 și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitatea câștigată la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către Transelectrica) pentru capacitatea respectivă. Capacitatea neutilizată se vinde ulterior în cadrul licitațiilor zilnice.

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 granița cu Serbia, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (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.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost mai mici în anul 2021 comparativ cu anul 2020 cu suma de 242 mii lei, având în vedere veniturile rezultate din distribuția fluxurilor de energie la nivel european și din variația schimburilor programate de energie electrică cu Ucraina.

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute, în principal, din vânzarea energiei în excedent pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și în cadrul PRE CIGA Energy, pe Piața de Echilibrare. Aceste venituri au fost mai mari în anul 2021 comparativ cu anul 2020 cu suma de 22.544 mii lei, datorită:

- noilor reguli pe piața de echilibrare, modificărilor legislative apărute în piața de echilibrare de energie electrică, cu aplicabilitate de la 1 februarie 2021 (efectuarea decontării la interval de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare);
- creșterii volumului tranzacțiilor pe Piața Intrazilnică;
- creșterii prețurilor pe întreaga piață a energiei;
- evoluției pandemiei Covid-19 și a modului de gestionare a acesteia la nivel național.

Venituri din servicii de sistem tehnologice

Veniturile din serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere în anul 2021 comparativ anul 2020 cu suma de 51.169 mii lei, determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioadele analizate, prezentat anterior), în condițiile creșterii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 4,65%, respectiv cu 2.503.612 MWh.

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

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o creștere în anul 2021 față de anul 2020, cu suma de 1.327.564 mii lei, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- aspecte de reglementare:
 - eliminarea limitelor de preț la ofertare pe piața de echilibrare, potrivit *Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 61/31.03.2020;
 - eliminarea obligativității participării la piața de echilibrare, potrivit *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru* și pentru modificarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 213/25.11.2020;
 - trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute;
 - aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 01 februarie 2021;
 - aplicarea, începând cu data de 01 iunie 2021, a noului set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie (metodologia de calcul FSKAR – Financial Settlement of $k\Delta f$, ACE and Ramping Period) ce 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. Centrele de Decontare respective vor transmite 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 ANRE nr. 213/2020.

Veniturile, respectiv cheltuielile aferente schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie (FSKAR-UE) au fost înregistrate în cursul anului 2021 la elementele de venituri/cheltuieli cu schimburi neplanificate PZU, acestea fiind reclasificate în luna decembrie 2021 și înregistrate la indicatorii venituri pe piața de echilibrare, respectiv cheltuieli privind piața de echilibrare, datorită modificării regulilor de decontare a dezechilibrelor pe piața de energie, schimburile intenționate și neintenționate fiind integrate în mecanismul de decontare aferent pieței de echilibrare.

- aspecte privind funcționarea pieței:
 - modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare la nivel local și regional;
 - evoluția prețului mediu înregistrat pe piața de echilibrare;
 - evoluția hidraulicității;
 - evoluția producției și consumului de energie electrică;
 - trendul de evoluție al certificatelor de CO₂;
 - regulile comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și regulile comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie stabilite conform prevederilor 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.

Reglementările implementate în legislația națională în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața de energie electrică, efectuarea decontării la intervalul de granularitate de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare și evoluția modului de gestionare a răspândirii Covid-19 la nivelul țării au avut și vor avea în continuare un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare.

Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare 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, soldurile lunare nenule (surplusul/deficitul de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

22. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI SI PIATA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare realizate în anii 2021 și 2020 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	527.639	251.865
Cheltuielile cu congestiile	1.603	2
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET	24.582	16.230
Cheltuieli privind serviciile de sistem funcționale	4.022	30.492
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compesation)	18.562	11.256
Total cheltuieli pentru operarea sistemului	576.409	309.846
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	609.608	566.016
Cheltuielile privind piața de echilibrare	1.809.588	494.999
Total	2.995.605	1.370.861

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 RET.

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 275.774 mii lei în anul 2021 comparativ cu anul 2020, 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;
- consumul înregistrat în anul 2021 a fost mai mare cu circa 150 GWh (16%) față de perioada similară a anului 2020, consumul din anul 2020 fiind puternic influențat de pandemia Covid-19;
- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost de aproape patru ori mai mare în anul 2021 față de anul 2020, depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii ani pe această piață;
- imprevizibilitatea pieței s-a manifestat prin creșterea accentuată și rapidă a prețurilor, în contextul creșterii prețului certificatului de emisii de carbon, al unui nivel al capacităților de producere a energiei electrice insuficient pentru a înlocui producția bazată pe combustibili fosili, în special pe cea pe cărbune, în contextul liberalizării pieței, a lipsei concurenței producătorilor și a concurenței furnizorilor pentru cumpărarea de energie, pentru a-și putea îndeplini contractele cu numeroșii clienți ce au optat pentru piața liberă;

- aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 01.02.2021, precum și efectuarea decontării la intervalul de granularitate de 15 minute, au condus la creșteri ale prețului mediu al energiei achiziționate de pe Piața de Echilibrare de peste două ori față de perioada similară a anului precedent. Pentru întreaga perioadă analizată, costurile CPT aferente pieței de echilibrare au fost cu circa 160% mai mari decât în perioada similară a anului precedent.

Cheltuieli privind congestiile

Congestiile (restricțiile de rețea) sunt solicitări de transport al energiei electrice peste limitele de capacitate tehnică ale rețelei, fiind necesare acțiuni corective din partea operatorului de transport și de sistem și apar în situația în care, la programarea funcționării sau la funcționarea în timp real, circulația de puteri între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționarea unui sistem electroenergetic.

În anul 2021 s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în sumă de 1.603 mii lei, determinate, în principal, de:

- în luna decembrie 2021, pentru reducerea tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, în condițiile unei producții foarte ridicate în CEE și pentru încadrarea în valoarea admisibilă a secțiunilor caracteristice 5 și 6 din SEN, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș s-au dispus reduceri de putere pe congestie de rețea la UD din zona Dobrogea;
- în luna decembrie 2021, în condițiile indisponibilității LEA 400 kV Sibiu Sud – Țânțăreni, peste care s-a suprapus și o producție ridicată în CEE, pentru reducerea tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, respectiv pentru evitarea suprasarcinilor pe axele de transport sud – nord și respectarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și pe LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov, s-au dispus reduceri de putere pe congestie de rețea la UD din zona Dobrogea.

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 de 8.352 mii lei în anul 2021 comparativ cu anul 2020, creștere datorată majorării prețurilor de achiziție a energiei electrice în anul 2021 și modificărilor legislative aplicabile începând cu 01 iulie 2021, respectiv prevederile Ordinului ANRE nr. 82/2021.

Cheltuieli privind serviciile de sistem funcționale

Cheltuielile privind serviciile de sistem funcționale reprezintă schimburile internaționale necontractate de energie electrică cu țările vecine și cheltuielile cu schimburile neplanificate pe piața zilei următoare. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere în anul 2021 comparativ cu anul 2020, în sumă de 26.470 mii lei.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC, în sumă de 18.562 mii lei, 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 2021, aceste cheltuieli au fost mai mari cu 7.306 mii lei față de anul 2020.

Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice

Serviciile de sistem tehnologice 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 parametri 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.

Contractarea acestor servicii se realizează atât în regim concurențial, cât și în regim reglementat (în baza Deciziilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei), în cazul rezervelor pentru energia reactivă.

Începând cu 01.02.2021, achiziția serviciilor tehnologice de sistem se realizează în regim concurențial prin licitații zilnice, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019.

În anul 2021, contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru energia reactivă, conform Deciziei ANRE nr. 1078/2020, fiind asigurată de către Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA.

Cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o creștere în anul 2021 comparativ cu anul 2020, în sumă de 43.592 mii lei, influențată, în principal, de următorii factori:

- creșterea prețurilor de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială în perioada analizată, pentru rezerva secundară (RS) și rezerva terțiară rapidă (RTR), având în vedere creșterea prețurilor înregistrate pe piața de energie electrică în anul 2021;
- manifestarea pe parcursul anului 2021 a unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem pentru serviciile tehnologice de sistem rezervă secundară (RS).

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2021 în sumă de 1.809.588 mii lei, au fost mai mari cu 1.314.589 mii lei față de cele realizate în anul 2020. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață.

23. CHELTUIELI CU PERSONALUL

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Cheltuieli cu personalul	317.510	338.889
- din care cheltuieli cu salariile personalului	286.151	274.357

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2021 înregistrează o diminuare comparativ cu anul 2020, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

- 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 anul 2021 în baza sentințelor judecătorești executorii, primite de Companie;
- reluarea la venituri a provizioanelor constituite pentru componenta variabilă și alte compensații conform contractelor de mandat încetate în anul 2021, aferente membrilor Directoratului și Consiliului de Supraveghere, reluarea la venituri a provizioanelor pentru beneficiile angajaților conform calcul actuarial, precum și reluarea la venituri a valorii nerepartizate din provizionul constituit în anul 2020 privind participarea salariaților la profitul Companiei;
- constituirea unor provizioane noi pentru care Compania este implicată în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, pentru contractele de mandat încheiate în anul 2020;
- diminuarea cheltuielilor cu tichetele de vacanță acordate salariaților și a cheltuielilor privind asigurările și protecția socială;
- creșterea cheltuielilor cu salariile personalului, a cheltuielilor sociale, a cheltuielilor aferente contractelor de mandat (Directorat, Consiliu de Supraveghere), precum și înregistrarea cheltuielilor privind participarea salariaților la profitul aferent anului 2020.

ii) Numărul mediu de salariați

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, numărul mediu al angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă astfel:

Numar mediu salariați	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Transelectrica SA	2.015	2.021
Smart SA	610	603
Teletrans SA	217	226

24. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	27.117	85.174
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	1.192	1.074
Cheltuieli cu chiriile	5.044	3.264
(Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	24.019	8.276
Alte cheltuieli	26.633	31.465
Total	84.003	129.252

În anul 2021, aceste cheltuieli au înregistrat o diminuare în sumă de 45.249 mii lei comparativ cu anul 2020, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

- reluarea la venituri a unor provizioane constituite pentru Energomontaj SA, Regia Națională a Pădurilor Romsilva, ANAF, OPCOM SA, Energobit SA etc.;
- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuielile pentru 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), cheltuielile privind energia achiziționată pentru consum administrativ, cheltuielile generate de pandemia Covid-19, cheltuielile cu studiile și cercetările etc.;
- creșterea cheltuielilor cu serviciile executate de terți (cheltuieli cu mentenanța Teletrans, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu protecția civilă și paza etc.), a cheltuielilor cu redevențele și chiriile (datorită măririi cuantumului redevenței anuale, de la 0,1% la 0,4%, în conformitate cu prevederile Legii nr. 244/09.11.2020 privind modificarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012), cheltuielilor cu deplasările, cheltuielilor privind mărfurile, cheltuielilor cu sponsorizarea, cheltuielilor privind cotizațiile internaționale etc.;
- creșterea cheltuielilor privind impozitele și taxele, având în vedere înregistrarea, în luna februarie 2021, a sumei de 2.140 mii lei reprezentând cheltuieli cu taxa pe valoare adăugată neadmisă la deducere aferentă perioadei 2014-2016, conform Raportului de inspecție fiscală nr. F-MC18/16.02.2021 și a Deciziei de impunere privind obligațiile fiscale principale aferente diferențelor bazelor de impozitare stabilite în cadrul inspecțiilor fiscale la persoanele juridice nr. F-MC 22/16.02.202, emise de ANAF – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili. Pentru suma plătită, Compania a avut constituit provizion, care la data plății, a fost anulat prin reluare la venituri;
- înregistrarea, în luna martie 2021, a sumei de 2.846 mii lei (582.086,31 euro) și a dobânzii legale penalizatoare aferentă debitului principal, calculată de la 11.06.2014 până la 24.03.2021, sumă achitată la Filiala OPCOM, pentru care prezentăm detaliat, următoarele:
- Prin Decizia civilă nr. 614 din 16.03.2021 a ICCJ – Secția a II-a Civilă, s-a dispus respingerea recursului formulat de CNTEE Transelectrica SA împotriva Deciziei nr. 1813/2018, pronunțată de Curtea de Apel București în dosarul nr. 40814/3/2014*, constituind astfel titlu executoriu, sentința nr. 4275/24.06.2015, pronunțată de Tribunalul București, în dosarul nr. 40814/3/2014, fiind definitivă. Astfel, Compania a achitat filialei OPCOM SA suma de 2.846 mii lei (582.086,31 euro) reprezentând suma achitată de reclamanta OPCOM SA în locul pârâtei (Compania) din valoarea totală a amenzii de 1 mil euro, aplicată prin Decizia Comisiei Europene, la data de 05.03.2014, privind o procedură inițiată în temeiul articolului 102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene în cazul AT.39984. Prin Decizia CE anterior menționată s-a reținut: *"Articolul 1 - CNTEE Transelectrica SA și filiala sa SC OPCOM SA au comis o încălcare unică și continuă a art. 102 din tratat de la 30 iunie 2008 până cel puțin la 16 septembrie 2013 sub forma unei discriminări, întrucât au cerut comercianților din Uniune care doreau să participe la Piața pentru Ziua Următoare și la Piața Intrazilnică de energie electrică din România să se înregistreze în scopuri de TVA în România.*

Art. 2 – Pentru încălcarea prevăzută la art. 1, întreprinderilor CNTEE Transelectrica SA și SC OPCOM SA li se aplică o amendă de 1 mil euro, acestea răspunzând solidar de achitarea întregii amenzi."

Pentru suma plătită, Compania a avut constituit provizion încă din anul 2015, care la data plății a fost anulat prin reluare la venituri.

- creșterea cheltuielilor (nete) de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor

circulante, având în vedere provizioanele constituite pentru Getica 95 Com SRL, Romelectro SA, CET Govora SA, AIK Energy LTD, ISPE Proiectare și Consultanță SA, Eva Energy etc., a ajustărilor pentru deprecierea stocurilor, concomitent cu reluarea la venituri a ajustărilor pentru deprecierea activelor curente (Romelectro SA, Electrocentrale București, CET Govora SA, AIK Energy LTD, ISPE Proiectare și Consultanță SA, Arelco Power SRL etc.), a ajustărilor pentru depreciere stocuri etc.

25. REZULTAT FINANCIAR NET

	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Venituri din dobânzi	2.596	7.050
Venituri din diferențe de curs valutar	4.144	2.735
Alte venituri financiare	(72)	287
Total venituri financiare	6.669	10.072
Cheltuieli privind dobânzile	(8.388)	(10.278)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(7.501)	(5.055)
Alte cheltuieli financiare	(10)	(9)
Total cheltuieli financiare	(15.898)	(15.343)
Rezultatul financiar net	(9.229)	(5.271)

La data de 31 decembrie 2021, Grupul a înregistrat un rezultat financiar net (pierdere) în sumă de 9.229 mii lei, mai mare cu 3.958 mii lei față de cel înregistrat în anul 2020. Acesta a fost influențat, în principal, de dobânzile aplicate în perioada analizată, dar și de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale în raport cu monedele străine în care Grupul are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții.

La 31 decembrie 2021, în valoarea totală de 8.388 mii lei (cheltuieli privind dobânzile) suma de 1.942 mii lei reprezintă dobânda pentru **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 2021 comparativ cu cel înregistrat la 31 decembrie 2020, se prezintă, astfel:

Moneda	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Lei / Euro	4,9481	4,8694
Lei / Dolar SUA	4,3707	3,966

26. 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 data.

27. ANGAJAMENTE ȘI CONTINGENTE

➤ Angajamente

La 31 decembrie 2021, Compania avea angajamente în valoare de 1.094.744 mii lei reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

➤ Terenuri utilizate de Grup

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

Potrivit Legii nr. 99/1999, în cazul în care Compania obține certificatul de atestare a dreptului de

proprietate pentru un teren după momentul privatizării, terenul va fi considerat aport în natură al Statului român. Aceste terenuri sunt înregistrate inițial în alte rezerve. În acest sens, Compania va majora capitalul social cu valoarea terenurilor, iar beneficiar al acestei majorări va fi Statul român.

La acest moment, opinia juridică externă primită de către Companie ca urmare a achiziționării serviciilor juridice de consultanță, de asistență și/sau de reprezentare necesare pentru majorarea capitalului social al Companiei susține că, în lipsa unor modificări sau clarificări ale cadrului legislativ, dispozițiile legislației general aplicabile societăților sunt contradictorii cu dispozițiile privind majorarea la societățile reglementate de legislația privatizării. Prin raportare la demersurile având ca obiectiv majorarea capitalului social cu valoarea terenurilor pentru care s-au emis certificate de atestare a dreptului deproprietate, O.P.S.P.I. a comunicat Companiei că, în opinia acestei instituții, este necesar ca majorarea capitalului să se realizeze după modificarea cadrului legal.

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* în care se stabilește valoarea justă la data de 31.03.2019 a celor 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate, terenuri aparținând Companiei. Acest raport a fost actualizat prin *Raportul de evaluare nr. 1158/10.01.2022* în care se stabilește valoarea justă a terenurilor la data de 30.09.2021.

Având în vedere faptul că ne confruntăm cu opinii diferite asupra **aplicării/interpretării legislației incidente respectiv a legislației privatizării și a legislației pieței de capital**, 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 unor provizioane pentru sumele implicate sau a prezentării acestora în situațiile financiare.

Având în vedere informațiile existente, conducerea Companiei consideră că nu există litigii în curs semnificative în care Compania să aibă calitatea de pârât, cu excepția următoarelor:

• REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE

Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. **3616/101/2014**, având ca obiect “pretenții în sumă de 1.091 mii lei, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013”, dosar în care Compania are calitatea de pârâtă, reclamantă fiind Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN.

Prin sentința civilă nr. 127 pronunțată la data de 10.10.2014, Tribunalul Mehedinți a dispus admiterea cererii formulate de Reclamanta RAAN și obligarea Companiei la plata sumei de 1.091 mii lei, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013.

Compania a formulat recurs prin care a solicitat instanței ca, prin hotărârea ce o va pronunța, să dispună admiterea recursului așa cum a fost formulat, casarea deciziei și sentințelor atacate și trimiterea cauzei instanței competente teritorial în vederea judecării ei, constatarea întrunirii cerințelor art. 1616-1617 Cod Civil, motiv pentru care se solicită să se constate intervenirea compensației de drept a datorilor reciproce și stingerea acestora până la concurența sumei celei mai mici dintre ele, în speță suma totală solicitată de reclamantă prin cererea de chemare în judecată, obligarea intimății - reclamante la plata cheltuielilor făcute cu acest recurs.

Recursul a fost înregistrat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție care a decis casarea deciziei nr. 843/2015 și a trimis cauza spre rejudecare în recurs aceleiași instanțe, Curtea de Apel Craiova.

Prin decizia nr. 124/2017, Curtea de Apel Craiova a admis recursul declarat de către Transelectrica și a casat sentința nr. 127/2014 pronunțată de Tribunalul Mehedinți, iar cauza a fost trimisă spre rejudecare la

Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă. Pe rolul Tribunalului București, cauza a fost înregistrată sub nr. 40444/3/2017, care prin sentința civilă nr. 4406/04.12.2017 a dispus admiterea cererii formulate de RAAN și a obligat Transelectrica la plata sumei de 1.091 mii lei. Sentința a fost atacată cu recurs.

În perioada 2014-2015. Compania a reținut la plată bonusul convenit RAAN pe schema de sprijin, în baza prevederilor din reglementările ANRE, respectiv art.17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr.116/2013.

În aceste condiții, RAAN a calculat penalități pentru neîncasarea la termen a bonusului de cogenerare convenit, în sumă de 3.497 mii lei, reținut de la plată de către Companie în contul creanțelor neîncasate. Suma de 3.497 mii lei a fost refuzată la plată de Companie și nu a fost înregistrată ca datorie în cadrul schemei de sprijin.

Obiectul dosarului cu numărul **9089/101/2013/a152** este o contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoarei RAAN, valoarea în litigiu fiind de 89.361mii lei.

Transelectrica SA a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.265 mii lei, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, suma solicitată de Companie fiind însă în valoare de 89.361 mii lei. Nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096 mii 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 mii 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.

La termenul din 14.06.2018 se suspendă judecarea cauzei până la soluționarea dosarului nr. **3014/2/2014** aflat pe rolul ÎCCJ, iar în data de 14.02.2019, Tribunalul Mehedinți a dispus conexarea dosarului la dosarul nr. **9089/101/2013/a140** (având ca obiect pretenții – cerere de plată). Astfel 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 prin Hotărârea 163/ 20.06.2019 este: Admite excepția decăderii. Admite în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950 mii 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 mie lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019.

La termenul din 06.11.2019 se respinge apelul ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

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, care urmează să trimită dosarul la Înalta Curte de Casație și Justiție pentru competență soluționare.

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.

La termenul de judecată din data de 03.02.2021, ÎCCJ 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**, Tribunalul Mehedinți a amânat cauza la termenele din 08.10.2020 și 04.02.2021. Soluția pe scurt: s-a acordat termen pentru continuarea procedurilor de lichidare, reprezentarea intereselor debitoarei în litigiile aflate pe rolul instanțelor de judecată, consolidarea masei credale, continuarea măsurilor în vederea recuperării creanțelor, continuarea licitațiilor publice având ca obiect valorificarea bunurilor debitoarei.

*Următorul termen a fost stabilit pentru data de **02.06.2022**.*

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte 4 dosare aflate în diferite stadii de judecată.

• CURTEA DE CONTURI

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2013, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia respectivului control. Decizia și încheierea emise de către Curtea de Conturi au fost atacate la Curtea de Apel București, fiind

format dosarul nr. **1658/2/2014**, care are drept obiect "anulare acte de control" – Încheiere nr. 7/20.02.2014 emisă de Curtea de Conturi.

La data de 13.06.2018 se admite în parte acțiunea reclamantei. Anulează în parte încheierea nr. 7/20.02.2014, decizia nr. 37/9.12.2013 și raportul de control nr. 35521/6.11.2012 emise de părâtă în ceea ce privește măsurile dispuse prin decizia mai sus indicată la pct. I.1, I.3, I.6, I.8, I.11, II.14, II.15, II.17, II.18, II.20, II.21, II.22 și parțial măsura de la pct. II.13 în sensul înlăturării sintagmei „inclusiv pentru cele constatate în cazul facturilor emise de FLOREA ADMINISTRARE IMOBILIARĂ SRL”. Respinge în rest, acțiunea reclamantei ca neîntemeiată. Omologhează raportul de expertiză tehnică electroenergetică întocmit în cauză de expert Toaxen Vasile. Obligă părâtă să plătească reclamantei suma de 121 mii lei cheltuieli de judecată (parțial onorării de expert și taxă judiciară de timbru). Document hotărâre 2771/13.06.2018.

În ședința publică din data de 21.10.2020, se resping recursurile declarate de reclamantă și de părâtă împotriva sentinței nr. 2771 din 13 iunie 2018 a CAB - Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, ca nefondate. Definitivă.

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 un număr de 8 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 sunt pe rolul Curții de Apel București (**2 dosare: dosar nr. 6576/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctele 7.1, 7.2. și 8, precum și a măsurii dispuse la punctul II.10, termen 20.01.2021, soluție: se resping excepțiile inadmisibilității, invocate prin întâmpinare, se respinge cererea, ca neîntemeiată și **dosar nr. 6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, cu **termen de judecată la 18.03.2022**) și pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție (**dosarul nr. 6578/2/2017**, privind anularea constatărilor de la punctul 9 precum și a măsurii dispuse la punctul II.11, **termen de judecată la 08.06.2022**).

Cinci dosare au fost soluționate definitiv, prin respingerea cererii în anulare de către Curtea de Apel București și respingerea recursurilor de către Înalta Curte de Casație și Justiție (**dosarul nr. 6574/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.2 precum și a măsurii dispuse la punctul II.8, **dosarul nr. 6577/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 13 precum și a măsurii dispuse la punctul II.13, devenit **dosar nr. 1614/1/2020**, **dosarul nr. 6580/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 10 precum și a măsurii dispuse la punctul II.12, **dosarul nr. 6582/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 11 precum și a măsurii dispuse la punctul I.5 și **dosarul nr. 6583/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.1 precum și a măsurii dispuse la punctul II.7 și II.8).

În perioada ianuarie-iulie 2020, Curtea de Conturi a României a efectuat o acțiune de control la toate Unitățile Teritoriale de Transport ale CNTEE Transelectrica, iar în perioada 25.05-27.08.2020, acțiunea de verificare a continuat la sediul executiv al companiei. Tema acțiunii de control a CCR a fost „*controlul situației, evoluției și modului de administrare al patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2017-2019*” la CNTEE Transelectrica SA”.

Acțiunea de control cu tema enunțată mai sus, începută la data de 25.05.2020 la sediul executiv al Companiei, a fost suspendată de către CCR pe motivul începerii unui alt control cu tema „controlul modului de gestionare a resurselor publice pe perioada stării de urgență”. Controlul a început la data de 02.06.2020 și a fost finalizat la data de 26.06.2020.

Prin Raportul de control încheiat de auditorii CCR pe tema „*controlul modului de gestionare a resurselor publice pe perioada stării de urgență*”, raport înregistrat în Companie cu nr. 24225/26.06.2020, nu au fost constatate deficiențe, drept urmare nu s-a emis Decizie prin care să se dispună măsuri.

După finalizarea controlului privind modul de administrare al patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2017-2019, control finalizat la data de 06.10.2020, a fost emis Raportul de Control cu nr. 40507/06.10.2020 și în data de 09.11.2020, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV, a emis Decizia nr. 15 care conținea 10 măsuri, cu termen de ducere la îndeplinire 31.05.2021, termen ce a fost prelungit de către CCR la solicitarea Companiei, până la data de 31.12.2021.

Compania a formulat obiecțiuni și a depus Contestația cu nr. 50090/26.11.2020 înregistrată la Curtea de Conturi cu nr. 139775/26.11.2020, solicitând anularea măsurilor. Urmare a examinării și analizării de către auditorii CCR a Contestației depuse de companie, prin Încheierea cu nr. 2/10.03.2021, s-a admis anularea

doar a unei măsuri din cele 10 dispuse.

Transelectrica SA a atacat actele emise de Curtea de Conturi, fomându-se **dosarul 2153/2/2021**, aflat pe rolul Curții de Apel București.

La termenul din data de 10.12.2021 se respinge cererea de chemare în judecată formulată de Companie, ca neîntemeiată. Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare și cu drept de recurs în termen de 5 zile de la comunicare în ceea ce privește capătul de cerere privind suspendarea; cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București.

- **ANRE**

CNTEE Transelectrica SA a formulat o plângere împotriva Ordinului președintelui ANRE nr. 51/ 26.06.2014 înregistrată la ANRE sub nr.47714/ 04.08.2014 și o contestație la Curtea de Apel București, care face obiectul dosarului nr. **4921/2/2014**, prin care solicită fie modificarea Ordinului mai sus indicat, fie emiterea unui nou ordin, în care să se efectueze recalcularea valorii RRR la nivelul de 9,87% (recalculat cu un coeficient (β) de 1,0359, conform analizelor interne Transelectrica) sau, în măsura în care va fi respinsă această cerere, folosind același procent de 8,52% stabilit de ANRE pentru anul 2013 și semestrul I 2014.

În data de 26.06.2014, a fost emis Ordinul ANRE nr. 51, publicat în Monitorul Oficial nr. 474/27.06.2014, privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" – SA și de abrogare a anexei nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr.96/2013 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a tarifelor pentru energia electrică reactivă, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice. Valorile luate în calculul ratei reglementate a rentabilității (RRR) de către ANRE conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/ 2013 ("Metodologie"), au determinat o valoare a RRR de 7,7%.

La termenul din data de 25.09.2018 soluția pe scurt a fost că se va reveni cu adresă către expert, în vederea efectuării și depunerii la dosar a raportului de expertiză, cu mențiunea de a face dovada imposibilității depunerii raportului de expertiză până la termenul de judecată, sens în care va dispune amânarea cauzei.

La termenul de judecată din data de 22.01.2019 instanța încuviințează în principiu cererea de intervenție accesorie în interesul părții (ANRE), formulată de intervenienta ALRO SA, cu cale de atac odată cu fondul. În data de 25.06.2019 pentru a da posibilitate părților să ia cunoștință de conținutul raportului de expertiză, se dispune amânarea cauzei și acordarea unui nou termen de judecată în data 10.09.2019.

În data de 06.10.2020 a fost respinsă cererea cu următoarea soluție pe scurt: s-a respins excepția inadmisibilității, ca neîntemeiată. S-a respins acțiunea, ca neîntemeiată. Cu recurs în termen de 15 zile de la comunicare. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței. Hotărâre 362/2020.

La termenul din 11.01.2021 se admite cererea de completare dispozitiv. Se dispune completarea dispozitivului sentinței civile nr. 362/06.10.2020 cu soluția dată asupra cererii de intervenție accesorie, în sensul că: se admite cererea de intervenție accesorie, formulată de intervenienta ALRO SA în sprijinul părții ANRE. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București.

Litigiul nu a afectat relația cu ANRE și nici rezultatele financiare ale Companiei.

*Transelectrica a declarat recurs ce va fi judecat în data de **11.05.2022**.*

- **OPCOM**

La data de 24.11.2014, Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM SA, a chemat în judecată Compania, în vederea obligării acesteia la plata sumei de 582 mii euro (2.585 mii lei), reprezentând suma achitată de aceasta cu titlu de amendă, din totalul amenzii de 1 mil euro, cererea făcând obiectul dosarului nr. **40814/3/2014**.

Anterior, Adunarea Generală a Acționarilor a Filialei OPCOM SA a hotărât, în ședința din data 10.06.2014, plata integrală a amenzii în sumă de 1 mil euro aplicată de către Direcția Generală Concurență – Comisia Europeană pentru încălcarea art.102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii

Europene, conform Deciziei în cazul antitrust AT 39984.

De asemenea, OPCOM SA a mai solicitat instanței de judecată obligarea Companiei la plata sumei de 85 mii lei cu titlu de dobândă legală aferentă perioadei 11.06.2014 – 24.11.2014 la care se adaugă cheltuieli de judecată în sumă de 38 mii lei.

Acțiunea depusă de OPCOM SA, face obiectul dosarului nr. 40814/3/2014, aflat pe rolul Tribunalului București, Secția a VI-a Civilă, având ca obiect pretenții materiale, litigiu cu profesioniști.

În sesiunea de judecată din data de 24.07.2015, instanța a admis cererea de chemare în judecată formulată de reclamanta Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. și a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 582 mii euro, reprezentând suma achitată de reclamantă în locul pârâtei din valoarea amenzii de 1 mil de euro aplicată prin Decizia Comisiei Europene la data de 05.03.2014 în cazul AT.39984, și a dobânzii legale aferente sumei de 582 mii euro, calculată de la data de 11.06.2014 și până la data plății efective. De asemenea, instanța obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 38 mii lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Împotriva sentinței nr. 4275/2015, pronunțată în dosarul sus-menționat, Transelectrica SA a formulat apel, care a fost înregistrat pe rolul Curții de Apel București.

Soluția Curții de Apel pe scurt: admite apelul, schimbă în tot sentința civilă apelată în sensul că respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata cheltuielilor de judecată către apelanta-pârâtă în sumă de 16 mii lei, reprezentând taxa judiciară de timbru. Recursul este în 30 de zile de la comunicare și a fost pronunțat în sesiunea publică din data de 10.10.2016. Document: Hotărâre 1517/2016 din 10.10.2016.

OPCOM S.A a declarat recurs, care a fost înregistrat la Înalta Curte de Casație și Justiție.

Termen de judecată la ICCJ: 13.03.2018. Soluția ICCJ pe scurt: Admite recursul declarat de recurentul-reclamant Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. împotriva deciziei nr. 1517/10.10.2016, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Casează decizia atacată și trimite cauza, spre o nouă judecată, instanței de apel. Definitivă.

La termenul de judecată din data de 01.10.2018, Curtea de Apel București a dispus respingerea apelului ca nefondat și obligarea apelantei pârâte la plata către intimatul reclamant a sumei de 26 mii lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

În data de 27.11.2018 CNTEE Transelectrica SA a declarat recurs, care se află în procedura de filtru la ICCJ.

Soluția ICCJ din 30.06.2020 a fost următoarea: se va comunica părților raportul asupra admisibilității în principiu a recursului declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă, cu mențiunea că au dreptul de a depune un punct de vedere la raport în termen de 10 zile de la comunicare.

La termenul din data de 10.11.2020, soluția ICCJ: a fost admis în principiu recursul declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București.

La termenul din data de 16.03.2021 completul de judecată a respins, ca nefondat, recursul declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Definitivă.

Compania a achitat filialei OPCOM SA suma de 2.846 (582 mii euro) reprezentând suma achitată de reclamanta OPCOM SA în locul pârâtei (Compania) din valoarea totală a amenzii de 1 mil euro, aplicată prin Decizia Comisiei Europene, la data de 05.03.2014

Obiectul dosarului nr. **22567/3/2019** îl constituie obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517 mii lei aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr.19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project", obligarea OPCOM SA la plata sumei de 1.294 mii lei aferentă facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr.131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

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: se admite excepția prescripției. Se 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 în data de 03.12.2021.

• **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 17.420 mii lei 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. La data acestor situații financiare sumele pretinse de Conaid Company SRL au fost considerate drept datorii contingente întrucât este improbabil ca pentru decontarea acestei obligații vor fi necesare ieșiri de resurse încorporând beneficii economice, iar valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil. 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 pârâtă 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 pârâtă 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 mii 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, pârâtă 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.

Noul termen de judecată a fost stabilit pentru data de **12.04.2022** – pentru a se emite adresa către expert.

- **FF WIND ENERGY INTERNAȚIONAL SRL**

Dosarul nr. **47332/3/2017** aflat pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă, prin care Societatea FF Wind Energy Internațional SRL solicită în contradictoriu cu CNTEE Transelectrica SA anularea declarației unilaterale de reziliere a contractului de racordare la RET nr. 85/14.03.2011 emisă la data de 02.03.2016 sub numărul 8295, și obligarea Companiei la plata sumei de 32.777 mii lei, prejudiciu ca urmare a rezilierii contractului și la plata sumei de 45 mil euro, reprezentând cuantumul devalorizării Societății FF Wind Energy Internațional SRL prin împiedicarea realizării scopului acesteia.

La termenul de judecată din 28.12.2018 instanța respinge cererea de chemare în judecată, astfel cum a fost precizată, ca neîntemeiată. În act că pârâta nu a solicitat cheltuieli de judecată, cu drept de apel în 30 de zile de la comunicare. Conform art. 425 alin. 3 și art. 471 alin. 1 din Codul de procedură civilă, apelul și motivele de apel se depun la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Document: Hotărâre 3891/28.12.2018.

Societatea FF Wind Energy Internațional SRL a declarat apel, care s-a judecat la data de 18.06.2019, iar pronunțarea a fost amânată pentru data de 23.07.2019, când soluția pe scurt a fost următoarea: „Respinge apelul, ca nefondat. Cu drept de recurs în 30 de zile de la comunicare. Cererea de recurs se depune la Curtea de Apel București - Secția a VI-a Civilă, sub sancțiunea nulității. Pronunțată în ședință publică. Document: Hotărâre 1191/23.07.2019”.

FF Wind a declarat recurs, care se află în procedura de filtru la Înalta Curte de Casație și Justiție.

La termenul de judecată din data de 12.05.2020 se comunică părților raportul asupra admisibilității în principiu a recursului declarat de reclamanta FF Wind Energy International S.R.L. prin administrator judiciar Aktiv Lex Insolvență S.P.R.L. împotriva deciziei civile nr. 1191 din 23 iulie 2019, pronunțată de Curtea de Apel București - Secția a VI-a Civilă, cu mențiunea că au dreptul de a depune un punct de vedere la raport în termen de 10 zile de la comunicare.

La termenul de judecată din data de 13.10.2020, soluție: filtru – s-a admis în principiu cererea de recurs cu următoarele detalii: s-a respins excepția nulității recursului, invocată de intimata-pârâtă Transelectrica S.A. prin întâmpinare. S-a admis în principiu recursul declarat de reclamanta FF Wind Energy Internațional S.R.L., prin administrator judiciar Aktiv Lex Insolvență S.P.R.L., împotriva deciziei civile nr. 1191 din 23 iulie 2019, pronunțată de Curtea de Apel București.

La termenul de judecată din data de 14.09.2021 recursul declarat de FF Wind Energy Internațional SRL a fost respins ca nefondat. **Definitivă**

- **ROMENERGY INDUSTRY**

Dosarul nr. **2088/107/2016** pe rolul Tribunalului Alba, are ca obiect “Faliment - Cerere de înscriere la masa credală”. Transelectrica a depus cerere înscriere la masa credală cu suma de 16.112 mii lei, iar creanța a fost admisă și înscrisă în Tabelul preliminar.

Soluția pe scurt: Stabilesc termen la 14.10.2019, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor. Lichidatorul judiciar va întocmi și depune la dosar: - în fiecare dată de 15 a lunii, pentru luna anterioară, rapoartele lunare de activitate prevăzute de alin. 1 din art. 59 Legea 85/2014; - pentru termenul de verificare, cu 5 zile înaintea termenului, raportul de sinteză la 120 de zile, prevăzut de partea finală a alin. 3 din art. 59 Legea 85/2014.

La termenul din 27.01.2020 se fixează termen de verificare la data de 11.05.2020, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor. Lichidatorul judiciar va întocmi și depune la dosar: - în fiecare dată de 15 a lunii, pentru luna anterioară, rapoartele lunare de activitate prevăzute de alin. 1 din art. 59 Legea 85/2014; - pentru termenul de verificare, cu 5 zile înaintea termenului, raportul de sinteză la 120 de zile, prevăzut de partea finală a alin. 3 din art. 59 Legea 85/2014.

La termenul din data de 22.06.2020 a fost amânată cauza. Soluția pe scurt: s-a aprobat raportul asupra fondurilor obținute din lichidarea averii debitoare și planul de distribuire din 03.06.2020.

La termenul din data de 18.01.2021 a fost amânată cauza. Soluția pe scurt: a fost aprobat Raportul nr. 1334 asupra fondurilor obținute din lichidarea averii debitoare și Planul nr. 1335 de distribuire a fondurilor.

A fost fixat termen la **16.05.2022**, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor.

- **MUNICIPIUL REȘIȚA**

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 următoarelor sume:

- 2.130 mii lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015;
- 2.130 mii lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016;
- 2.130 mii lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018;
- 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.

Pronunțarea se va face prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. 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. Definitivă.

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. Document: Încheiere – Suspendare.

- **ANAF**

La sediul Transelectrica SA a fost desfășurată inspecția fiscală generală, care a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010. Inspecția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției finale cu Transelectrica SA.

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

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

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF consemnează următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.729 mii lei, precum și accesorii, datorate pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă (acestea au fost distruse în incendiul izbucnit în noaptea de 26-27 iunie 2009, la punctul de lucru din clădirea Millenium Business Center din str. Armand Călinescu nr. 2-4, sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

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

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

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

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. 7141/2/2017. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre 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 formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

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 se amână 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 formulate 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 mii lei, TVA în sumă de 5.695 mii lei și accesoriile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.437 mii lei, 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 mii lei, 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 mii lei. 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 mii lei, reprezentând cheltuielile cu produse de natură promoțională li 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 mii lei, aferentă sumei de 344 mii lei, 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 mii aferentă sumei de 231 mii lei, 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 mii lei ca și venit impozabil, cel târziu la data de 30.06.2010, dată 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 mii lei 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 mii lei”(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 mii lei, 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.

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

I. litigii în contradictoriu cu Filiala SMART SA

- **Dosar nr. 48509/3/2017 înregistrat la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă**

Obiectul dosarului: CNTEE Transelectrica SA solicită prin acțiune obligarea SMART SA la:

- restituirea către Transelectrica a sumei de 7.652 mii lei, la care se adaugă TVA, cu titlu de prejudiciu suportat de Companie ca urmare a îmbogățirii fără justă cauză a părâtei, în principal, și ca plată nedatorată, în secundar;
- obligarea părâtei la plata beneficiilor nerealizate aferente sumei platite cu titlu de îmbogățire fără justă cauză, în principal, și ca plată nedatorată, în secundar, calculate de la data efectuării de către subscrisa a plăților nedatorate către părâtă și până la data sesizării instanței de judecată în cuantum de 2.773 mii lei, precum și obligarea părâtei la plata, în continuare, a beneficiilor nerealizate, până la data restituirii efective de către părâtă a sumei reprezentând debit principal.

Stadiu dosar: Soluția pe scurt: În baza art.413 alin.1 pct.1 Cod procedura civila a dispus suspendarea cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului nr. **6577/2/2017** aflat pe rolul CAB – Secția a II-a Contencios Administrativ si Fiscal (**nr. nou la ICCJ 1614/1/2020**). Termen recurs dosar nr. 1614/1/2020: 27.01.2022, s-a formulat cerere de repunere pe rol care are termen de judecata la data de 29.03.2022.

Observații cu privire la circumstanțele inițierii acțiunii:

În perioada 16.01.2017 - 26.05.2017, Compania a fost supusă unui control al Curții de Conturi a României, efectuat de o echipă de auditori publici externi din cadrul Departamentului IV a Curții de Conturi. În urma efectuării acestui control, a fost încheiat Raportul de control înregistrat la Companie sub nr.19211 din data de 26.05.2017, care a fost contestat de către Companie, ulterior fiind emisă de către CCR Decizia nr. 8/27.06.2017

La pag. 116-117 din Raportul de control, pct. 9, Echipa de control a Curții de Conturi reține faptul că, în anul 2014, în baza contractului C57/31.01.2012, Sucursalele de Transport: București, Pitești, Sibiu și Constanța ale CNTEE Transelectrica SA, în baza comenzilor privind lucrări de înlocuire de întreruptoare de 220kv, 110kv și 245 kv, au acceptat la plată facturi (având anexate situații de plată certificate de Sucursalele de Transport și Sucursalele Smart) și situații de lucrări întocmite de Sucursalele Smart, în care, la categoria materiale, au fost incluse întreruptoare achiziționate la prețuri supreevaluate, la care s-au adăugat, cheltuieli indirecte de 30% și profit de 5%, fapt ce a condus la utilizarea ineficientă a fondurilor bănești în sumă estimată de 7.652 mii lei.

- **Dosar nr. 40958/3/2016 – Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

Transelectrica, în calitate de reclamantă solicită obligarea SMART SA la plata sumei în valoare de 2.797 mii lei, incluzând TVA + 1.212 mii lei, reprezentând accesorii.

Stadiu dosar:

Solutia TMB: A fost admisă excepția prescripției dreptului la acțiune, invocată de pârâtă. S-a respins acțiunea ca fiind prescrisă. A fost respinsă cererea reclamantei de obligare a pârâtei la plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată. Cu apel în termen de 30 zile de la comunicare. Document: Hotărâre 2667/2021 29.10.2021.

- **Dosar nr. 24360/3/2020 – Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 14,75 mii euro + TVA, cval. 38 fundatii de beton, 98,28 mii euro + TVA, cval. lucrari suplimentare executie canale, 112 mii lei + TVA, cval. rastele tip Mecano, dobanzi legale.

Stadiu dosar:

Solutia TMB: a fost admisă excepția prescripției extinctive. S-a calificat excepția inadmisibilității ca fiind apărare de fond. A fost respinsă acțiunea ca fiind prescrisă, dreptul material la acțiune. Cu drept de a formula apel, în termen de 30 zile de la comunicare pentru părți. Apelul urmează a fi depus la sediul Tribunalului București, secția a VI-a Civilă. Pronunțat în data de 10 mai 2021 în ședință publică. Document: Hotărâre 1263/2021; SMART a declarat apel.

Solutia CAB pe scurt: A fost admis apelul. S-a anulat sentința apelată și, evocând fondul, a fost admisă excepția prescripției extinctive a dreptului material la acțiune. A fost respinsă acțiunea ca fiind prescrisă. S-a respins cererea apelantei de obligare a intimatului la plata cheltuielilor de judecată. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Recursul se depune la CAB- Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședință publică în data de 11.02.2022. Document: Hotărâre 247/2022;

II. litigii în contradictoriu cu Filiala TELETRANS SA

- **Dosar nr. 20223/3/2017 înregistrat la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă**

Obiectul dosarului:

Teletrans SA solicită obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.635 mii lei, contravaloare garanție bună execuție constituită conform contractului C243/2010, la care se adaugă suma de 293 mii lei, dobânda legală calculată de la data scadenței până la data depunerii acțiunii – 31.05.2017.

Stadiul dosarului:

Soluția Tribunalului București pe scurt: Respinge cererea, astfel cum a fost precizată, ca neîntemeiată. Cu apel în 30 zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București - Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședință publică, în 18.05.2018. Document: Hotărâre 1505/2018 18.05.2018.

Soluția Curții de Apel București pe scurt: Admite apelul. Schimbă sentința atacată în sensul că: Admite în

parte cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.632 mii lei. Respinge capătul de cerere privind obligarea pârâtei la plata dobânzii legale ca nefondat. Obligă pârâtă să plătească reclamantei suma de 50 mii lei cheltuieli de judecată în fond. Obligă intimata pârâtă să plătească apelantei reclamante suma de 25 mii lei cheltuieli de judecată în apel. Cu drept de recurs în 30 de zile de la comunicare. Cererea de recurs se depune la Curtea de Apel București – Secția a VI a Civilă, sub sancțiunea nulității. Pronunțată în ședință publică în 17.12.2019. Document: Hotărâre 2119/2019 17.12.2019

Transelectrica a declarat recurs care a fost respins ca nefondat. De asemenea, recursul Teletrans a fost respins ca nefondat. Definitivă.

Observatii privind cauzele care au condus la litigiu:

În opinia Transelectrica, restituirea GBE se poate face doar dacă sunt îndeplinite, în mod cumulativ, următoarele condiții: prestatorul a îndeplinit obligațiile contractuale și achizitorul nu a emis pretenții asupra GBE, în limita prejudiciului creat.

La data expirării Contractului C243/2010 (30.06.2014), serviciile ce au făcut obiectul contractului au fost îndeplinite în bune condiții, cu excepția a trei proiecte de investiții care mai erau în curs de implementare și care nu sunt finalizate nici în prezent.

Aspectele referitoare la neîndeplinirea obligațiilor contractuale de către Teletrans, au fost constatate și de către Curtea de Conturi a României prin Raportul de control nr. 19211/26.05.2017 (punctul 3.3.1, paginile 51-60, punctul 3.3.2, paginile 60-66 și punctul 3.4, paginile 66-72) și prin Decizia nr. 8/27.06.2017, punctele 7 și 8, menținută prin Încheierea nr. 77/03.08.2017.

Transelectrica a contestat actele de control emise de Curtea de Conturi. Contestatia face obiectul dosarului nr. 6576/2/2017 aflat pe rolul Curtii de Apel Bucuresti.

• **Dosar nr. 16216/3/2017 înregistrat la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă**

Dosarul a primit un numar nou 153/2/2021 la CAB – Sectia de Contencios Adm. si Fiscal

Obiectul dosarului:

Prin cererea de chemare în judecată, Teletrans S.A. solicită instanței

- Să constate îndeplinite în totalitate serviciile ce fac obiectul contractului 03/2007, astfel cum a fost adiționat;
- În subsidiar, să constate că serviciile ce fac obiectul contractului 03/2007, astfel cum acesta a fost adiționat, au fost prestate și acceptate parțial;
- Să oblige Transelectrica la plata sumei de 4.649 lei, la care se adaugă TVA în valoare de 883 mii lei, reprezentând contravaloarea facturilor nr. 115/2017, nr. 123/2017 până la nr. 143/2017;
- Să oblige Transelectrica la plata sumei de 214 mii euro la care se adaugă TVA, la cursul valutar de la data emiterii facturilor, reprezentând contravaloarea serviciilor prestate și acceptate parțial pentru perioada contractuală mai 2014 – noiembrie 2016, "în subsidiar dacă se va admite capătul II de cerere și nu capătul I de cerere";

Stadiu dosar:

Soluția pe scurt: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune referitoare la facturile fiscale aferente lunilor februarie – martie 2014. Respinge cererea aferentă facturilor nr. 115/01.03.2015 și nr. 123/01.03.2017 ca fiind prescrisă. Respinge în rest acțiunea ca neîntemeiată. Cu apel în 30 zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București - Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședință publică azi, 22.04.2019. Document: Hotărâre 1064/2019 22.04.2019.

Dosarul a primit un numar nou 153/2/2021 la CAB – Sectia de Contencios Adm. si Fiscal, în care s-a ivit conflict negativ de competență, iar cauza a fost înaintată la ICCJ pentru stabilirea secției competente. ICCJ a stabilit ca sectia competenta este Sectia a VI-a a CAB.

Termen de judecata : 18.08.2021. Solutia pe scurt: A fost admisă excepția inadmisibilității apelului. S-a respins apelul ca inadmisibil. De la data comunicării prezentei decizii, raportat la dispozițiile art.457 alin.3 Cod procedură civilă, începe să curgă termenul pentru exercitarea căii de atac a recursului. Definitivă. Document: Hotărâre nr. 1214/06.09.2021.

Teletrans a declarat recurs care se afla în procedura de filtru la ICCJ.

Observații cu privire la circumstanțele declanșării litigiului:

În urma controlului efectuat în perioada ianuarie–martie 2017 la Teletrans, Curtea de Conturi a constatat ca Teletrans nu a recuperat și încasat de la Transelectrica suma de bani solicitată prin acțiunea descrisă mai sus.

Contactul C03/2007 condiționează emiterea și acceptarea la plată a facturilor de confirmarea de către reprezentanții Companiei noastre, la nivel de sucursale și executiv, a serviciilor menționate în fiecare proces verbal emis de reclamantă.

Ca urmare a îndeplinirii necorespunzătoare de către Teletrans SA a serviciilor contractate în baza C03/2007, Procesele verbale locale de recepție a serviciilor nu au fost vizate de către majoritatea Sucursalelor de Transport, motiv pentru care Direcțiile derulatoare ale contractului C03/2007 nu au aprobat nici Procesele verbale de recepție centralizatoare lunare.

• ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Eco Energy SRL, Petprod SRL, Total Electric Oltenia SA, Arcelormittal Galați SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Romenergy Industry SRL, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Iași, CET Bacău, CET Brăila, CET Govora, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Elsaco Esco, Arelco Power SRL, Arelco Energy SRL, Inversolar Energy SA, Opcom, Menarom PEC SA Galați și alții).

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

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

➤ Controale filiale

Control Filiale

• TELETRANS SA

Control Curtea de Conturi a României

În perioada 13.01.2020 - 22.05.2020, Curtea de Conturi a României a efectuat o acțiune de control la Filiala Teletrans cu tema *“control privind situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor”*, pentru perioada 2017 – 2019.

Controlul s-a finalizat la filială, iar auditorii CCR au emis Raportul cu nr. 3930/22.05.2020 și Decizia Curții de Conturi cu nr. 7/2020.

În anul 2021, CCR a verificat modul de ducere la îndeplinire a măsurilor dispuse prin Decizia 7/2020.

• SMART SA

Control Curtea de Conturi a României

În perioada 13.01-22.05.2020, auditorii externi de la Curtea de Conturi a României au efectuat un control la filiala SMART cu tema *“control privind situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor, pentru perioada 2018 – 2019”*.

Controlul CCR a fost finalizat și a fost emis Raportul CCR cu nr. 215/09.06.2020 și Decizia Curții de Conturi nr. 8/2020.

Ulterior în urma derulării misiunii de verificare a modului de ducere la îndeplinire a măsurilor dispuse prin Decizia 8/2020 a fost emis în anul 2021 Raportul de follow-up.

Control ANAF-DGAMC

În data de 28.08.2020, a început inspecția fiscală, având ca obiective - verificarea legalității și conformității declarațiilor fiscale și/sau operațiunilor relevante pentru inspecția fiscală, a corectitudinii și exactității îndeplinirii obligațiilor în legătură cu stabilirea bazelor de impozitare și a obligațiilor fiscale principale

privind:

- Taxa de valoare adăugată în perioada 01/01/2015-31/12-2016
- Impozitul pe profit în perioada 01/01/2014-31/12/2016
- Verificarea respectării prevederilor legislației fiscale și contabile

-Verificarea altor aspecte relevante pentru impozitare, dacă prezintă interes pentru aplicarea legislației fiscale contabile.

Controlul ANAF a fost finalizat prin emiterea Raportului și a Dispoziției privind măsurile stabilite de organele de inspecție fiscală în data de 22.11.2021.

Control Curtea de Conturi a României – Follow up

În perioada 02.02-07.02.2022, Curtea de Conturi a României a efectuat un control la filiala SMART pentru verificarea modului de ducere la îndeplinire a măsurilor dispuse prin Decizia 6/2017.

➤ **Garantii**

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, garanțiile Grupului se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Garantii acordate, din care:	346.250	317.705
- scrisori de garantie acordate – productie	86.625	59.426
- scrisori de garantie acordate – investitii	84.625	83.279
- alte garantii acordate	175.000	175.000
Garantii primite, din care:	668.520	498.820
- scrisori de garantie primite – productie	257.095	161.190
- scrisori de garantie primite – investitii	363.100	289.687
- alte garantii primite	48.326	47.943

Garanții acordate

Compania este obligată conform Licenței nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, a serviciului de sistem și administrarea pieței de echilibrare, actualizată prin Decizia președintelui ANRE nr. 758/21.04.2021, să constituie și să mențină o garanție financiară de 1% din cifra de afaceri asociată activităților autorizate prin licență, 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 21.12.2018 un contract de credit cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în sumă de 30.150.240 cu valabilitate în perioada 01.01.2019-31.12.2019.

La data de 20.12.2019, 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 micșorat valoarea plafonului la suma de 26.792 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2020.

La data de 10.12.2020, 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 27.600 mii lei și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2021.

Celelalte garanții acordate sunt reprezentate în principal de scrisori de garanție bancară emise pentru contractele încheiate pe piețele centralizate administrate de OPCOM – Piața Centralizată a Contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), 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 liniei de credit contractată pentru schema de sprijin pentru cogenerare.

Garanții primite

Garanțiile primite sunt reprezentate în principal de scrisorile de garanție bancară de bună plată aferente contractelor încheiate pe piața de energie electrică, de scrisorile de garanție de bună execuție, de scrisorile de garanție de avans aferente contractelor de investiții și alte garanții primite în cadrul contractelor finanțate din tariful de racordare.

➤ Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2021

La 31 decembrie 2021, rezervele din reevaluare sunt în valoare de 801.800 mii lei (la 31 decembrie 2020: 872.379 mii lei).

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.

➤ 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 afla 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 2021 este al doilea 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 acestei perioade 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. Față de formele anterioare ale metodologiei în baza cărora au fost stabilite tarifele în perioada de reglementare precedentă (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019) și în perioada de tranziție de la perioada de reglementare precedentă la perioada de reglementare actuală (1 iulie 2019 – 31 decembrie 2019), metodologia aplicabilă la stabilirea tarifului 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 actuală au fost stabilite inițial în cursul anului 2019.

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 actuală 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 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).

Serviciul	Tarif aplicat în perioada 01 ianuarie - 28 februarie 2021 (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 214/09.12.2020)	Tarif aplicat în perioada 01 martie – 31 decembrie 2021 (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 10/24.25.2021)
	lei/MWh	lei/MWh
Serviciul de transport al energiei electrice	20,55	20,55
Serviciile funcționale de sistem	-	-
Serviciile tehnologice de sistem	11,96	10,82

➤ *Contingente*

La 31 decembrie 2021, datoriile contingente sunt în valoare de 25.163 mii lei. Acestea sunt aferente unor litigii ce au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare în urma creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contracte de investiții.

- *Dosar nr. 20780/3/2020 - reclamant ENERGOMONTAJ SA (7.092 mii lei)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor și obligarea la încheierea unui act adițional la contractul C54/2018.

Obiectul contractului C54/2018 îl reprezintă proiectul de investiții - *Retehnologizarea stației 220/110 kV Craiova Nord*.

După mai multe amânări ale termenelor față de lipsa raportului de expertiză, următorul termen a fost stabilit pentru data de **14.04.2022**.

- *Dosar nr. 25896/3/2020- reclamant Electromontaj București (10.000 mii lei)*

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 - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad /LEA 400 kV Porțile de Fier (Anina) – Reșița*.

Termen de judecată: **12.04.2022** pentru depunerea raportului de expertiză.

- *Dosar nr. 27001/3/2021 – reclamant Romelectro (3.524 mii lei)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C264/2017 - *Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova*.

Amână pronunțarea asupra probei cu expertiză la data de **25.03.2022.**

- Dosar nr. 22368/3/2021 – reclamant Romelectro (2.276 mii lei)

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C260/2017 – *Modernizarea instalațiilor 110 și 400(220) kV în stația Focsani Vest.*

Termen de judecată: **15.04.2022.**

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

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.*

Termen de judecată: **18.03.2022.**

• Control ANAF-DGAMC

Acțiunea de inspecție fiscală a Ministerului Finanțelor Publice – ANAF – DGAMC a început în data de 20.12.2019 și a avut ca obiective „*verificarea legalității și conformității declarațiilor fiscale și/sau operațiunilor relevante pentru inspecția fiscală, a corectitudinii și exactității îndeplinirii obligațiilor în legătură cu stabilirea bazelor de impozitare și a obligațiilor fiscale principale privind Taxa pe valoarea adăugată pentru perioada 01.01.2014-31.12.2016*”.

Controlul a fost suspendat în perioada 25.09.2020 – 31.12.2020, reluat în data de 04.01.2021 și finalizat la data de 16.02.2021, cu Raportul de inspecție fiscală nr. F-MC 18/16.02.2021.

În urma finalizării inspecției fiscale, ANAF – DGAMC a emis Decizia de impunere nr. F-MC 22/16.02.2021 și Dispoziția de măsuri nr. 4/16.02.2021, prin care a stabilit obligații fiscale principale suplimentare (debit principal) reprezentând neadmiterea la deducere a taxei pe valoarea adăugată aferentă perioadei 01.01.2014 – 31.12.2016, în cuantum de 2.140 mii lei.

De asemenea, în data de 15.03.2021, ANAF – DGAMC a emis Decizia nr. 211 referitoare la obligațiile fiscale accesorii reprezentând dobânzi și penalități de întârziere aferente debitului principal, în sumă totală de 1.834 mii lei.

Compania a depus Cerere de anulare a obligațiilor de plată accesorii, în conformitate cu prevederile OUG nr. 69/2020, iar ANAF – DGAMC a emis Decizia de anulare a obligațiilor de plată accesorii nr. 1031/08.04.2021 în cuantum de 1.834 mii lei.

Cu excepția acțiunii de control prezentată mai sus, în prezent, există pe rol litigii cu Curtea de Conturi a României, referitoare la controale desfășurate în anii 2013, 2017 și 2020 prezentate detaliat la capitolul Litigii.

Ținând seama de constatările Curții de Conturi consemnate în Deciziile emise de aceasta în urma controalelor efectuate în situațiile financiare încheiate trimestrial, semestrial și anual, am precizat că poate exista posibilitatea de a rezulta obligații fiscale suplimentare la plată, dar care la data prezentă, nu pot fi determinate cu acuratețe în condițiile prevăzute de Standardul IAS 37 - Provizioane, datorii contingente și active contingente.

28. PĂRȚI AFILIATE

i) **Părți afiliate – principalii indicatori economico-financiari realizați de Filialele Companiei la data de 31.12.2020**

Principalii indicatori economico-financiari realizați de filialele Companiei la data de 31 decembrie 2020 (ultimul exercițiu financiar pentru care au fost aprobate situațiile financiare ale filialelor) se prezintă, astfel:

Denumire indicatori	OPCOM	FORMENERG	ICEMENERG SERVICE
Cifra de afaceri	42.814	1.464	414
Profit/(Pierdere) brut/(ă)	9.723	(2.169)	(564)
Capital social vărsat	31.366	1.948	493
Capital social nevărsat	-	-	-
Rezerve	9.539	1.722	13
Capitaluri proprii - total	37.851	5.935	764

ii) Părți afiliate – tranzacții cu Filiale deținute de Companie

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020, soldurile cu filialele deținute de Companie sunt detaliate, astfel:

Entitatea afiliată	Creanțe comerciale		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
FORMENERG SA	-	-	-	-
OPCOM SA	634.764	63.087	627.502	55.154
TOTAL	634.764	63.087	627.502	55.154

Tranzacțiile desfășurate în 2021 și 2020 cu filialele sale sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
FORMENERG SA	-	-	-	286
OPCOM SA	2.257.962	335.755	1.171.196	359.740
TOTAL	2.257.962	335.755	1.171.196	360.026

În cursul anului 2021, Compania a încasat dividende de la filiala TELETRANS, în cuantum de 22 mii lei.

iii) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

După cum este prezentat în Nota 1 ("Mediul legislativ"), activitățile Companiei sunt reglementate de ANRE. Totodată, cum este prezentat și în Nota 3 (b), în conformitate cu Contractul de concesiune, se plătește o redevență anuală, calculată ca 1/1000 din veniturile din activitatea de transport al energiei electrice, calculată în funcție de cantitatea efectiv transportată (până la data de 11 noiembrie 2020), respectiv 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 (începând cu 12 noiembrie 2020).

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
- SEE RSC

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. Centrul, având statut de Centru Regional de Securitate - RSC, funcționează în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (SO GL - System Operation Guideline), art. 76 și 77.

Afilieră 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). Astfel Transelectrica este unul dintre cei 15 acționari ai TSCNET Services GmbH., deținând o participație de 6,67 % din capitalul social.

Dintre cei 15 acționari, 14 sunt reprezentați de OTS afiliați care au calitatea de membri ai centrului (și

beneficiari ai serviciilor acestuia), iar al 15-lea acționar este chiar TSCNET Services GmbH.

Principalele servicii care se derulează la nivelul centrului TSCNET sunt:

- construirea modelului comun de rețea la nivel european, pentru zona de calcul de capacitate CORE și pentru regiunea de operare CENTRAL;
- calculul coordonat al capacității de schimb transfrontalier pentru regiunea CORE;
- calculul coordonat al siguranței în funcționare prin aplicarea metodologiei CSA - Coordinated Security Assessment;
- evaluarea adecvanței pe termen scurt la nivelul regiunii CORE și al regiunii de operare CENTRAL;
- planificarea operațională coordonată a retragerilor din exploatare la nivelul regiunii CORE și al regiunii de operare CENTRAL;

Pentru derularea acestor servicii au fost dezvoltate în cadrul centrului și sunt în curs de dezvoltare platforme (aplicații) informatice complexe, dintre care cea mai importantă, utilizată în prezent, este platforma AMICA.

În următorii ani, urmează a se desfășura un proces complex de tranziție și de transformare a centrului de la statutul de RSC la cel de Centru Regional de Coordonare (RCC), în conformitate cu obligațiile impuse de către Regulamentul (UE) nr. 943/2019 privind piața internă de energie electrică.

Această transformare implică creșterea considerabilă a numărului de servicii (activități) pe care le va derula centrul (cel puțin 13) și dezvoltarea exponențială a colaborării și coordonării operaționale cu celelalte centre regionale de coordonare din Europa (CORESO, SELENE-CC, NORDIC, BALTIC).

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.

Prin participarea la acționariatul JAO, Transelectrica s-a alăturat mării familii a OTS-urilor din Europa în crearea unor structuri cu guvernare comună, astfel interesele Companiei și ale sistemului energetic românesc fiind reprezentate în mod direct nemijlocit în organizațiile pan-europene.

Structura acționariatului JAO este compusă din 22 de OTS-uri.

În afară de activitatea principală de alocare pe termen lung a capacităților transfrontaliere, la nivelul JAO s-au dezvoltat și alte activități/instrumente derivate din regulamentele europene, cum ar fi: alocările pe termen scurt a capacităților transfrontaliere, alocări umbră – “shadow allocation” – de capacitate pentru piețele cuplate, activități de decontare – “settlement”- pentru piața cuplată, activități de arhivare documente și management de proiect.

Prin lărgirea portofoliului de activități, la nivelul JAO s-a creat un avantaj prin faptul că OTS-urile pot beneficia în comun de instrumentele informatice și cunoștințele JAO, astfel nemaifiind nevoie de o dezvoltare individuală la nivelul fiecărui OTS, de instrumente și resurse pentru activitățile respective, asigurându-se totodată și o reducere a costurilor de dezvoltare și operare a unor astfel de activități/instrumente.

SEE RSC (Centrul de Coordonare a Rețelei de Energie Electrică din Sud-Estul Europei)

În conformitate cu prevederile legislației europene din domeniul energiei electrice (Regulamentele UE 2017/1485, 2015/1222 și deciziile ACER prin care s-au definit la nivel european regiunile de calcul coordonat al capacității de schimb inter-zonal), la nivelul regiunii Europa de Sud-Est s-a înființat centrul regional pentru coordonarea securității operaționale în funcționarea sistemelor electroenergetice.

Prin granița România – Bulgaria, România face parte din regiunea de calcul coordonat al capacităților de transfer transfrontalier South-East Europe („SEE”). Din punct de vedere al serviciilor de coordonare regională a securității operaționale această regiune va fi deservită de entitatea nou înființată, de sine stătătoare, care va exercita rolul de centru regional de coordonare a securității operaționale (denumită în continuare SEE RSC).

Afilierarea Companiei la acționariatul SEE RSC a devenit efectivă începând cu data de 22.05.2020 în conformitate cu prevederile statutare proprii (actul constitutiv, HAGEA nr. 6/2020 și HD nr. 107/2020), cu o subscriere în numerar în valoare de 50.000 euro, fiindu-i alocate 50.000 de acțiuni.

Împreună cu operatorii de transport și de sistem pentru energia electrică (OTS) din Bulgaria, Grecia și Italia, Transelectrica deține o cota-parte de 1/4 din capital și din drepturile de vot, distribuția drepturilor de vot la nivelul entității fiind egală pentru toți acționarii asociați.

Operaționalizarea centrului regional presupune o serie de etape desfășurate pe mai multe paliere, începând cu formarea capacității funcționale din punct de vedere juridic prin înființarea unei entități de sine stătătoare cu personalitate juridică proprie și cu acționariat format din OTS-urile din regiunea deservită (etapă îndeplinită, conform celor prezentate mai sus) și continuând cu formarea capacității funcționale din punct de vedere operațional prin atragerea resurselor umane și crearea și dezvoltarea instrumentarului IT cu care centrul va opera pentru îndeplinirea funcțiilor cu care este însărcinat de legislația europeană specifică (etapă îndeplinită parțial, aflată în desfășurare) și cu stabilirea cadrului formal contractual în baza căruia va avea loc prestarea de servicii și decontarea acestora.

În data de 25 februarie 2022, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat ieșirea Companiei din acționariatul centrului regional pentru coordonarea siguranței în funcționarea sistemelor electroenergetice din regiunea Europa Sud-Est – Selene CC, cu recuperarea integrală a capitalului investit de Companie în această societate până în prezent (50.000 euro).

29. 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, beneficii la terminarea contractului de munca 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 2021	31 decembrie 2020
<u>Angajati cu CIM in functii de conducere</u>		
Beneficii pe termen scurt	25.181	22.444
Alte beneficii pe termen lung	246	208
<u>Membrii Directoratului si Consiliului de Supraveghere</u>		
Componenta fixa	3.975	3.128
Componenta variabila	-	-
Total	29.402	25.780

În cursul anului 2020, Compania a finalizat procesul de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere și a membrilor Directoratului Companiei în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.

Membrii Consiliului de Supraveghere și membrii Directoratului au fost numiți în condițiile OUG nr. 109/2011 și a fost aprobat contractul de mandat al acestora pe o durată de 4 ani.

În Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor din data de 28 septembrie an 2020, prin Hotărârea nr. 10, s-a aprobat contractul de mandat și nivelul remunerației pentru membrii Consiliului de Supraveghere, contract semnat la data de 30 septembrie 2020.

Prin Hotărârea AGOA nr. 4 din 22 iunie 2021, s-a aprobat revocarea membrilor Consiliului de Supraveghere selectați în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 și s-a aprobat numirea altor membri provizorii în Consiliul de Supraveghere. Totodată, a fost aprobată forma contractului de mandat și nivelul remunerației membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere.

30. INTERESE MINORITARE

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Sold la 1 ianuarie	-	19.748
Pondere pierderii în an	-	(767)
Interese minoritare aditionale	-	18.981
Sold la sfarsitul perioadei	-	-

31. INSTRUMENTE FINANCIARE

Managementul riscului financiar

Grupul este expus următoarelor riscuri care decurg din instrumentele financiare: riscul de piață (riscul de rată a dobânzii și riscul valutar), risc de creditare și risc de lichiditate. Managementul global al Grupului se axează asupra impredictibilității pieței financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse ale performanței financiare a Grupului. Riscul de piață este riscul care produce schimbări asupra prețurilor pieței, precum schimbul valutar și rata dobânzii ce vor afecta veniturile Grupului sau valoarea deținerilor de instrumente financiare.

Grupul nu are angajamente formale pentru a combate riscurile financiare. Cu toate acestea, riscurile financiare sunt monitorizate la nivel de management, punându-se accent pe necesitățile Grupului de a compensa eficient oportunitățile și amenințările.

Această notă prezintă informații cu privire la expunerea Grupului față de riscurile menționate mai sus, la obiectivele, politicile și procesele aferente măsurării și administrării riscurilor, cât și despre gestionarea capitalului de către Grup.

Riscul de rata 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 banci finanțatoare externe. Grupul are împrumuturi pe termen lung semnificative cu dobândă variabilă, cu rate de dobândă variabile, care pot expune compania la riscul de numerar.

Riscul de numerar determinat de rata dobânzii este riscul ca dobânda și, prin urmare, cheltuiala cu aceasta, să fluctueze în timp.

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 2021	31 decembrie 2020
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixa		
Datorii financiare	104.327	126.381
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabila		
Datorii financiare	2.707	-

Riscul de numerar determinat de rata dobânzii este riscul ca dobânda și, prin urmare, cheltuiala cu aceasta, să fluctueze în timp.

Riscul valutar

Grupul poate fi expus 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 expus riscului valutar la numerarul și echivalentele de numerar, achizițiile și împrumuturile realizate în altă monedă decât cea funcțională. Monedele care expun Grupul la acest risc sunt, în principal, EUR, dar 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 Grupului la riscul valutar, exprimată în RON, a fost:

31 Decembrie 2021	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	264.656	258.138	6.490	27
Alte active financiare	-	-	-	-
Creante	2.985.893	2.592.514	435.010	-
Expunerea bruta active	3.250.549	2.850.652	441.501	27

CNTEE TRANSELECTRICA SA
 NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
 (Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 Decembrie 2021	Valoare	RON	EUR	USD
Datorii financiare				
Furnizori si alte datorii	3.061.286	2.400.468	702.449	-
Imprumuturi	107.034	2.707	104.327	-
Expunerea bruta datorii	3.168.321	2.403.175	806.776	-
Expunerea neta la data de raportare	82.228	447.477	(365.275)	27

31 decembrie 2020	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar si echivalente de numerar	569.847	524.893	44.954	-
Alte active financiare	-	-	-	-
Creante	854.250	745.951	108.299	-
Expunerea bruta	1.424.097	1.270.844	153.253	-
Datorii financiare				
Furnizori si alte datorii	942.937	734.304	208.633	-
Imprumuturi	135.245	8.864	126.381	-
Expunerea bruta	1.078.182	743.164	335.014	-
Expunerea neta la data de raportare	345.915	527.720	(181.761)	-

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 2021	31 decembrie 2020	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
RON/ EURO	4,9204	4,8371	4,9481	4,8694
RON/ USD	4,1604	4,2440	4,3707	3,9660

Analiza de senzitivitate a riscului valutar

O apreciere cu 10% a leului romanesc fata de urmatoarele monede straine la 31 decembrie 2021 si 31 decembrie 2020 ar fi crescut profitul brut cu sumele indicate mai jos. Aceasta analiza presupune ca toate celelalte variabile raman constante.

	Profit 31 decembrie 2021	Profit 31 decembrie 2020
EUR	36.528	18.176
USD	3	-
Total	36.530	18.176

O depreciere cu 10% a leului romanesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 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 2021	Pierdere 31 decembrie 2020
EUR	(36.528)	(18.176)
USD	(3)	-
Total	(36.530)	(18.176)

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 maxima la riscul de incasare la data raportarii a fost:

	Valoarea neta	Valoarea neta
	31 decembrie 2021	31 Decembrie 2020
Active financiare		
Creante comerciale nete	2.035.239	717.494
Numerar si echivalente de numerar	264.656	569.847
Alte creante nete si avansuri catre fz	828.116	103.629
TVA de recuperat	122.538	34.349
Alte active financiare	-	-
Total	3.250.548	1.425.319

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

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea	Ajustare
	31 decembrie	deprecieri	bruta 31	deprecieri 31
	2021	31 decembrie	decembrie	decembrie
	2021	2021	2020	2020
Neajunse la scadenta	1.917.696	43	633.610	367
Scadenta depasita intre 1 – 30 zile	22.662	-	351	10
Scadenta depasita 31 – 90 zile	(322)	-	881	-
Scadenta depasita 90 – 180 zile	13.124	12.541	34	3
Scadenta depasita intre 180 – 270 zile	103	23	161	17
Scadenta depasita intre 270 – 365 zile	643	85	95	9
Mai mult de un an	231.891	137.867	221.333	138.564
Total	2.185.798	150.558	856.465	138.971

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

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea	Ajustare
	31 decembrie	deprecieri 31	bruta 31	deprecieri 31
	2021	decembrie	decembrie	decembrie
	2021	2021	2020	2020
Neajunse la scadenta	917.479	8.469	96.945	28
Scadenta depasita intre 1 – 30 zile	208	-	4.076	275
Scadenta depasita intre 31 – 90 zile	11.542	2.108	6.156	24
Scadenta depasita intre 90 – 180 zile	1.777	484	1.383	249
Scadenta depasita intre 180 – 270 zile	1.205	482	4.924	3.136
Scadenta depasita intre 270 – 365 zile	3.864	970	715	641
Mai mult de un an	85.566	58.474	83.798	55.666
Total	1.021.641	70.987	197.997	60.019

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 asemenea, Compania efectuează și o analiză individuală a creanțelor comerciale și a altor creanțe neîncasate.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2021, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru CET Govora (24.911 mii lei), Eco Energy SRL (24.736 mii lei), Petprod SRL (23.540 mii lei), Arelco Power (14.788 mii lei), Total Electric Oltenia SA (14.186 mii lei), Romenergy Industry (13.513 mii lei), Romelectro SA (12.956 mii lei), GETICA 95 (12.541 mii lei), Elsaco Energy (9.276 mii lei), RAAN (8.517 mii lei).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală, solicitare clarificări de la ANAF (pentru TVA de încasat de la Opcom) etc.

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

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Sold la 1 ianuarie	138.494	139.282
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	16.673	713
Reluare ajustări pentru depreciere	4.609	1.501
Sold la sfârșitul perioadei	150.558	138.494

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

	31 decembrie 2021	30 decembrie 2020
Sold la 1 ianuarie	60.019	55.610
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	15.335	3.538
Reluare ajustări pentru depreciere	4.367	740
Sold la sfârșitul perioadei	70.987	60.019

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este riscul potrivit căruia Grupul poate 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 2021	31 decembrie 2020
Active		
Active monetare în RON	2.850.652	1.248.687
Active monetare în monedă straină	441.527	153.253
	3.292.180	1.401.940
Datorii		
Datorii monetare în RON	(2.403.175)	(514.383)
Datorii monetare în monedă straină	(806.776)	181.761
	(3.209.952)	(332.622)
Pozitia monetara neta in RON	447.477	734.304
Pozitia monetara neta in moneda straina	(365.249)	335.015

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

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2021	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1-2ani	2-5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.040.759	3.082.400	2.993.292	82.893	6.205	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	20.527	20.527	20.527	-	-	-
Împrumuturi	107.034	107.034	27.579	47.719	30.309	1.427
Total	3.168.321	3.209.962	3.041.399	130.611	36.514	1.427

31 decembrie 2020	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1-2ani	2-5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	(916.810)	(916.810)	(821.775)	(64.503)	(30.532)	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	(25.052)	(25.052)	(25.052)	-	-	-
Împrumuturi	(127.828)	(127.828)	(26.157)	(23.480)	(70.440)	(7.752)
Total	(1.069.690)	(1.069.690)	(872.984)	(87.983)	(100.972)	(7.752)

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 2021 și 31 decembrie 2020, 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 2021	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.035.239	2.035.239
Numerar și echivalente de numerar	264.656	264.656
Alte creanțe nete și avansuri către fz	828.116	828.116
TVA de recuperat	122.538	122.538
Alte active financiare	-	-
Total	3.250.548	3.250.548
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	79.455	79.455
Obligațiuni	-	-
Total	79.455	79.455
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.040.759	3.040.759
Împrumuturi	27.579	27.579
Obligațiuni	-	-
Sume datorate angajaților și alte datorii	34.212	34.212
Total	3.102.550	3.102.550

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2021
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2020	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	855.472	855.472
Numerar și echivalente de numerar	569.847	569.847
Alte creanțe nete	13.291	13.291
TVA de recuperat	34.349	34.349
Alte active financiare	-	-
Total	1.472.959	1.472.959
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	165.777	165.777
Obligațiuni	-	-
Total	165.777	165.777
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	886.268	886.268
Împrumuturi	33.574	33.574
Obligațiuni	-	-
Sume datorate angajaților și alte datorii	25.052	25.052
Total	944.894	944.894

Categorii de instrumente financiare

	31 decembrie 2021	30 decembrie 2020
Active financiare		
Disponibilități bănești	264.656	569.847
Creanțe	2.985.893	855.473
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.168.321	(1.069.318)

Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2021, media de vârstă a personalului Companiei este ridicată. Există posibilitatea ca în viitor, Compania să se confrunte cu o lipsă de personal datorată plecărilor angajaților din cauze naturale.

Un alt risc legat de personal îl reprezintă posibilitatea plecării angajaților de calificare înaltă către companiile private, care ar putea oferi pachete salariale și compensații peste nivelul actual oferit de către Companie.

Managementul riscului de capital

Politica Grupul 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 2021	31 decembrie 2020
Împrumuturi pe termen lung și termen scurt	107.034	126.381
Disponibilități bănești	(264.656)	554.004
Alte active financiare	-	-
	(157.621)	(427.622)
Total capitaluri proprii	3.384.861	3.425.012
Gradul de îndatorare	-	-

32. ONORARI 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 2021, se prezintă, după cum urmează:

- **PKF Finconta SRL** – Contract nr. 467/23.12.2021 – "Servicii de audit financiar pentru perioada 2021-2023" 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;
- 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;
- servicii de audit cu privire la îndeplinirea condițiilor financiare specificate în Prospectul/Programul de emisiune de obligațiuni pentru exercițiile financiare;
- 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);
- Servicii de auditare a indicatorilor 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;
- servicii având ca obiect analiza tranzacțiilor raportate de către Companie în temeiul art. 92³ din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață și întocmirea și predarea către Companie a rapoartelor la care se referă art. 92³, alin.(5) și (6) din Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață;
- Rapoarte suplimentare conform cerințelor art. 94 alin. (1) lit b. din Legea 24/2017, privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, întocmite în conformitate cu standardele de audit financiar și cu cadrul de raportare definit prin standardele internaționale de contabilitate și prin reglementările A.S.F. referitoare la operațiunile reclamate de acționarii reprezentând cel puțin 5% din totalul drepturilor de vot. Raportul suplimentar întocmit de auditorul financiar conține toate informațiile referitoare la operațiunile reclamate de acționari și este întocmit conform Regulamentului 5/2018 emis de ASF privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață.

Onorariul perceput pentru auditarea situațiilor financiare separate aferente exercițiului financiar al anului 2021 este în valoare de 314 mii lei, la care se adaugă TVA.

- **PKF Finconta SRL** – Contract nr. 46/23.02.2021 – "Servicii de întocmire a Dosarului prețurilor de transfer practicate de CNTEE Transelectrica SA în cadrul tranzacțiilor efectuate între aceasta și persoanele afiliate în anul 2020", în valoare de 13 mii lei, la care se adaugă TVA, servicii achitate în anul 2021.

33. OBIECTIVE DE MEDIU

CNTEE Transelectrica SA are implementat un sistem de management integrat calitate, mediu, sănătate și securitate muncă, prin care gestionează eficient aspectele de mediu aferente activității de transport al energiei electrice, precum și de mentenanță și modernizare a RET, pentru prevenirea poluării și creșterea performanței de mediu.

Preocuparea Companiei privind protecția mediului se reflectă și în Declarația de politică a sistemului de management integrat în domeniile calității, mediului, sănătății și securității în muncă.

Strategia de dezvoltare are ca obiectiv fundamental îndeplinirea necesităților și așteptărilor clienților săi și ale altor părți interesate, într-un Sistem de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în

muncă, implementat, certificat, menținut și îmbunătățit continuu în conformitate cu cerințele standardelor SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2018.

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,
 - ✓ o monitorizarea factorilor de mediu, prevenirea și combaterea poluării prin utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile și evitarea alterării habitatelor naturale în special al ariilor naturale protejate,
 - ✓ o decontaminarea, reabilitarea sau reconstrucția ecologică a suprafețelor de teren și a suprafețelor de apă afectate de activitățile Companiei.

Referitor la schimbările climatice, în lista obiectivelor aprobate la nivel de Companie există două obiective specifice:

- 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 emisi în atmosferă (emisii la centrale termice și auto) .

La nivelul CNTEE Transelectrica SA se elaborează anual, Raportul privind Analiza Sistemului de Management Integrat și se aprobă un program de măsuri pentru îmbunătățirea continuă a SMI (inclusiv a SMM).

34. EVENIMENTE ULTERIOARE

- **Teste de integrare comune și noua dată de lansare a proiectului Core Flow-Based Market Coupling**

Părțile proiectului implicate în proiectul Core Flow-Based Market Coupling au comunicat faptul că prima fază a testării regionale comune (Full Integration Testing –FIT) s-a încheiat cu succes în data de 13 ianuarie 2022.

Testarea FIT axată pe funcționalitatea tuturor sistemelor implicate în procesul FB MC și între acestea, a dovedit că soluția este capabilă să efectueze procesul FB MC.

Următoarea fază a testării (Simulation Integration Testing –SIT) a început în data de 17 ianuarie 2022 și este de așteptat să se desfășoare până la sfârșitul lunii februarie 2022.

Testarea SIT se concentrează pe testarea procedurilor operaționale comune pentru a dovedi că soluția este capabilă să faciliteze procesul operațional zilnic.

După testele efectuate în cursul lunii ianuarie și alinierea cu părțile exeme (SDAC), părțile proiectului pot să confirme acum că noua dată de lansare va fi 20 aprilie 2022 (zi de tranzacționare pentru livrare pe 21 aprilie 2022).

- **Inițiere procedură insolvență Romelectro**

În februarie 2022, Romelectro, unul din partenerii importanți ai Societății în ceea ce privește lucrările de investiții, a intrat în insolvență, la cererea acestuia. La data semnării acestor situații financiare, conducerea Societății analizează situația și impactul pe care îl are acest aspect, atât din punct de vedere juridic, cât și economic, astfel încât să identifice soluțiile optime pentru continuarea investițiilor și finalizarea acestora conform planului de investiții. De asemenea, se analizează riscurile în ceea ce privește asigurarea resurselor financiare necesare investițiilor, având în vedere faptul că anumite investiții sunt finanțate din diverse surse (de ex. fonduri nerambursabile, surse proprii, etc.). La 31 decembrie 2021, valoarea investițiilor în curs în relația cu Romelectro este în sumă de 457.713 mii lei.

- **Convocarea adunării generale ordinare și extraordinare a acționarilor**

Directoratul Companiei a convocat în data de 25 februarie 2022 Adunarea generală ordinară și extraordinară a acționarilor având ca principale puncte pe ordinea de zi:

- Stabilirea Programului de investiții pentru exercițiul financiar 2022 și a estimărilor pentru anii 2023 și 2024
- Aprobarea Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2022 precum și a estimărilor pentru anii 2023 și 2024
- Aprobarea ieșirii Companiei din acționariatul centrului regional pentru coordonarea siguranței în funcționarea sistemelor electroenergetice din regiunea Europa Sud-Est – Seline CC.

- **CNTEE Transelectrica SA a recepționat lucrările de modernizare a Stației Electrice de Transformare Roman Nord**

În data de 2 februarie 2022 Compania a emis un comunicat de presă referitor la finalizarea Stației Roman Nord, o investiție de 17 mii de lei, realizată din fonduri proprii, care completează proiectul major de rețehnologizare a Axului 400 kV Moldova, alături de stațiile Bacău Sud, Gutinaș și Suceava, rețehnologizate în etape anterioare.

Prin procesul de modernizare a Stației Roman Nord, demarat în anul 2018, au fost implementate standarde tehnologice avansate care facilitează operarea automatizată de la distanță în condiții de siguranță.

- **Decizie ANRE**

În data de 21 februarie 2022 Transelectrica informează acționarii și persoanele interesate că ANRE prin Direcția Generală Licențe, Tarife, Monitorizare Investiții a comunicat Companiei în data de 18.02.2022 Decizia ANRE 167/16.02.2022 privind punerea în aplicare a Sentinței civile nr. 3982/08.10.2018 a Curții de Apel București rămasă definitivă prin Decizia Înaltei Curți de Casație și Justiție nr. 2688/2021.

Documentul ANRE cu numărul 29104/17.02.2022 stabilește următoarele:

Prețul reglementat de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem furnizate de Hidroelectrica pentru Transelectrica, recalculat pentru perioadele:

- 01.07.2015 – 30.06.2016 în valoare de 676,67 lei/oră-grup și
- 01.07.2016 – 30.06.2017 în valoare de 713,42 lei/oră-grup.

Diferența de preț rezultată dintre prețurile aprobate de ANRE prin Deciziile 1377/25.06.2015 și 1035/22.06.2016 raportat la Decizia 167/16.02.2022 este în cuantum de 21.341 mii lei.

Transelectrica va plăti către Hidroelectrica suma totală menționată anterior, până la 31.12.2022.

Compania va recupera integral suma totală menționată în cuantum de 21.341 mii lei, prin tariful reglementat de servicii de sistem, în următoarea perioadă tarifară.

- **Acordul pentru de servicii de consultanță BEI**

Compania informează în data de 23 februarie 2022 acționarii și persoanele interesate asupra semnării, cu Banca Europeană de Investiții (BEI), a unui acord de servicii de asistență, cu titlu gratuit.

Acordul semnat va reprezenta un pas important în decongestionarea proceselor și accelerarea investițiilor pe care Transelectrica le are prevăzute în Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pe 10 ani.

- **Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 25 februarie 2022**

În data de 25 februarie 2022 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.1 prin care:

- s-a stabilit Programul de investiții pe exercițiul financiar 2022 și estimările pentru anii 2023 și 2024
- s-a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2022, precum și estimările pentru anii 2023 și 2024.

- **Hotărârea nr. 2 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor Companiei din 25 februarie 2022**

În data de 25 februarie 2022 Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.2 prin care:

se aproba ieșirea Companiei din acționariatul centrului regional pentru coordonarea siguranței în funcționarea sistemelor electroenergetice din regiunea Europa Sud-Est – Selene CC, cu recuperarea integrală a capitalului investit de Companie în această societate până în prezent (50 mii euro).

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 17 martie 2022:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Marius-Viorel
STANCIU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
 Director Unitatea Economică și Financiar
 Administrativă

Cristiana Zirnovan
 Manager Departament Bugetare și Raportare
 Managerială