

We lead the power
CNTEE TRANSELECTRICA SA

**Raport Anual al
Administratorilor 2024**



RAPORT ANUAL

CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 și elaborat în conformitate cu Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață și Anexa 15 din Regulamentul nr. 5/2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF), pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024

Data raportului:	30 aprilie 2025
Denumirea emitentului:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
Sediul social:	București, Str. Olteni nr. 2 - 4, sector 3, cod poștal 030786
Număr de telefon/ fax:	021 303 5611/ 021 303 5610
Cod unic la ORC:	13328043
Număr de ordine în RC:	J2000008060404
Cod LEI (Legal Entity Identifier)	254900OLXOUQC90M036
Data înființării Companiei	31.07.2000/ OUG 627
Capital social:	733.031.420 lei, subscris și vărsat
Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București Simbol: TEL ISIN: ROTSELACNOR9 Tip: Actiuni Segment: Principal Categorie: Premium Stare: Tranzactionabila
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune, acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL
Valoarea de piață totală:	2.763.528.453 lei (37,70 lei/acțiune la 31.12.2024)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare separate întocmite la data de 31.12.2024 sunt auditate

Cuprins

Mesajul Consiliului de Supraveghere	2
Consiliul de Supraveghere	4
Declarația Consiliului de Supraveghere	9
Mesajul Directorului General Executiv	10
Directoratul	12
Modificări în cadrul Directoratului Transelectrica	14
Cifre cheie	17
Evenimente importante	18
Raport Management.....	19
1. Modelul de afacere	20
1.1. Poziționare în piața energiei electrice	20
1.2. Portofoliul de activități și modelul de tarifyare	22
2. Structura Grupului	24
3. Transelectrica pe piața de capital	28
3.1. Structura acționariatului.....	28
3.2. Evoluție preț acțiune	28
3.3. Dividende	30
3.4. Rating	30
3.5. Relația cu investitorii și părțile interesate	31
4. Managementul riscului	33
4.1. Politica privind managementul riscului	33
4.2. Obiectivele Transelectrica privind managementul riscului	34
4.3. Principalele riscuri identificate	34
5. Resurse umane	42
5.1. Instruire profesională	44
5.2. Reprezentare sindicală.....	45
5.3. Responsabilitatea față de angajați	45
6. Activitatea de cercetare și inovare	47
7. Perspective și provocări	54
Raport Operațional	56
8. Date operaționale.....	57
8.1. Configurarea rețelei	57
8.2. Date operaționale selectate	59
9. Dezvoltarea RET	67
9.1. Programul anual de investiții	72
9.2. Activitatea privind achizițiile sectoriale	79
9.3. Fonduri europene	80
9.4. Calitatea serviciilor de transport și de sistem furnizate	84
9.5. Mentenanță	86

10.	Proiecte europene, platforme, afilieri	89
10.1.	Proiecte europene	89
10.2.	Platforme	97
10.3.	Afilieri	99
	Raport Financiar	103
11.	Rezultate financiare separate 2024	104
11.1.	Contul separat de profit și pierdere	105
11.2.	Bilanț – poziția financiară	113
12.	Tarife reglementate pentru transportul energiei electrice	120
13.	Litigii	132
	Raport	101
	Guvernanță corporativă și responsabilitate socială	101
14.	Guvernanță corporativă	139
15.	Responsabilitate Socială Corporativă	156
	Anexa 1 - Acte constitutive modificate în anul 2024	165
	Anexa 2 - Actele de numire/revocare emise în anul 2024	165
	Anexa 3 - Contracte importante încheiate de societate în anul 2024	166
	Anexa 4 - Lista filialelor Transelectrica	169
	Anexa 5 - Tranzacții semnificative	169
	Anexa 6 - Litigii	170
	Anexa 7 - Glosar de termeni	191

Figura 1: Structura organizatorică	4
Figura 2: Lanțul valoric al energiei electrice	20
Figura 3: Rețeaua Electrică de Transport	21
Figura 4: Portofoliul de activități	22
Figura 5: Evoluția structurii acționariatului 2024-2023	28
Figura 6: Evoluție preț acțiune TEL 2024	29
Figura 7: TEL vs indici BVB 2024	29
Figura 8: ROBOR 1M, 3M, 6M Ianuarie-Decembrie 2024	35
Figura 9: Evoluție curs valutar 2024	35
Figura 10: Structura datoriei în funcție de garanții la 31.12.2024	36
Figura 11: Structura personalului în funcție de sex 2024	42
Figura 12: Număr angajați în funcție de grupele de vechime 2024	42
Figura 13: Structura personalului în funcție de vârstă 2024	43
Figura 14: Distribuție participări la cursuri, pe domenii	44
Figura 15: Harta capacității de racordare la RET	57
Figura 16: Balanța Energetică (TWh)	59
Figura 17: Mixul producției 2024 – 2022 (TWh)	60
Figura 18: Putere instalată 2024 (18.610 MWh val. brută)	61
Figura 19: Consum mediu net lunar (MWh/h)	61
Figura 20: Consum maxim orar net (MWh/h)	61
Figura 21: Fluxuri fizice transfrontaliere (GWh)	62
Figura 22: Fluxuri comerciale cross-border (GWh)	62
Figura 23: Grad de utilizare a capacității total alocate (%)	63
Figura 24: Evoluția CPT raportat la energia intrată în RET	63
Figura 25: Evoluția lunară a CPT în anul 2024	66
Figura 26: Necesități dezvoltare RET 2024-2033	70
Figura 27: Configurația celor 11 RCC propuse de ENTSO-E	90
Figura 28: Rezultatul net (mil. lei)	104
Figura 29: Venituri și Cheltuieli din activități cu profit permis (mil. lei)	107
Figura 30: Mixul de procurare în funcție de cantitățile cumpărate de pe piețe (GWh)	108
Figura 31: Preț mediu total (net) CPT pe piețe (lei/MWh)	109
Figura 32: Rezultate din activități zero-profit (mil. lei)	112
Figura 33: Rezultate financiare (mil.lei)	112
Figura 34: Valoarea mijloacelor fixe intrate în contabilitate (fără TVA, mil. lei)	113
Figura 35: Structura Consiliului de Supraveghere la 31 decembrie 2024	140
Figura 36: Politica CSR – dialog cu părți interesate	156

Tabel 1: Acțiuni Free Float	28
Tabel 2: Informații bursiere 2024 -2022	29
Tabel 3: Rating Transelectrica	31
Tabel 4: Structura datoriei pe termen lung *	37
Tabel 5: Numărul angajaților	42
Tabel 6: Număr personal după studii	42
Tabel 7: Structura personalului pe categorii	43
Tabel 8: Structura salariaților pe vechime în muncă	43
Tabel 9: Structura salariaților pe vechime în cadrul Companiei	43
Tabel 10: Structura salariaților pe categorii de vârstă	43
Tabel 11: Volumul capacităților energetice	58
Tabel 12: Balanța energetică	59
Tabel 13: Mixul producției de energie electrică netă	60
Tabel 14: Putere instalată (valori brute)	61
Tabel 15: Consum maxim	61
Tabel 16: Interconexiuni transfrontaliere (utilizare capacitate totală alocată %)	62
Tabel 17: Evoluție CPT	63
Tabel 18: Valoarea investițiilor realizate în 2024-2022	72
Tabel 19: Principalele Proiecte majore cu PIF (final și de etapă) realizate în anul 2024	75
Tabel 20 Structura Cheltuielilor de investiții pe anul 2025	79
Tabel 21 Proiecte finanțate din fonduri europene	80
Tabel 22: Indicatori pentru activitatea de gestionare/ exploatare RET	84
Tabel 23: Indicatori de continuitate a serviciului de transport	85
Tabel 24: Tipuri de mentenanță a RET (mil lei)	87
Tabel 25: Proiecte de cercetare-inovare finanțate din programul HORIZON	93
Tabel 26: Venituri din activitățile cu profit permis	106
Tabel 27: Costuri din activitățile cu profit permis	107
Tabel 28: Sinteza veniturilor din activități zero-profit	109
Tabel 29: Sinteza cheltuielilor din activități zero-profit	110
Tabel 30: Evoluția cursului de schimb valutar la 31 decembrie	112
Tabel 31: Fluxul de numerar	118
Tabel 32: Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF	119
Tabel 33: Indicatori de performanță - Plan de administrare, conform HAGO nr.1/15.01.2025	119
Tabel 34: Tarif transport	121
Tabel 35: Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TG)	129
Tabel 36: Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	129
Tabel 37: Valorile planurilor de investiții anuale, perioada a V-a de reglementare, defalcate pe surse de finanțare	129
Tabel 38: Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem	131
Tabel 39: Suprafața ocupată de linii și stații electrice	161
Tabel 40: Gestionarea deșeurilor	162

**RAPORTUL
STRUCTURILOR
DE CONDUCERE**

2024

Mesajul Consiliului de Supraveghere

Stimați acționari,

Stimați investitori,

De 25 de ani, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA reprezintă pilonul fundamental al siguranței și stabilității Sistemului Electroenergetic Național, acționând cu profesionalism și eficiență în fața tuturor provocărilor unui sector aflat într-o continuă transformare. Acest parcurs este susținut de expertiza bine definită și devotamentul unei mari echipe de specialiști, precum și de investiții strategice semnificative, derulate cu scopul de a asigura securitatea energetică a României și de a asigura o infrastructură energetică de transport modernă și adaptată cerințelor viitorului.

În contextul evoluțiilor recente din sectorul energetic și al tranziției accelerate către un sistem sustenabil, Transelectrica își reafirmă angajamentul ferm pentru modernizarea și dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport a României. Instrumentul esențial al acestei viziuni al Companiei noastre îl reprezintă Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2024-2033, cu o valoare totală de 9,4 miliarde de lei. Acest Plan include proiecte majore pentru integrarea surselor regenerabile, extinderea capacităților de interconectare și rețehnologizarea și modernizarea instalațiilor electrice, contribuind astfel la consolidarea securității energetice și la atingerea obiectivelor europene de sustenabilitate.

Prin aceste investiții, Compania noastră se aliniază actualelor direcții și politici energetice stabilite de Uniunea Europeană și își consolidează rolul în rețeaua europeană de operatori de transport și de sistem – ENSTO-E, fiind o parte activă și implicată care sprijină procesul unei tranziții cât mai echilibrate către un sistem energetic verde și eficient.

În calitate de operator de transport și de sistem, Transelectrica își asumă o responsabilitate majoră atât la nivel național, cât și în cadrul pieței europene de energie. Strategia noastră vizează o adaptare rapidă și eficientă la dinamica economică și tehnologică, pentru a identifica cele mai potrivite soluții de modernizare a infrastructurii energetice a României, astfel încât să le transpunem în investiții destinate digitalizării.

Totodată, într-un context într-o perioadă marcată de schimbări continue și de noi cadre legislative, adoptăm o abordare echilibrată și proactivă pentru a asigura continuitatea activității operaționale a Companiei în condiții optime de siguranță.

În desfășurarea unui flux intern de lucru eficient și bine structurat, unul dintre obiectivele curente a activității noastre este de a dezvolta criterii clare de performanță și optimizare. În acest demers, standardele de guvernanta corporativă sunt esențiale, servind drept reper fundamental și mecanism de evaluare pentru cele mai importante procese decizionale și operaționale. Astfel, urmărim implementarea unor măsuri adecvate pentru buna funcționare a activității interne, care să asigure dezvoltare sustenabilă, eficiență operațională și transparență instituțională. De asemenea, avem în vedere consolidarea unui cadru de lucru stabili și predictibil atât pentru angajații Transelectrica, cât și pentru publicul acționar și investitor.

Consiliul de supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA își continuă angajamentul de a susține o administrare responsabilă la nivelul Companiei, bazată pe principii solide de guvernanta corporativă. În planul nostru de administrare, prin obiectivele stabilite, urmărim asigurarea unei direcții strategice coerente, astfel încât Transelectrica să își mențină poziția de actor-cheie în sectorul energetic național și regional.

În anul 2024, am intensificat eforturile pentru a optimiza și consolida mecanismele de comunicare cu acționarii Transelectrica, având în vedere dinamica accelerată și complexitatea mediului de afaceri. Printr-o abordare transparentă și un dialog constant, scopul nostru a fost de a dezvolta relații de colaborare durabile, bazate pe încredere și predictibilitate, asigurând astfel un cadru bine fundamentat și predictibil pentru a facilita aspectele decizionale.

Privind spre viitor, rămânem angajați în menținerea direcției strategice a Companiei, asigurând o dezvoltare sustenabilă și adaptabilă la dinamica sectorului energetic. Într-un mediu de afaceri în continuă schimbare, urmărim identificarea celor mai bune oportunități de creștere și consolidare a unei culturi organizaționale bazate pe eficiență, profesionalism, transparență și excelență. Astfel, Transelectrica va continua să fie un lider de referință al sectorului energetic național și regional, capabil să răspundă provocărilor viitorului și să contribuie la stabilitatea și securitatea energetică a României.

Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA

Consiliul de Supraveghere

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA ("CNTEE Transelectrica SA", "Transelectrica" sau "Compania") este o societate pe acțiuni, care este organizată și funcționează în conformitate cu legile din România, fiind administrată

Figura 1: Structura organizatorică

în sistem dualist, în temeiul hotărârii Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, de către un Directorat (format din 5 membri) aflat sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere (format din 7 membri).



La data întocmirii prezentului Raport, componența Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului până la data de 29.02.2028, conform AGOA nr.1/28 februarie 2024, este următoarea:

Cătălin-Andrei DASCĂL - Președinte al Consiliului de Supraveghere

Începând cu data de 22 aprilie 2022, domnul Cătălin Andrei Dascăl a fost numit membru provizoriu în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Cătălin Andrei Dascăl s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei

Domnul Dascăl s-a alăturat echipei de conducere neexecutive a Transelectrica, având o vastă experiență în domeniul juridic.

Cariera domnului Cătălin Andrei Dascăl include funcții manageriale și executive exercitate în dobândirea unei expertize juridice complexe, atât în administrația publică, cât și în mediul privat.

Astfel, printre funcțiile ocupate, dumnealui a fost consilier juridic la IPCMG – REFAL SPRL, executor și

expert jurist la Autoritatea pentru Administrarea Activelor Statului.

Din 2006 până în prezent, domnul Dascăl este avocat și practician în insolvență – Membrul Insol Europe, fondator și avocat partener la „Dascăl Ciotea și Asociații SPARL”, fondator și asociat coordonator la „Dascăl Insolvency SPRL”.

De asemenea, din 2016 până în prezent, este Președinte al Uniunii Naționale a Practicienilor în Insolvență din România (UNPIR) – Filiala București, iar din 2021 este membru în Consiliul Național de Conducere al UNPIR și coordonator de grupuri de lucru în cadrul acestei structuri.

Domnul Cătălin Andrei Dascăl a absolvit Facultatea de Drept a Universității Nicolae Titulescu, București și este licențiat în studii juridice în cadrul Facultății de Drept a Universității din București. Totodată, a urmat studiile postuniversitare în Drept Comunitar European (Facultatea de Drept, Universitatea din București) și Drept Comercial (Academia de Studii Economice, București).

Teodor ATANASIU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu data de 22 august 2022 domnul Teodor Atanasiu a fost numit membru provizoriu în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Teodor Atanasiu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

În perioada 2017-2022, domnul Teodor ATANASIU a fost membru în Consiliul de Reglementare al Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei.

Domnul Teodor ATANASIU a urmat cursurile Institutului Politehnic Cluj Napoca, fiind licențiat al Facultății de Mecanică.

De asemenea, domnul ATANASIU deține o diplomă de absolvire a cursurilor Open University Business School în Management financiar, Management competitivitate, Managementul relațiilor cu clienții.

Costin-Mihai PĂUN - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu data de 22 aprilie 2022, domnul Costin Mihai Păun a fost numit membru în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, preluând această poziție cu o experiență de peste 30 de ani în industria energetică europeană și națională.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Costin Mihai Păun s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

De-a lungul carierei sale a ocupat mai multe poziții manageriale și executive, desfășurându-și activitatea atât în mediul național, cât și internațional, în domeniul transportului, distribuției și producerii de energie electrică.

Domnul Păun s-a alăturat echipei de conducere neexecutivă a Transelectrica cu o remarcabilă carieră dobândită prin funcțiile exercitate în domeniul energetic.

Astfel, domnul PĂUN deține experiență semnificativă în activitatea de coordonare cu Operatorii europeni de Transport și de Sistem (ENTSO-E și MED-TSO), cu Operatorii de Distribuție a energiei electrice, cu Autoritățile de Reglementare Naționale, cu Agenția pentru Cooperare a Reglementatorilor în Energie (ACER), cu Instituțiile Europene (Comisia Europeană, DG ENER, DG Conect, etc.) și cu Instituțiile

Financiare Internaționale (Banca Europeană de Investiții, KfW, etc.).

Domnul PĂUN a conceput, condus și implementat proiecte europene și internaționale finanțate de Comisia Europeană și Instituțiile Financiare Internaționale, a realizat consorții europene, studii și planuri de dezvoltare a rețelelor electrice, a contribuit la soluții noi în inițiative de inovare și cercetare științifică, fiind responsabil pentru operarea sistemelor, reglementări, implementarea proiectelor la înaltă tensiune.

Este co-Fondator (2011), a fost Secretar General (2011-2016) și Vice-Președinte (2016-2021) al Asociației Profesionale – Centrul Român al Energiei (CRE).

De asemenea, domnul Păun a fost membru al Consiliului de Administrație al Operatorului Sistemului de Distribuție a Energiei Electrice „Electrică Distribuție Muntenia Nord” SA (2012-2016), Responsabil pentru pregătirea Planului European de Dezvoltare a Rețelelor Electrice pe zece ani în cadrul ENTSO-E la Bruxelles (2010-2016), a Planurilor Regionale de Investiții în 4/6 Regiuni ENTSO-E: Marea Nordului, Marea Baltică, Europa Continentală Sud-Vest, Europa Continentală Central-Est, Coduri de rețea, Consilier reglementări, politică energetică, rețele electrice la EURELECTRIC, Uniunea Industriei de Electricitate, Bruxelles (2002-2010), Membru al Comitetului Economic și Social European – Secția Transport, Energie, Infrastructură și Societatea Informatică (2003-2006) și Coordonator instruire reglementări și strategie energetică (1993-1998).

Domnul Costin Mihai PĂUN a absolvit Universitatea Politehnică din București, Facultatea Energetică, fiind licențiat în Inginerie electrică, domeniu în care deține și titlul de doctor oferit de Universitatea Tehnică din Timișoara.

De asemenea, și-a consolidat expertiza în domeniul managementului prin programul universitar masteral „Management financiar-bancar”, dobândind titlul de Master în Administrarea Afacerilor - Management financiar-bancar la Universitatea Româno-Americană din București.

Alexandru-Cristian VASILESCU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu data de 22 aprilie 2022, domnul Alexandru Vasilescu a fost numit membru în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, preluând această poziție cu expertiză în consiliere și management în cadrul administrației publice.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Alexandru-Cristian Vasilescu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

În prezent, domnul Alexandru Vasilescu deține funcția de Secretar de Stat în cadrul Secretariatului General al Guvernului, ocupând această poziție din februarie 2022.

Domnul Vasilescu s-a alăturat echipei de conducere neexecutivă a Transelectrica, având un portofoliu profesional conturat prin experiențele următoarelor poziții ocupate: Director Comercial al SC Orhideea SRL; Consilier în cadrul mai multor instituții ale aparatului administrativ de stat: Parlamentul României – Camera deputaților, Departamentul pentru IMM-uri, Mediul de afaceri și Turism, Ministerul pentru Societatea Informațională, Secretariatul General al Guvernului. Domnul Alexandru Vasilescu a absolvit Universitatea Tehnică de Construcții București, deținând o diplomă de licență pentru inginer constructor.

În continuarea studiilor de licență, a absolvit un program masteral tot în cadrul Universității Tehnice de Construcții București, obținând o diplomă în Managementul Proiectelor în Construcții.

În prezent, domnul Vasilescu este doctorand la Universitatea Politehnică din București.

Luminița ZEZEANU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Doamna Luminița Zezeanu, s-a alăturat Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, începând cu data de 22 august 2022, în calitate de membru, cu o expertiză solidă în ceea ce privește dezvoltarea și finanțarea proiectelor din fonduri europene, precum și cu experiență în domeniul administrației publice.

De-a lungul timpului, doamna Luminița ZEZEANU a activat în diferite arii ale administrației publice, axate pe dezvoltare regională.

Astfel, în perioada 2006-2014, a ocupat poziția de director al Direcției Autorizare Proiecte, Autoritatea de Management pentru Programul Operațional – Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice.

Începând cu 1 Martie 2024, doamna Luminița Zezeanu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

A reluat această poziție de conducere în perioada 2015-2016, iar în 2017 a preluat funcția de Secretar de Stat în cadrul Ministerului Dezvoltării Regionale, Administrației Publice și Fondurilor Europene.

Doamna Luminița ZEZEANU și-a continuat activitatea în acest domeniu, iar în perioada 2017- 2019 a fost Director general la Autoritatea de Management pentru Programul Operațional Regional – Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice.

Începând cu luna august 2022 și până în august 2023 a ocupat funcția de Director Direcția Fonduri Europene la SNTGN Transgaz. În prezent este secretar de stat la Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene.

Doamna Luminița ZEZEANU a absolvit Facultatea de Contabilitate și Informatică de Gestiune din cadrul Academiei de Studii Economice București și a continuat Academiei de Studii Economice București și a continuat studiile postuniversitare în Marea Britanie, la London Metropolitan University, unde a studiat comerț internațional.

Dumitru-Virgil ORLANDEA - Membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Virgil Dumitru Orlandea a fost numit membru al Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu 1 martie 2024 pentru un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei. Domnul Orlandea a mai deținut poziția de membru în Consiliul de Supraveghere în perioada octombrie 2021 - octombrie 2023.

Începând cu anul 2011, domnia sa a activat în sfera domeniului energetic, ocupând poziții relevante în ceea ce privește în industria energetică.

În perioada 2010 – 2012, domnul Orlandea a avut calitatea de membru în Consiliul de Administrație și Supraveghere ale unor societăți importante din sectorul energetic românesc, precum: Electrica SA, Electrica Serv SA, Hidroelectrică, Transelectrica și Oil Terminal. Începând cu 2013 până în anul 2016, domnul Orlandea și-a desfășurat activitatea în cadrul CNTEE Transelectrica SA din poziția de director al Direcției Servicii Suport. Ulterior, până în 2021, și-a continuat activitatea în cadrul Companiei din poziția de coordonator al proiectului Centrul de Excelență în Energetică Sibiu, respectiv Centrul de Cercetare și Dezvoltare a Tehnologiilor de Lucru sub Tensiune și Intervenție Rapidă în Sistemul Energetic Național.

Domnul Virgil Dumitru Orlandea a absolvit Universitatea Națională de Apărare „Carol I” București, Colegiul de Management al Resurselor și Achizițiilor, Universitatea „Lucian Blaga” din Sibiu, Facultatea de

Științe Economice – Master în „Integrarea Turismului și Serviciilor” și Facultatea de Științe Economice – Master în „Strategii și politici de management și marketing ale firmei”, Academia de Poliție „Alexandru I. Cuza” București – Master în „Managementul resurselor umane în sistemul autorităților de ordine publică”.

Rareș-Stelian RUSU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Rareș Stelian Rusu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei. Domnul Rusu deține o vastă experiență de management dobândită prin prisma activității desfășurate de-a lungul carierei, atât în sectorul privat, cât și în administrația publică.

Cu o expertiză extinsă în cadrul Companiei, domnul Rusu a deținut funcția de director al Sucursalei Teritoriale de Transport Cluj-Napoca în perioada 2009-2012, urmată de cea de manager de proiect în anii 2012-2013. De asemenea, domnia sa a fost consilier al directoratului Transelectrica, manager al Unității Management Integrat, Comercial-Achiziții și

manager al Unității Teritoriale de Transport Cluj, în perioada 2020-2021. În perioada 2021-2022 domnia sa a ocupat funcția de administrator neexecutiv al OPCOM SA, filială a CNTEE TRANSELECTRICA SA.

Domnul Rareș Stelian Rusu deține de peste 25 de ani experiență în administrația publică centrală și locală, atât în zona executivă cât și în zona neexecutivă în cadrul Guvernului României, respectiv Camera Deputaților, precum și în mediul privat, ocupând poziții manageriale precum și poziții de consiliere juridică.

Începând cu 2021, domnul Rusu îndeplinește funcția de Vicepreședinte al Agenției Naționale a Funcționarilor Publici.

Domnul Rareș Stelian Rusu deține o licență în științe politice la „Facultatea de Științe Politice și Administrație Publică” a Universității „Babeș-Bolyai” din Cluj-Napoca, precum și o licență în drept la Facultatea de Drept a Universității „Dimitrie Cantemir” din Cluj-Napoca. De asemenea, domnia sa a absolvit studii masterale în inginerie energetică la Facultatea de Inginerie Electrică a Universității Tehnice din Cluj-Napoca.

Comitete consultative ale Consiliului de Supraveghere - componență la data prezentului raport

Comitetul de audit

Membrii acestui comitet sunt: Luminița ZEZEANU (președinte), Teodor ATANASIU, Rareș Stelian RUSU, Costin-Mihai PĂUN, Alexandru-Cristian VASILESCU

Comitetul de nominalizare și remunerare

Membrii acestui comitet sunt: Alexandru-Cristian VASILESCU (președinte), Cătălin-Andrei DASCĂL, Dumitru Virgil ORLANDEA, Luminița ZEZEANU

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

Membrii acestui comitet sunt Costin-Mihai PĂUN (președinte), Cătălin-Andrei DASCĂL, Luminița ZEZEANU, Teodor ATANASIU, Dumitru-Virgil ORLANDEA

Comitetul pentru gestiunea riscurilor

Membrii acestui comitet sunt: Teodor ATANASIU (președinte), Alexandru-Cristian VASILESCU, Cătălin-Andrei DASCĂL, Rareș Stelian RUSU, Dumitru Virgil ORLANDEA

Modificări în cadrul Consiliului de Supraveghere

Potrivit Hotărârii AGOA nr.1 din 28 februarie 2024 s-a aprobat numirea, cu o durată a mandatului de patru ani, începând cu data de 01 martie 2024 și până la data de 29 februarie 2028, a următorilor membri ai Consiliului de Supraveghere al Companiei:

- Păun Costin-Mihai,
- Atanasiu Teodor,
- Vasilescu Alexandu-Cristian,

- Zezeanu Luminița,
- Dascăl Cătălin-Andrei,
- Orlandea Dumitru-Virgil,
- Rusu Rareș Stelian.

04 martie 2024 – membrii CS, în conformitate cu prevederile art.18 alin.(4) din Actul constitutiv al companiei au numit în calitate de Președinte al

Consiliului de Supraveghere pe domnul Dascăl Cătălin-Andrei.

Totodată, în conformitate cu art.XX alin.(4) din Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, membrii CS au desemnat în calitate de membri ai Comitetului de Nominalizare și Remunerare din cadrul Consiliului pe:

- Vasilescu Alexandru-Cristian – președinte,
- Dascăl Cătălin Andrei,
- Rusu Rareș Stelian,
- Orlandea Dumitru-Virgil,
- Zezeanu Luminița,

au constituit Comitetul de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere și au desemnat în calitate de membri pe:

- Zezeanu Luminița – președinte,
- Atanasiu Teodor,
- Rusu Rareș Stelian,
- Păun Costin-Mihai,
- Vasilescu Alexandu-Cristian,

au constituit Comitetul pentru Investiții și Securitate Energetică din cadrul Consiliului de Supraveghere și au desemnat în calitate de membri pe:

- Păun Costin-Mihai – președinte,

- Dascăl Cătălin Andrei,
- Zezeanu Luminița,
- Atanasiu Teodor,
- Orlandea Dumitru Virgil,

au constituit Comitetul de gestionare a riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere și au desemnat în calitate de membri pe:

- Atanasiu Teodor – președinte,
- Vasilescu Alexandru-Cristian,
- Dascăl Cătălin-Andrei,
- Rusu Rareș Stelian,
- Orlandea Dumitru Virgil.

29 august 2024 – ca urmare a cererii domnului Rusu Rareș Stelian din data de 19 august 2024, Consiliul de Supraveghere a luat act de retragerea acestuia din Comitetul de Nominalizare și Remunerare din cadrul Consiliului de Supraveghere.

Mandatul actualului Consiliu de Supraveghere se desfășoară până la data de 29 februarie 2028.

Declarația Consiliului de Supraveghere referitor la Situațiile financiare separate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară

Consiliul de Supraveghere are la bază principiile guvernantei corporative, care impun o atitudine responsabilă, profesionistă și obiectivă a Companiei în raport cu părțile interesate. În cadrul Consiliului se analizează strategia Companiei și premisele mediului în care aceasta funcționează pentru a planifica evoluția și performanțele acesteia, asigurând o formulare riguroasă a obiectivelor.

Situațiile financiare separate aferente anului 2024 au fost prezentate Consiliului de Supraveghere, Directoratul Companiei furnizând informații detaliate asupra rezultatelor anuale. În cadrul ședinței pentru verificarea situațiilor financiare ale anului 2024, Comitetul de Audit a prezentat Consiliului de Supraveghere punctul său de vedere asupra rezultatelor exercițiului financiar 2024 și a recomandat Consiliului de Supraveghere verificarea situațiilor financiare separate, întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016.

Situațiile financiare separate întocmite la data de 31.12.2024 sunt auditate, iar opinia auditorului extern este fără rezerve, ceea ce înseamnă că toate informațiile semnificative reflectate în principalele posturi ale bilanțului sunt relevante, fiabile comparabile și pertinente.

Totodată, Raportul Anual al Directoratului, elaborat în conformitate cu cerințele legislației pieței de capital, a fost verificat de către membri Consiliului de Supraveghere. Informațiile prezentate în Raportul Anual 2024 oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Companiei pentru anul financiar 2024.

Comitetul de Audit și Comitetul de gestionare a riscurilor asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților proprii de supraveghere pentru monitorizare a procesului de raportare financiară, raportare de management, sistemul controlului intern, procesul de audit, sistemul de gestiune a riscurilor și procesul organizațional de monitorizare a conformității cu legile, regulamentele și codul de conduită.

Cu deosebită considerație,

Consiliul de Supraveghere reprezentat prin

Președinte

Mesajul Directorului General Executiv

Stimați acționari,

Stimați investitori,

În perspectiva anului 2024, mediul de afaceri a fost marcat de o evoluție complexă, influențată de o volatilitate accentuată și de provocări emergente, care au avut un impact semnificativ și asupra sectorului energetic. Aceste circumstanțe au impus o reevaluare strategică amplă atât din partea companiilor din domeniu, cât și din partea factorilor decizionali din sfera guvernamentală, având ca obiectiv adaptarea eficientă la noile realități economice și susținerea unui ritm operațional optim, care să asigure stabilitate în mediul economic.

Într-un context caracterizat de persistența crizei energetice, Transelectrica a adoptat o strategie flexibilă, axată pe ajustarea proceselor economico-financiare și optimizarea direcțiilor de dezvoltare ale Companiei. Pe tot parcursul acestei perioade, am urmărit constant prevenirea și diminuarea riscurilor asociate domeniului energetic și mediului de afaceri, asigurând astfel continuitatea operațională a activității unicului operator de transport și de sistem din România.

Transelectrica, în calitate de companie de interes național și strategic, listată la Bursa de Valori București, își reafirmă angajamentul față de investitori prin îmbunătățirea continuă a performanțelor Companiei. Astfel, pentru a asigura îndeplinirea misiunii fundamentale a Companiei, urmărim obiective clare și măsurabile în privința dezvoltării infrastructurii energetice naționale de înaltă tensiune, în sensul modernizării rețelei și al creării premiselor de creștere a capacității de racordare la rețea atât a noilor unități de producție a energiei electrice, în special din surse regenerabile, cât și a noilor consumatori. Prin atingerea acestor obiective ne aducem contribuția esențială la dezvoltarea economiei naționale, precum și a comunităților locale. În activitatea pe care o desfășurăm, ne concentrăm pe consolidarea poziției în sectorul energetic și pe susținerea dezvoltării sustenabile a economiei, menținând un echilibru constant între responsabilitatea față de investitori și interesul public.

Într-un context dinamic, asigurăm standarde ridicate de transparență corporativă, fundamentate pe principii de responsabilitate, eficiență economică și o cooperare eficientă. Promovăm o comunicare deschisă și proactivă, oferind acces la informații clare, relevante și actualizate despre performanța financiară, strategiile de dezvoltare și posibile riscuri asociate activității. Transelectrica adoptă cele mai eficiente practici de guvernare corporativă și menține un dialog permanent cu investitorii, asigurând astfel un cadru predictibil pentru luarea deciziilor. Prin această abordare, ne propunem să consolidăm parteneriatele și să contribuim la dezvoltarea sustenabilă a sectorului energetic, în beneficiul tuturor părților implicate.

Pentru a facilita tranziția către un sistem energetic sustenabil, Uniunea Europeană a pus la dispoziție instrumente de finanțare dedicate modernizării și dezvoltării infrastructurii din acest sector. În acest context, o parte importantă a strategiei financiare a Transelectrica s-a bazat pe inițierea demersurilor necesare pentru atragerea fondurilor europene disponibile pentru investiții în sectorul energetic. În prezent, Compania are 11 contracte de finanțare din Fondul pentru Modernizare, care însumează 593 de milioane de euro, alături de un contract de finanțare de 56 de milioane de euro prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) – componenta REPowerEU, și un alt

contract de finanțare din Programul de Dezvoltare Durabilă (PDD), în valoare de 20 de milioane de euro. Cu o finanțare europeană în valoare totală de 669 de milioane de euro, aceste investiții vor permite modernizarea și extinderea rețelei de transport al energiei electrice, în conformitate cu cele mai moderne standarde de performanță.

Activitatea noastră necesită întotdeauna un cadru stabil, iar transformările semnificative din domeniul energetic din ultimii ani au determinat Transelectrica să își continue cu determinare misiunea de a asigura un sistem electroenergetic de transport sigur, eficient și adaptabil cerințelor viitorului. Pentru îndeplinirea acestui obiectiv, Compania și-a asumat noi responsabilități în conformitate cu obligațiile impuse la nivel european, prin prisma calității de membru al Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energia Electrică (ENTSO-E), contribuind activ la interconectarea sistemului energetic românesc cu cele regionale și la securitatea alimentării cu energie. În acest sens, o parte importantă a programului nostru de investiții o reprezintă proiectele pentru consolidarea interacțiunilor cu rețelele statelor vecine. În prezent, Transelectrica dispune de 11 linii electrice aeriene de interconexiune de 400 kV cu țările vecine, iar eforturile noastre investiționale se intensifică în această zonă.

Totodată, ne-am concentrat pe inițiative investiționale menite să sprijine decarbonarea sectorului energetic și tranziția către o energie curată, valorificând inovațiile tehnologice pentru modernizarea rețelei naționale de transport al energiei electrice. Cerințele impuse de noile modele energetice necesită o adaptare continuă, iar Transelectrica este angajată în dezvoltarea unei rețele electrice de transport flexibilă și rezilientă.

Prin toate aceste demersuri, contribuim la îndeplinirea obiectivelor naționale și europene privind securitatea energetică și tranziția către o economie neutră din punct de vedere climatic. Transelectrica va continua să evolueze ca un actor-cheie al sistemului energetic național, dedicat dezvoltării unei infrastructuri moderne și eficiente.

Directoratul CNTEE Transelectrica SA

Directoratul

La data emiterii prezentului raport componența Directoratului Transelectrica este următoarea:

Ștefăniță MUNTEANU - Președinte Directorat

Domnul Ștefăniță Munteanu s-a alăturat Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 25 decembrie 2021, iar din 24 aprilie 2023 ocupă funcția de Director General Executiv al Companiei. Începând cu data de 3 octombrie 2024, domnul Munteanu își continuă mandatul în această poziție pentru o perioadă de patru ani.

Domnul Ștefăniță Munteanu deține o experiență relevantă și diversificată atât în sectorul privat, cât și în cel public, acumulând pe parcursul carierei o expertiză bine conturată în domenii esențiale precum management, industria energetică, marketing, vânzări și strategie.

Cu o viziune strategică și focus pe rezultate, domnul Munteanu a gestionat și coordonat inițiative și proiecte dedicate consolidării culturii organizaționale și optimizării proceselor interne de funcționare, contribuind la dezvoltarea sustenabilă a instituțiilor și organizațiilor în care a activat.

Cu un parcurs profesional atât în sectorul privat, cât și în sectorul public, domnul Ștefăniță Munteanu deține expertiză în arii precum: management, industria energetică, marketing, vânzări și strategie.

Domnul Munteanu s-a alăturat echipei de management executiv a CNTEE Transelectrica SA, din poziția de manager de vânzări indirecte din cadrul SC Electrica Furnizare SA AFEE Buzău, societate unde a ocupat anterior funcția de Director Adjunct (2019-2020), precum și consultant management.

În ceea ce privește experiența dobândită în sectorul administrației publice, domnul Munteanu a ocupat funcțiile de Secretar General Adjunct la Ministerul Turismului în perioada ianuarie-mai 2017, Consilier al Prim-Ministrului în perioada mai 2017 – ianuarie 2018, precum și de Consilier Secretar de Stat la Ministerul Apelor și Pădurilor (februarie 2018 – februarie 2019).

Domnul Ștefăniță Munteanu a absolvit Facultatea de Management Marketing a Universității Româno-Americane, în anul 2006, dobândind o diplomă de licență aferentă profilului de economist.

Florin Cristian TĂTARU, Membru Directorat

Domnul Florin Cristian Tătaru s-a alăturat Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 25 decembrie 2021, iar din 3 octombrie 2024, își

continuă mandatul în această poziție pentru o perioadă de patru ani. Anterior, domnul Tătaru a mai ocupat această poziție, în perioada 2017-2018.

Domnul Tătaru este un profesionist cu experiență în domeniile bancar, financiar și managerial, având o carieră îndelungată de management prin ocuparea unor funcții de conducere și coordonare strategică.

Cu o vastă experiență acumulată în domeniile bancar, financiar și managerial, domnul Florin Cristian Tătaru deține expertiză în finanțe publice și corporative, politici publice, industria energetică și leadership. Implicarea activă a domniei sale în proiecte de anvergură i-a permis să își consolideze parcursul profesional, contribuind astfel la dezvoltarea unor proiecte cu impact semnificativ în aceste domenii.

În perioada 2011-2016, în calitate de deputat, domnul Tătaru și-a desfășurat activitatea parlamentară, participând la procese de reformă economică și contribuind la elaborarea și implementarea unor inițiative legislative menite să sprijine stabilitatea și prosperitatea mediului economic. Această experiență profesională i-a oferit o înțelegere profundă a mecanismelor economice și o viziune clară asupra strategiilor necesare pentru optimizarea performanțelor la nivel organizațional.

Domnul Tătaru s-a alăturat echipei de management al CNTEE Transelectrica SA, cu o experiență managerială de peste 30 de ani atât în sectorul privat, cât și în sectorul public.

Absolvent al Facultății de Relații Economice Internaționale din cadrul Academiei de Studii Economice București (1990), domnul Tătaru a urmat mai multe programe masterale, printre care „Managementul Sistemului de Sănătate”, „Politici Publice și Integrare Europeană”, „Bănci și Piețe de Capital”, și cursuri precum: „Securitate și bună guvernare”, „Probleme actuale ale securității naționale” în cadrul Colegiului Național de Apărare. În prezent, domnul Florin Cristian Tătaru urmează cursurile unui MBA în energie, destinat profesioniștilor și managerilor care activează în acest domeniu dinamic și complex, realizat în cadrul Academiei de Studii Economice din București.

Cătălin Constantin NADOLU, Membru Directorat

Domnul Cătălin-Constantin Nadolu s-a alăturat Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 25 iunie 2021, iar din 3 octombrie 2024 își continuă

mandatul în această poziție pentru o perioadă de patru ani.

Licențiat în științe juridice, cu o vastă experiență profesională în domeniul administrației publice locale și centrale, domnul Cătălin-Constantin Nadolu a ocupat, din 2005 până în prezent, poziții de conducere în instituții pe care le-a coordonat cu succes în stabilirea strategiilor și monitorizarea proceselor de implementare, analizând în permanență domeniile de importanță fundamentală pentru acestea, precum performanțele operaționale și financiare, strategia de marketing sau dezvoltarea tehnologică.

Anterior poziției de membru în Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, domnul Cătălin-Constantin Nadolu a ocupat funcția de director general al Societății pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA, perfecționându-și astfel experiența și competențele manageriale prin eficientizarea și optimizarea activităților în domenii de importanță strategică în sectorul energetic, precum cel al investițiilor, tehnic sau de mentenanță a rețelelor de transport al energiei electrice.

Domnul Cătălin-Constantin Nadolu este absolvent al Facultății de Drept din cadrul Academiei de Poliție „Al. I. Cuza” și al programului de master Studii Administrative Europene al Facultății de Administrație Publică din cadrul Școlii Naționale de Studii Politice și Administrative, consolidându-și astfel fundamentele teoretice în domeniul administrației publice și managementului strategic.

În plus, participarea sa la numeroase cursuri de dezvoltare profesională în domenii precum achizițiile publice, managementul riscului și managementul proiectelor, reflectă angajamentul său față de perfecționare continuă și adaptare la noile cerințe ale unui mediu dinamic și competitiv.

Victor MORARU, Membru Directorat

Domnul Victor Moraru ocupă poziția de membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 3 octombrie 2024, cu un mandat de patru ani.

Cu o vastă experiență în management, domnul Victor Moraru are peste 30 de ani de activitate în funcții de conducere exercitate atât în administrația publică locală și centrală, cât și în mediul privat. Pe parcursul carierei domniei sale, a coordonat proiecte strategice complexe, cu impact semnificativ, dovedind competențe manageriale solide și o viziune eficientă asupra proceselor de dezvoltare organizațională.

Timp de 16 ani, în perioada 2000-2016, domnul Victor Moraru a ocupat poziția de primar al orașului Amara, județul Ialomița, poziție din care a coordonat proiecte importante de dezvoltare locală, politici sociale și comunitare la nivelul administrației, atât cu finanțare proprie, cât și cu finanțare europeană. Ulterior, în perioada 2016-2020, domnul Moraru a gestionat la cel mai înalt nivel administrația județului Ialomița, din funcția de președinte al Consiliului Județean. Din această poziție domnul Moraru a coordonat și realizat proiecte majore de dezvoltare în domenii precum infrastructură rutieră, sănătate, educație, cultură, mediu, capacitate administrativă, accesând atât mecanisme de finanțare europeană, cât și finanțări disponibile prin programe naționale de dezvoltare locală.

Prin vasta experiență în cadrul administrației publice, domnul Moraru a contribuit la elaborarea și implementarea unor politici eficiente și proiecte cu finanțări europene, demonstrând prin realizările obținute o gestionare eficientă a resurselor implicate pentru atingerea obiectivelor instituționale. Totodată, prin ocuparea unor funcții relevante, precum cea de membru în Comitetul Regiunilor din Europa – în perioada 2015-2025, vicepreședinte al Asociației Orașelor din România – între 2012-2016, președinte al Asociației Naționale a Stațiunilor Balneare și Balneoclimaterice din România – în perioada 2009-2017, precum și implicarea în supravegherea unor instituții reprezentative la nivel local și central, domnul Moraru și-a consolidat experiența în leadership și strategie.

Prin pozițiile deținute în cadrul Secretariatului General al Guvernului, domnul Victor Moraru a gestionat Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) aferent Secretariatului General al Guvernului, administrând astfel 22 de jaloane din PNRR. Experiența dobândită astfel îi conferă domnului Victor Moraru o cunoaștere extinsă a proceselor și mecanismelor specifice PNRR.

În plus, domnul Victor Moraru s-a alăturat echipei de management al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu înțelegerea profundă a mecanismelor administrative și corporative specifice companiilor cu capital deținut de Statul Român, dobândită prin activitatea desfășurată în cadrul Agenției pentru Monitorizarea și Evaluarea Performanțelor Întreprinderilor Publice, în calitate de vicepreședinte.

Domnul Victor Moraru a absolvit Universitatea „Nicolae Titulescu” din București, obținând o diplomă de licență în drept, continuând studiile în domeniu

printr-un program de masterat în dreptul afacerilor, desfășurat în cadrul aceleiași instituții universitare.

Vasile-Cosmin NICULA, Membru Directorat

Domnul Vasile-Cosmin Nicula ocupă poziția de membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 3 octombrie 2024, cu un mandat de patru ani. Începând cu data de 8 noiembrie 2024, Consiliul de Supraveghere i-a delegat domnului Nicula atribuțiile de CFO (Chief Executive Officer) al CNTEE Transelectrica SA.

Domnul Vasile-Cosmin Nicula s-a alăturat echipei de management executiv al CNTEE Transelectrica SA cu o expertiză profesională consistentă în domeniul financiar și o înțelegere profundă a mecanismelor economice. Anterior, a ocupat poziția de director financiar al Companiei Naționale de Investiții Rutiere, iar în perioada 2014-2023, domnul Vasile-Cosmin Nicula a ocupat poziția de Vicepreședinte al Curții de Conturi a României.

Experiența sa acoperă multiple arii strategice, printre care management executiv, administrație publică, legislație bugetară și fiscală, precum și relații internaționale. Astfel, de-a lungul carierei, domnul Nicula a deținut funcții de conducere în domeniul public și privat, dovedind competențe esențiale de coordonare și adoptare a deciziilor în medii complexe și dinamice. Expertiza în legislația bugetară și fiscală a

fost consolidată printr-un deceniu de activitate parlamentară ca deputat (legislatura 2004-2008) și senator (legislatura 2008-2012, 2012-2014), perioadă în care a contribuit activ la elaborarea și implementarea unor politici economice esențiale pentru dezvoltarea națională, prin prisma calității de membru în Comisia Economică, Industrii și Servicii și în Comisia pentru Buget Finanțe și Bănci, de la Camera Deputaților.

De asemenea, în perioada 2012-2014, domnul Nicula a făcut parte din Comisia pentru buget, finanțe, activitate bancară și piață de capital în calitate de președinte.

Domnul Vasile Cosmin Nicula a absolvit Academia de Studii Economice din București, obținând licența în domeniul financiar, contabil și administrativ, în cadrul Facultății de Finanțe, Asigurări, Bănci și Burse de Valori. De asemenea, a urmat studii postuniversitare de specializare în Managementul Organizațiilor Publice la Universitatea de Vest din Timișoara și a obținut titlul de doctor în economie la Academia de Studii Economice din București.

Modificări în cadrul Directoratului Transelectrica

01 ianuarie 2024 – La data de 01.01.2024 componența directoratului era următoarea: Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin-Constantin NADOLU, Florin Cristian TĂTARU, Bogdan TONCESCU.

21 martie 2024 – Consiliul de Supraveghere al Companiei, în temeiul art.III din Legea nr.187/2023 privind modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr.109/2011 privind guvernarea corporativă, decide prelungirea cu o durată de 2 luni, începând cu data de 25.03.2024 și până la data de 24.05.2024 a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului ale următorilor:

- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin-Constantin NADOLU,
- Florin Cristian TĂTARU,
- Bogdan TONCESCU,

dar nu mai târziu de finalizarea procedurii de selecție potrivit prevederilor O.U.G. nr.109/2011, dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere a ales ca Președinte al Directoratului denumit

alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei, pe domnul Ștefăniță MUNTEANU.

27 martie 2024 – Consiliul de Supraveghere a decis demararea procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei, cu aplicarea dispozițiilor art.35 Al O.U.G. 109/2011 cu modificările și completările ulterioare.

22 mai 2024 – Consiliul de Supraveghere a luat act de faptul că în data de 24 mai 2024 au încetat prin ajungere la termen, mandatele membrilor provizorii ai Directoratului: Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin Constantin NADOLU, Florin Cristian TĂTARU, Bogdan TONCESCU și au desemnat, în temeiul Ordonanței de Urgență nr.109/2011 privind guvernarea corporativă, în calitatea de membri provizorii ai Directoratului pe:

- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin Constantin NADOLU,
- Florin Cristian TĂTARU,
- Bogdan TONCESCU,

cu o durată a mandatului de 5 luni începând cu data de 25.05.2024, dar durata mandatului nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei în condițiile O.U.G. nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval.

21 iunie 2024 – Consiliul de Supraveghere a aprobat Planul de selecție componenta integrală a Recrutării și selecției membrilor Directoratului Companiei, având ca anexe următoarele: *Profilul Directoratului, Profilul membrilor Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA, Declarațiile necesar a fi completate de către candidați, Anunțul pentru presa tipărită, Anunțul pentru presa online, draftul contractului de mandat.*

De asemenea, Consiliul de Supraveghere a dispus publicarea anunțului conform reglementărilor în vigoare, ținând cont de termenele menționate în Planul de selecție aprobat.

30 septembrie 2024 – Membrii Consiliului de Supraveghere au luat act de faptul că în data de 02 octombrie 2024 au încetat mandatele membrilor provizorii ai Directoratului: Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin-Constantin NADOLU, Florin Cristian TĂTARU și Bogdan TONCESCU.

În conformitate cu prevederile art.35 alin. (4)-(8) și (11) din O.U.G. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, în urma procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului Transelectrica SA, au fost numiți,

începând cu data de 03 octombrie 2024 în temeiul art.23 din Actul Constitutiv, în calitate de membri ai Directoratului, următorii:

- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin Constantin NADOLU,
- Florin Cristian TĂTARU,
- Victor MORARU și
- Vasile-Cosmin NICULA.

cu o durată a mandatului de 4 ani, respectiv, de la data de 03 octombrie 2024 până la data de 29.02.2028.

În cadrul aceleiași ședințe, în conformitate cu prevederile art.23 alin.(1) din Actul constitutiv al Companiei, Consiliul de Supraveghere a ales ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei, pe domnul Ștefăniță MUNTEANU.

08 noiembrie 2024 – Membri Consiliului de Supraveghere au delegat atribuțiile Chief Financial Officer (CFO) domnului Vasile-Cosmin NICULA.

06 decembrie 2024 – A fost aprobată componenta de management a Planului de administrare al Companiei și Planul de administrare în integralitatea sa.

Planul de administrare al Companiei a fost transmis Agenției pentru Monitorizarea și Evaluarea Performanțelor Întreprinderilor Publice și spre informare către Secretariatul General al Guvernului.

La data emiterii prezentului Raport, Transelectrica nu are cunoștință de existența unor acorduri, înțelegeri sau legături de familie ale membrilor Directoratului și alte persoane.

La data întocmirii prezentului raport, Transelectrica nu are cunoștință de existența unor litigii sau proceduri administrative împotriva membrilor în funcție ai Directoratului, în legătură cu activitatea acestora în cadrul Companiei sau care privesc capacitatea respectivei persoane de a-și îndeplini atribuțiile în cadrul Companiei.

Nici un membru al Directoratului nu deținea participații la capitalul social al Companiei la data de 31.12.2024.

Declarația persoanelor responsabile

După cunoștințele noastre, situațiile financiare separate la data și pentru perioada de 12 luni încheiată la 31 decembrie 2024 au fost 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 și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și contului de profit și pierdere ale CNTEE Transelectrica SA.

Raportul Anual al Directoratului cuprinde o analiză corectă a dezvoltării și performanțelor Companiei, precum și o descriere a principalelor riscuri și incertitudini specifice activității desfășurate, fiind întocmit în conformitate cu standardele de raportare privind durabilitatea menționate la art. 29b din Directiva 2013/34/UE și cu precizările adoptate în temeiul art. 8 alin. (4) din Regulamentul (UE) 2020/852

Directorat,

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

Cifre cheie

FINANCIAR

7.879	mil lei	▲	67%	Venituri
			y/y	
935	mil lei	▲	65%	EBITDA
			y/y	
586	mil lei	▲	174%	Profit net
			y/y	
51,82	TWh	▲	2,8%	Energie tarifată****
			y/y	
672	mil lei	▲	29%	Lichiditate
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,19%	*	▼	-0,18	pp	CPT
			y/y		
50,56		▼	-7%		Producție netă internă
TWh			y/y		
2,91		▼	n/a		Sold import**
TWh			y/y		
53,48		▲	4%		Consum intern net
TWh			y/y		
43,38		▲	2,9%		Energie transportată***
TWh			y/y		

INVESTIȚII

674	mil lei	▲	54%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
653	mil lei	▲	17%	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
			y/y	

*Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată)

**sold al fluxurilor fizice transfrontaliere (export-import) cumulat pe toate granițele

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

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

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

Evenimente importante

- Ian** ▶ Contract încheiat cu Filiala Opcom în vederea achiziției de energie electrică pentru acoperirea necesarului de consum propriu tehnologic (CPT) pentru anul 2024, prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE).
- Feb** ▶ Proiectul de construire al Liniei Electrice Aeriene 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița a fost finalizat, linia trecând cu succes proba energizării, în data de 29 februarie 2024. Valoarea totală a proiectului de investiții a fost de 150 mil.lei
- Mar** ▶ Începând cu data de 01.03.2024 au fost numiți în calitate de membri ai CS: Costin-Mihai PAUN, Teodor ATANASIU, Alexandru-Cristian VASILESCU, Luminița ZEZEANU, Cătălin-Andrei DASCĂL, Dumitru-Virgil ORLANDEA, Rareș-Stelian RUSU, cu o durată de 4 ani a mandatului, de la 01.03.2024 până la 29.02.2028.
- Apr** ▶ Compania a inaugurat cea mai complex linie electrică aeriană construită în ultimii 30 de ani în Rețeaua Electrică de Transport din România, LEA 400Kv Porțile de Fier – Anina-Reșița, proiect cu o valoare de 150 milioane lei din fonduri proprii.
- Mai** ▶ Transelectrica alături de AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., au semnat în data de 27 mai 2024, la București, un Memorandum de Înțelegere prin care au convenit demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România privind Proiectul „Green Energy Corridor”.
- Iun** ▶ Comisia Europeană a aprobat pentru finanțare nerambursabilă din Fondul pentru Modernizare proiectul de investiții al Companiei - „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit”, valoarea nerambursabilă fiind 64 mil euro.
- Iul** ▶ Transelectrica obținut 56,2 milioane de euro prin componenta REPowerEU a PNRR, în scopul finanțării a trei proiecte de investiții esențiale pentru eficientizarea și modernizarea rețelei electrice de transport.
- Aug** ▶ Agentia de rating Moody's Investors Service a reconfirmat în data de 29 August rating-ul Transelectrica la “Baa3” pentru datoria pe termen lung precum și perspectivă stabilă.
- Sep** ▶ Transelectrica, Georgian State Electrosystems, AzerEnerji și MVM Electrical Works au semnat acordul asociaților (Shareholders' Agreement) companiei de proiect Green Energy Corridor Power Company, cu sediul în România care va implementa proiectul Coridorului Verde.
- Oct** ▶ Începând cu data de 3 octombrie 2024, au fost numiți în calitate de membri ai Directoratului: Florin Cristian TATARU, Ștefăniță MUNTEANU, Victor MORARU, Cătălin Constantin NADOLU și Vasile-Cosmin NICULA, cu o durată de 4 ani a mandatului, de la 03 octombrie 2024 până la 29 februarie 2028.
- Nov**
- Dec** ▶ Compania a informat asupra publicării în Monitorul Oficial nr.1301/21.12.2024 a Ordinului ANRE nr.99/20.12.2024 privind aprobarea tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a prețului energiei electrice reactive pentru Transelectrica, valabile de la 1 ianuarie 2025.





Raport Management



1. Modelul de afacere

1.1. Poziționare în piața energiei electrice

Transelectrica a fost înființată ca persoană juridică română prin HG nr. 627/13 iulie 2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate CONEL SA, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 357/31.07.2000. Aceasta hotărâre a fost emisă în conformitate cu HG nr. 138/2000 privind programul de restructurare în domeniul energetic, prin care activitatea de transport și dispecerizare a energiei electrice s-a separat complet de cea de producere, distribuție și furnizare a energiei electrice.

La momentul înființării, Compania avea un capital social de 495.982.200 lei, vărsat integral la data înființării și împărțit în 49.598.220 acțiuni nominative cu valoarea de 10 lei.

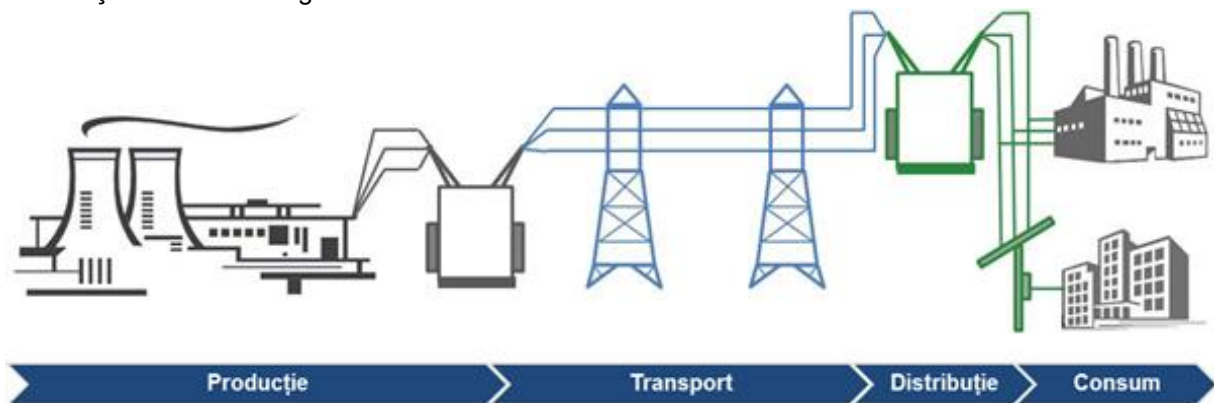
În conformitate cu Legea Energiei Electrice și a Gazelor Naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, activitatea de transport al energiei electrice constituie serviciu public de interes național. Transportul energiei electrice se realizează de către operatori de transport și sistem, persoane juridice certificate de autoritatea competentă în condițiile legii. Rețeaua Electrică de Transport (RET), existentă pe teritoriul României, este proprietatea publică a Statului român în ceea ce privește activele

cesionate către Transelectrica și constituie bunuri de retur, conform caracterului de cesiune și dispozițiilor legale.

În calitate sa de operator de transport și sistem, Transelectrica funcționează în baza Licenței nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

Concesiunea asupra RET și a terenurilor pe care aceasta este amplasată a fost acordată pe o perioadă de 49 de ani prin contractul de concesiune nr. 1/29.06.2004, încheiat între Ministerul Economiei în calitate de autoritate concedentă și CNTEE Transelectrica SA, în calitate de concesionar.

În lanțul valoric al activităților privind energia electrică, Transelectrica ocupă locul central de operator de transport și de sistem, activități de monopol natural, situate între producători și respectiv furnizori, aceștia constituind actorii principali ai piețelor concurențiale de energie electrică. Activitatea de transport al energiei electrice nu este singurul monopol natural în lanțul valoric al energiei electrice, activitatea de distribuție ca activitate de rețea fiind de asemenea monopol natural.



Transelectrica are misiunea de a asigura serviciul public de transport al energiei electrice simultan cu menținerea siguranței în funcționare a sistemului energetic național, în condiții nediscriminatorii de acces pentru toți utilizatorii, de a participa activ prin dezvoltarea infrastructurii rețelei electrice de transport la dezvoltarea durabilă a sistemului energetic național și de a sprijini și facilita operarea și integrarea piețelor de energie.

Rolul cheie al Transelectrica este cel de operator de transport și de sistem (OTS) la care se adaugă rolurile de administrator al pieței de echilibrare, operator de

măsurare și agregare, operator de alocare a capacităților pe liniile de interconexiune.

Activitățile de bază sunt legate de infrastructuri de importanță strategică pentru sectorul energiei electrice ce cuprind multiple elemente de infrastructură critică. Astfel, serviciile de transport au suport rețeaua electrică de transport, iar activitățile de dispecerizare, inclusiv de echilibrare, au ca suport infrastructura de dispecerizare și măsurare.

Reglementarea activităților Transelectrica se realizează prin legislația primară (cadru național fiind

Legea nr.123/2012 cu modificările și completările ulterioare, iar cel european fiind redat de Regulamentul UE 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața de energie) și legislația secundară emisă de ANRE - concretizată în licențe, autorizații de înființare, metodologii de tarificare (de tip venit plafon la transport și cost plus la operare sistem), tarife, contracte cadru, proceduri și altele.

Profitabilitatea afacerii este dată de rentabilitatea bazei reglementate a activelor care depinde de rata reglementată a rentabilității și baza reglementată a activelor ("BAR").

Modelul de afacere corespunde profilului standard al unui OTS, model proiectat unitar la nivel european prin strategia și legislația energetică europeană, aplicat în toate țările comunitare și transpus ca atare în cadrul legal național.

Companiile de tip OTS sunt supuse la nivel european unui proces de certificare ca operatori de transport și de sistem. Procedura de certificare se poate implementa în principal, în conformitate cu trei modele posibile: separarea proprietății (en. "*ownership unbundling*" - OU), operator de sistem independent (en. "*independent system operator*" - ISO), respectiv operator de transport independent (en. "*independent transmission operator*" - ITO).

În prezent, în baza Ordinului ANRE 164/07.12.2015, Transelectrica este certificată final ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic

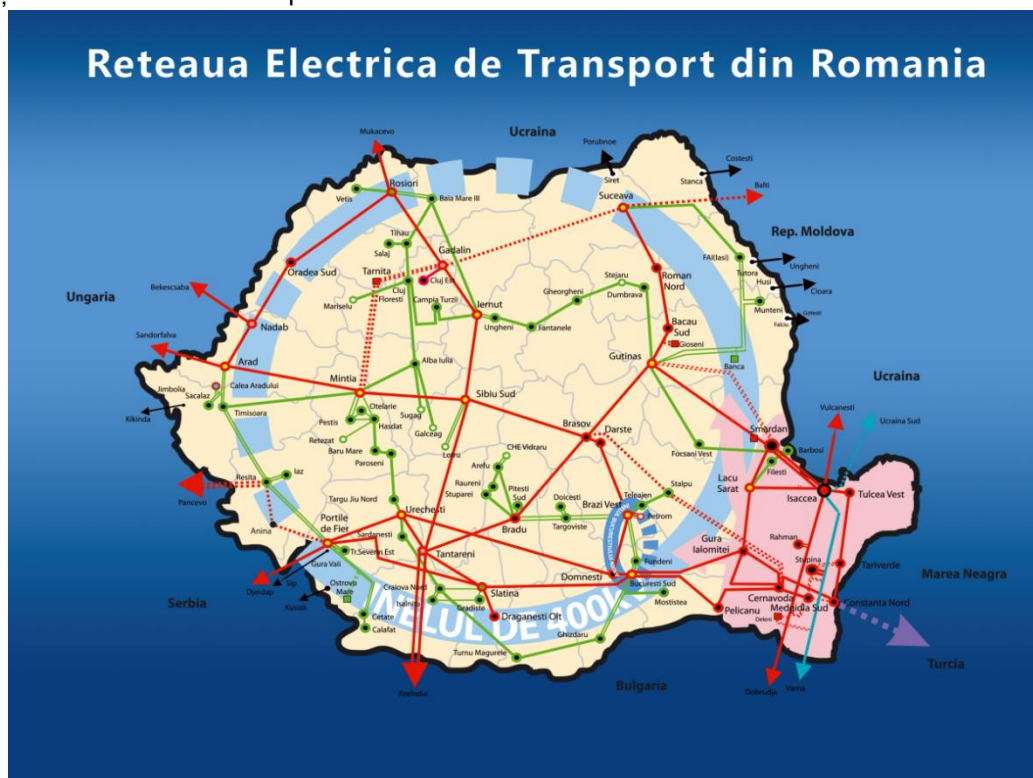
național și funcționează în conformitate cu modelul de separare a proprietății (ownership unbundling).

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) constă în: prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, operator al pieței de echilibrare, administrator al schemei de sprijin de tip bonus, alte activități conexe. Aceste activități se desfășoară în conformitate cu prevederile licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1413/10.07.2024, a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății ("ownership unbundling") prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

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.

Conform condițiilor certificării ca operator de transport și de sistem după modelul de separare a proprietății (ownership unbundling) acționarii Companiei reprezentând cel puțin 5% din capitalul social al Societății își vor exercita drepturile ce decurg din deținerea acțiunilor Companiei cu respectarea dispozițiilor Legii nr. 123/2012 referitoare la neexercitarea în mod concomitent, direct sau indirect, a controlului sau a unui drept asupra unui operator economic care desfășoară oricare dintre activitățile de producere ori de furnizare.

Figura 3: Rețeaua Electrică de Transport

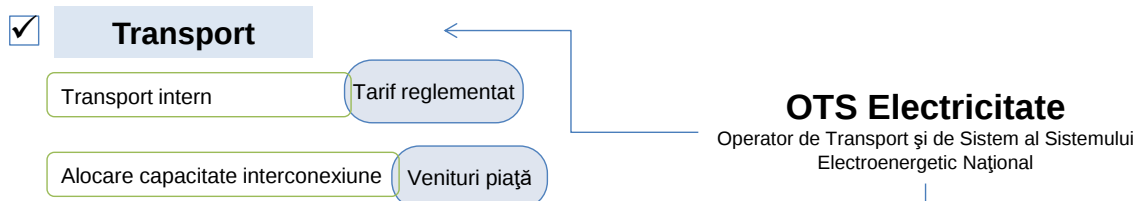


1.2. Portofoliul de activități și modelul de tarificare

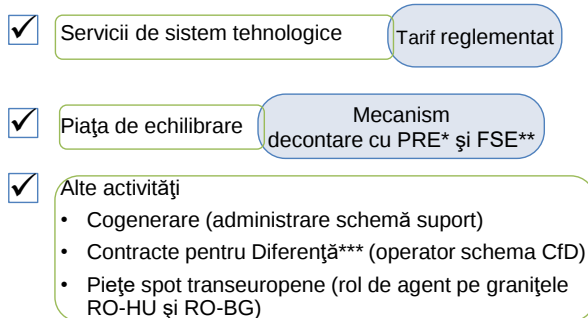
Portofoliul Transelectrica cuprinde activități cu profit permis servicii de transport și activități fără profit (serviciul de sistem, activitatea de echilibrare, scheme suport, contracte pentru diferență), toate activitățile fiind supuse reglementărilor ANRE.

Figura 4: Portofoliul de activități

Activități profit permis



Activități zero profit



**Părți Responsabile cu Echilibrarea și **Furnizori de servicii de echilibrare
***Pt. producerea de energie electrică din surse regenerabile din energie eoliană onshore și solară fotovoltaică

Conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, în calculul venitului reglementat al serviciului de transport sunt luate în considerare costurile necesare achiziției energiei electrice aferente consumului propriu tehnologic al RET.

Activitățile prezentate în graficul de mai sus în categoria "profit zero" sunt proiectate pe baze neutre față de profitul Companiei, conform cadrului de reglementare aplicabil.

Veniturile aferente serviciilor de sistem sunt estimate prin tariful aferent în scopul acoperirii integrale a costurilor asociate activităților. Similar, fluxurile de numerar aferente administrării schemei suport pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență au la bază o contribuție stabilită de ANRE estimată în scopul acoperirii integrale a costurilor aferente administrării schemei suport.

În cazul raportării unor rezultate anuale nenule, pozitive sau negative, din activitatea de servicii de

sistem tehnologice, determinate de diferențe între valorile prognozate incluse în calculul tarifelor și valorile efective, neutralitatea acestei activități față de profitul companiei este restabilită într-un orizont de timp multianual prin încorporarea unor ajustări corespunzătoare în tarife.

Titularul Licenței- Transelectrica este unicul prestator al serviciului public de transport al energiei electrice, pentru toți utilizatorii rețelei electrice de transport, precum și al serviciului de sistem, pentru toți utilizatorii SEN. Licența a fost acordată pentru o perioadă de 25 de ani, fiind valabilă până la data de 22.12.2025. Pentru menținerea valabilității, titularul are în vedere respectarea Condițiilor specifice și a Condițiilor generale asociate licenței.

Condițiile specifice sunt stabilite în ultima actualizare a Deciziei ANRE nr. 865/22.12.2000, respectiv Decizia ANRE nr. 1413/10.07.2024, conținutul acesteia fiind disponibil și online pe pagina de internet a Companiei (<https://www.transelectrica.ro/web/tel/licente-si-autorizatii>).

Activități Licență ANRE

TRANSPORT



- Activitate reglementată de ANRE;
- Tariful este revizuit și actualizat anual;
- Tariful aferent activității de transport este stabilit în baza unor setări prestabilite pe perioade multianuale (de regulă 5 ani) utilizând un model stimulat de tip venit - plafon (en. "revenue cap");
- Modelul venit - plafon permite recuperarea costurilor operaționale și a costurilor de investiții și obținerea unui randament financiar destinat remunerării adecvate a finanțatorilor, în corespondență cu riscul general al activităților reglementate derulate de Transelectrica;
- Anumite componente de cost, incluse în calculul tarifului, sunt plafonate la niveluri prestabilite de ANRE (conform unor cerințe de eficiență operațională), eficiențele superioare obținute de Transelectrică fiind parțial reținute de Companie prin intermediul unui mecanism de împărțire a profitului suplimentar cu utilizatorii serviciului de transport.

**Tarif
reglementat
costuri + profit reglementat**

OPERARE SISTEM (servicii de sistem)



- Activitate reglementată de ANRE;
- Operațiuni de dispecerizare a SEN pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a sistemului (menținerea sistemului într-un echilibru stabil producție-consum, menținerea parametrilor sistemici în marje prestabilite care să asigure funcționarea sigură și stabilă a SEN, programare operațională a acoperirii consumului) utilizând infrastructura de conducere tehnică operațională a SEN reprezentată de sistemul EMS – SCADA și sistemele de telecomunicație, telecomandă, protecție și control.



Tehnologice



- Activitate reglementată de ANRE;
- Operațiuni de planificare și procurare pentru asigurarea permanentă a echilibrului producție – consum, în scopul funcționării sigure a SEN, de la unități energetice calificate (grupuri de producere, consumatori, instalații de stocare);
- Tariful aferent activității de servicii de sistem tehnologice este stabilit anual în avans de ANRE pe baza unui model zero-profit ("pass-through") proiectat pentru recuperarea integrală a costurilor necesare procurării rezervelor de sistem cu posibilitatea reținerii unei părți a eventualelor economii obținute la procurarea rezervelor de putere în sistem concurențial.

**Tarif
Reglementat
costuri**

PIATA DE ECHILIBRARE (decontare)



- Activitate de administrare a pieței pe care se realizează echilibrarea producției și consumului în timp real;
- Operațiuni de procurare a energiei de reglaj de la furnizorii de servicii de echilibrare - unități energetice calificate (grupuri de producere, consumatori, instalații de stocare) și recuperarea integrală a costurilor aferente echilibrării de la părțile responsabile cu echilibrarea;
- Recuperarea costurilor se realizează pe baze zero-profit.

**Mecanism decontare
cu PRE** și FSE***
costuri**

* Începând cu 1 ianuarie 2021 tariful de operare sistem – componenta de servicii funcționale, a fost înglobat cu tariful de transport
** Părți Responsabile cu Echilibrarea și ***Furnizori de servicii de echilibrare

Alte activități

Alte activități cu profit permis

Management interconexiuni

- Activitate de alocare a capacităților disponibile de transfer transfrontalier al energiei electrice pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine;
- Mecanismul de alocare are la bază un sistem implicit automat bazat pe spread-ul de preț între piețe (în cazul cuplării piețelor prin preț) sau un sistem competitiv explicit bazat pe prețul oferit de participanții la piața de energie pentru capacitatea de transport transfrontalier disponibilă, aplicabil în situațiile în care cererea de capacitate depășește nivelul disponibil oferit pieței.

Alte activități cu profit zero

Cogenerare

- Activitate de administrare a schemei suport 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;
- Rolul Transelectrica în cadrul schemei suport este de colectare a contribuției de la furnizorii consumatorilor de energie electrică și de plată a bonusului către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare calificați;
- Recuperarea costurilor se realizează pe baze zero-profit.

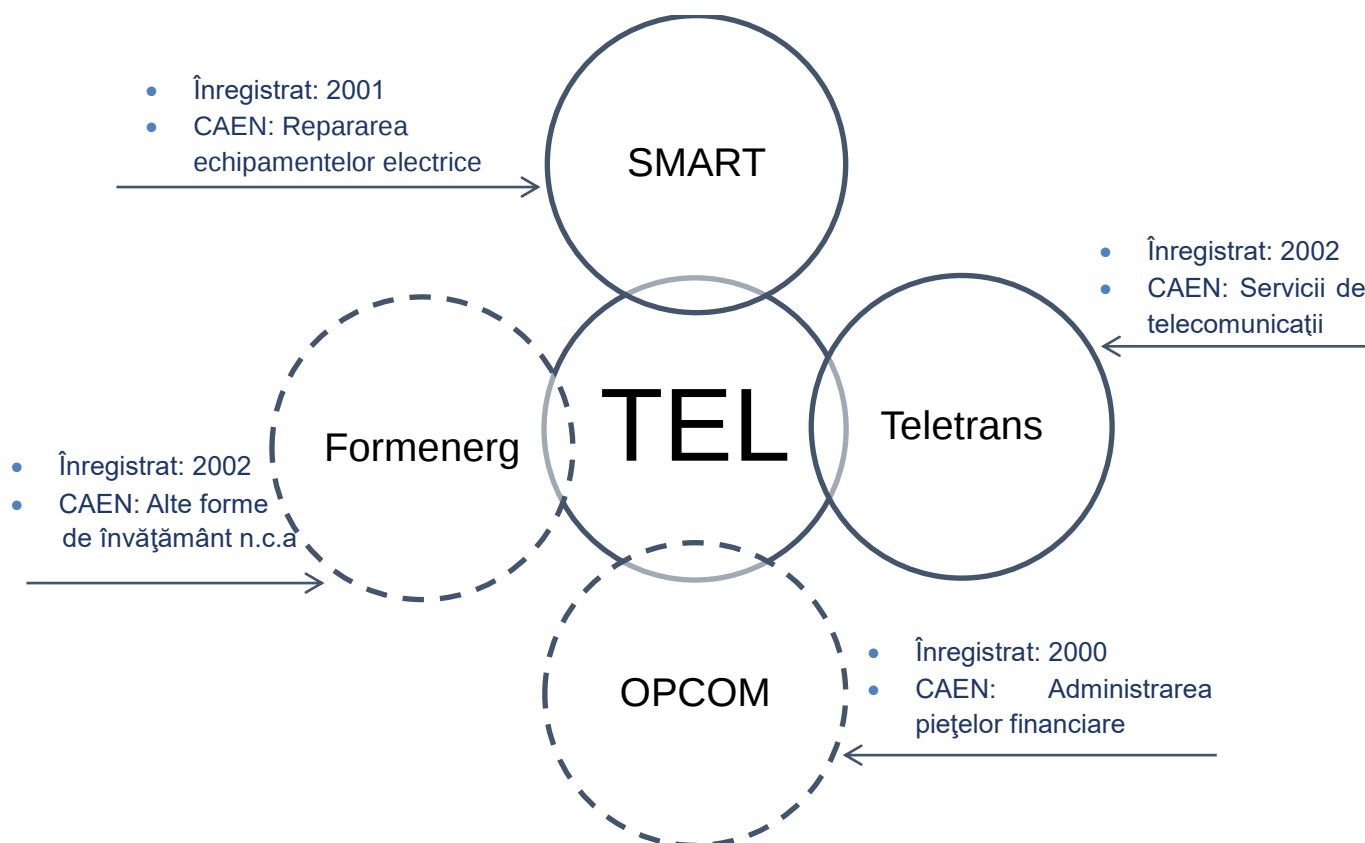
Contracte pentru Diferență

- Activitatea de operator al schemei Cf, schema de ajutor de stat sub formă de Contracte de Diferență pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile din energie eoliană onshore și solară fotovoltaică;
- Schema stabilește modul în care se va acorda ajutorul de stat prin intermediul contractelor pentru diferență (contracte CfD) și are ca obiectiv încheierea de contracte CfD până la data de 31 decembrie 2025 pentru proiecte cu o capacitate totală de 5.000 MW, care utilizează tehnologii eligibile de producere a energiei solare fotovoltaice și eoliene onshore.

Agent de transfer pe relația România-Ungaria și România-Bulgaria în cadrul pieței europene de energie electrică

- Activitate de compensare-decontare (rol de agent de transfer) în cadrul pieței europene de energie electrică pe orizontul de tranzacționare cu o zi înaintea livrării (piața pentru ziua următoare), cât și pe piața intraziilnică. Transelectrica îndeplinește o funcție de clearing financiar pe granița cu Ungaria și Bulgaria, având un rol important pe lanțul de decontare a energiei pe piețele spot transeuropene.

2. Structura Grupului



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

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

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

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

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

SMART



Filiala Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA a fost înființată în anul 2001, prin HG nr.710/19.07.2001 prin

reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

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

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

Filiala este o societate cu acoperire națională, strategică din punct de vedere al mentenanței, reparațiilor, expertizărilor și consultanței asigurate pentru:

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

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2024 este de 38.529 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS



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

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

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

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

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

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

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

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2024 este de 6.874 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

FORMENERG



Societatea FORMENERG SA a fost înființată ca urmare a Hotărârii numărul 33/19.11.2001 a Adunării Generale a Acționarilor – „Transelectrica” S.A., prin externalizarea activității Sucursalei de Formare și Perfecționare a Personalului din Sectorul Energetic. FORMENERG și-a început activitatea la data de 21 martie 2002.

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

FORMENERG SA are la bază un vechi centru de formare profesională din România, cu o vastă experiență în domeniul formării profesionale, oferind în prezent o gamă variată de cursuri, atât în domenii tehnice (construcții, energie, instalații, etc), cât și de interes general (management de proiect, vânzări, formator, etc) având un portofoliu de peste 200

cursuri. Cursurile autorizate și agreate de instituții ca ANRE sau Ministerul Muncii și Solidarității Sociale sunt susținute de lectori și traineri profesioniști și cu o vastă experiență.

De asemenea Filiala este furnizor de formare profesională autorizat de către Autoritatea Națională pentru Calificări (ANC).

Competențele FORMENERG sunt structurate pe următoarele direcții principale:

- servicii de instruire/formare profesională,
- servicii de cazare hotel,
- servicii de închiriere (imobil, săli de cursuri).

Capitalul social la 31.12.2024 este de 1.948 mii lei, vărsat integral, reprezentat prin 194.842 de acțiuni având o valoare nominală de 10 lei fiecare.

Acțiunile FORMENERG sunt deținute 100% de către Transelectrica.

OPCOM



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. Principalele activități desfășurate de OPCOM conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare:

- Exercițarea activității de organizare și administrare a piețelor centralizate de energie electrică;
- Exercițarea funcției de organizator și administrator al pieței de certificate verzi;
- Exercițarea activității de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale;
- Exercițarea rolului de achizitor unic în cadrul Mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică.
- Pentru perioada de livrare anterioară lunii octombrie 2023, stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru tranzacțiile realizate de către participanții la Piața de Echilibrare și pentru OTS, calcularea prețurilor

finale unice, a prețurilor finale de deficit a prețurilor finale de excedent precum și determinarea dezechilibrelor cantitative și valorice ale Părților Responsabile cu Echilibrarea, în calitate de operator delegat pentru realizarea decontării energiei de echilibrare, precum și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea;

- Activitatea de supraveghere a funcționării piețelor administrate;
- Colectarea și publicarea datelor statistice despre piață, conform prevederilor Legii energiei;
- Mecanism de Raportare Înregistrat (RRM);
- Administrarea și dezvoltarea platformelor informatice ce deservește piețele de energie;
- Participant activ în cadrul pieței europene de energie.

OPCOM se află în relații de colaborare cu Bursa de Valori București pentru identificarea proiectelor prin care cele două entități vor propune tranzacționarea produselor derivate pentru administrarea riscului relativității prețului energiei și derularea operațiunilor de compensare și decontare printr-o Casă de Compensare națională (Contraparte Centrală în România-CCP.RO). În anul 2021, OPCOM și CCP.RO au negociat Contractul privind cadrul aferent compensării și decontării tranzacțiilor încheiate pe Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare prin Negociere Continuă (PCCB-NC) administrată în cadrul OPCOM. Acest proiect este necesar pieței de energie și pieței de capital contribuind la creșterea lichidității și la fluidizarea plăților prin creșterea siguranței tranzacțiilor și diminuarea cheltuielilor aferente tranzacțiilor compensate, urmând în acest mod bunele practici europene din domeniul piețelor de capital împreună cu piețele de energie.

Totodată, OPCOM a fost calificat de către ACER ca Mecanism de Raportare Înregistrat, în vederea raportării ofertelor și tranzacțiilor stabilite de participanții la piața angro de energie din România.

Din perspectiva domeniului său de activitate și a responsabilităților ce îi revin, OPCOM este membru al Asociației internaționale a burselor de energie (APEX, Association of Power Exchanges), Asociației burselor europene de energie (EUROPEX, Association of European Energy Exchanges), altor comitete și asociații naționale.

În același timp, în cadrul Proiectului de cuplare pe bază de fluxuri al regiunii, în data de 8 iunie 2022, cei 16 Operatori de Transport și Sistem (OTS) din Regiunea de calcul a capacității Core (Core CCR), împreună cu 10 Operatori ai Pieței de Energie Electrică Desemnați (OPEED), au inițiat cuplarea

pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri. De asemenea, ca parte a proiectului Core FB MC, a fost implementată și cuplarea pieței între Croația și Ungaria & Slovenia și Ungaria, contribuind la o cuplare a pieței europene mai completă și mai bine funcțională.

OPCOM este implicat direct în ansamblul eforturilor europene dedicate creării preței unice de energie electrică, fiind deplin integrat și angajat într-o suită de cooperări în plan european și regional corespunzător profilului său, fiind puternic ancorat în eforturile europene dedicate acestui obiectiv.

Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE.

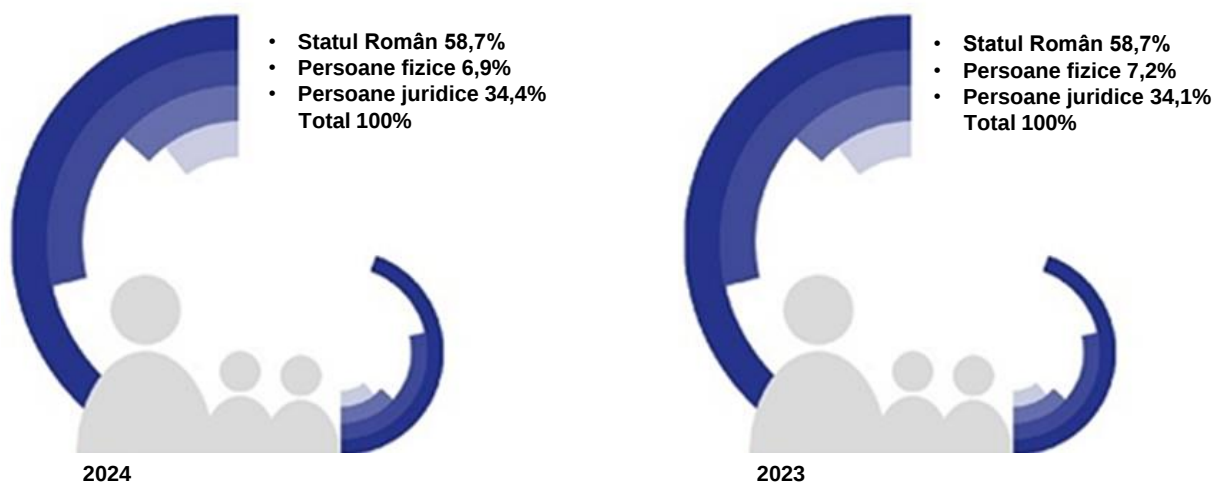
Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 31.12.2024 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționariatului este următoarea:

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

3. Transelectrica pe piața de capital

3.1. Structura acționariatului

Figura 5: Evoluția structurii acționariatului 2024-2023



Compania garantează dreptul acționarilor la un tratament echitabil și la o corectă și completă informare asupra situației Companiei.

Toate acțiunile emise conferă deținătorilor drepturi egale și orice modificare a drepturilor conferite va fi supusă aprobării deținătorilor direct afectați, în adunarea specială a acestora.

Principalul acționar și deținător a 43.020.309 din totalul acțiunilor este Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului reprezentând un procent de 58,688%, restul de acțiuni, respectiv 30.282.833 reprezintă acțiuni liber tranzacționabile (free float).

La data de 31 decembrie 2024 cei doi acționari minoritari semnificativi sunt :

- Pavăl Holding SRL care deține **6,485%** din capitalul social al Companiei.
- NN Group N.V. care a devenit acționar minoritar semnificativ începând cu 11 aprilie 2019 și deține o participație de **5,467%**.

Tabel 1: Acțiuni Free Float

Acțiuni Free Float	31.12.2024	%
Nerezidenți, din care	665.013	2,16%
Persoane fizice	73.137	0,24%
Persoane juridice	581.876	1,92%
Rezidenți, din care	29.627.820	97,84%
Persoane fizice	5.005.758	16,53%
Persoane juridice	24.622.062	81,31%
Total acțiuni	30.282.833	100%

3.2. Evoluție preț acțiune

Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB Începând cu data de 5 ianuarie 2015, acțiunile fiind tranzacționate sub simbol TEL.

Piața de capital din România este inclusă, începând cu 21 septembrie 2020, în indicii Piețelor Emergente, potrivit clasificării furnizorului global de indici FTSE Russell. Promovarea propriu-zisă la statutul de Piață Emergentă permite pieței de capital și economiei românești să absoarbă noi fonduri și transmite un semnal puternic către companiile private și de stat că pot crește semnificativ prin intermediul bursei.

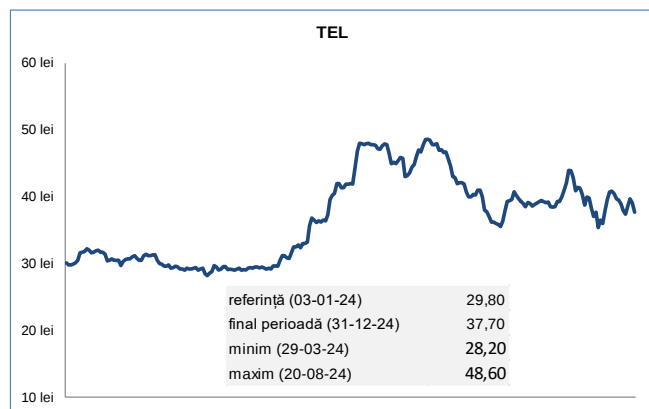
Transelectrica a împlinit 18 ani pe 29 august 2024 de la data listării la Bursa de Valori București în cadrul programului “O piață puternică - Dezvoltarea pieței de capital”, fiind prima companie cu capital majoritar de stat listată.

Anul 2024 a debutat cu un preț de tranzacționare de 29,80 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 48,60 lei/acțiune înregistrat în data de 20.08.2024, acesta fiind un maxim istoric înregistrat anterior în anul 2006 imediat după listarea Companiei. Această creștere semnificativă a generat investitorilor un randament maxim de aproximativ 63%.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe parcursul anului 2024 pe piața de capital din România a înregistrat 31.915 tranzacții cu un număr mediu de 128 tranzacții/zi și 3.191.488 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 152.870 mii lei.

Prețul final al perioadei a adus acțiunilor TEL o capitalizare bursieră de 2.764 mil lei.

Figura 6: Evoluție preț acțiune TEL 2024



Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-EF | BET-NG | BET-BK.

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

Indicii BVB reflectă evoluția prețurilor celor mai tranzacționate companii listate sau evoluția anumitor sectoare reprezentative, cum ar fi sectorul financiar sau sectorul energetic. Ca metodologie de calcul, toți indicii BVB sunt indici de preț ponderați cu capitalizarea free float-ului, cu limite maxime pentru ponderile societăților componente. Cu excepția indicilor BET-TR, BET-TRN, BET-XT-TR și BET-XT-TRN care sunt ajustați pentru dividende, ceilalți indici reflectă doar evoluția prețurilor de piață.

Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

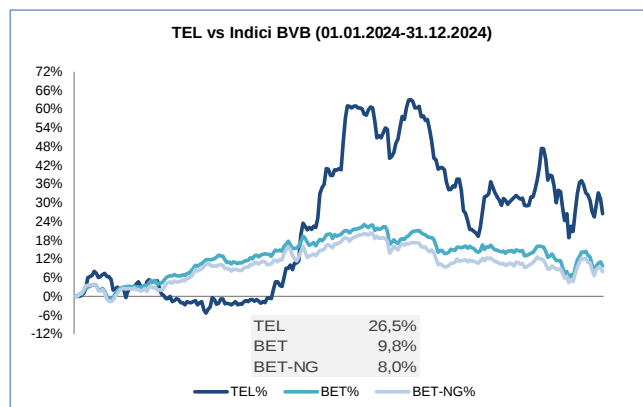
- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicele de referință al pieței de capital ce reflectă evoluția celor mai lichide 20 companii

listate pe piața reglementată a BVB) exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).

- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie și utilităților aferente listate pe piața reglementată a BVB).

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

Figura 7: TEL vs indici BVB 2024



Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 06.12.2024, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,65% în indicele BET, 3,01% în indicele BET-NG și 2,23% în indicele BET-EF.

Variația randamentului acțiunilor TEL față de BET și BET-NG a oscilat în cadrul perioadei analizate și a înregistrat începând cu data de 5 iunie 2024, evoluție pozitivă față de BET cu o creștere maximă de 43 p.p. și de 46 p.p. față de BET-NG în perioada 19-20 august 2024.

Randamentul acțiunilor la finalul perioadei analizate a înregistrat un avans de 17 p.p. peste randamentul BET și de 19 p.p. peste randamentul BET-NG.

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

Tabel 2: Informații bursiere 2024 -2022

Indicator	2024	2023	2022
Număr de acțiuni	73.303.142	73.303.142	73.303.142
Capitalizare bursieră (mil. lei)	2.764	2.206	1.591
Capitalizare bursieră (mil. euro)	556	444	322
Preț maxim (lei/acțiune)	48,60	30,6	23,5
Preț minim (lei/acțiune)	28,20	21,0	16,9
Preț la începutul anului (lei/acțiune)	30,10	21,7	22,5
Preț la sfârșitul anului (lei/acțiune)	37,70	30,1	21,7

Indicator	2024	2023	2022
Profit pe acțiune (lei/acțiune)	7,99	2,91	7,02
PER	4,72	10,33	3,09
P/BV	0,48	0,43	0,41
Dividend pe acțiune din rezultatul perioadei (lei)	3,81	-	0,71
Dividend pe acțiune din rezultatul reportat (lei)	-	0,28	-
Randamentul dividendului %	10,11	0,93	3,27
Free Float %	41,31	41,31	41,31

3.3. Dividende

Politica de dividend a Companiei respectă prevederile 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, precum și țințele stabilite de Agenția pentru Monitorizarea și Evaluarea Performanțelor Întreprinderilor Publice (AMEPIP).

Rata de distribuție dividende este stabilită anual de către acționarul majoritar, care aprobă în AGA modul de repartizare a profitului și valoarea dividendelor acordate. Mai mult, în conformitate cu prevederile legislației în vigoare, doar acționarii CNTEE Transelectrica SA au prerogativa să adopte o hotărâre AGA având ca obiect redistribuirea sub formă de dividende a unei sume de bani din alte rezerve/rezultat reportat cu condiția ca aceasta să se încadreze contabil în soldul acestor conturi. Numai în momentul adoptării unei hotărâri AGA privind distribuirea sub formă de dividende a oricărei sume, Compania va deveni titulara unei obligații de plată certe, lichide și exigibile.

În acest sens, Compania a efectuat analiza financiară luând în calcul valoarea rezervelor aflate în capitalurile proprii, disponibilitățile bănești la dispoziția Companiei, asigurarea surselor de finanțare cu prioritate pentru

angajamentele contractate în anii precedenți (obiective în continuare) și pentru obiectivele noi de investiții aprobate în PAI 2024, numerarul restricționat (sume aflate în tranzit în conturile Transelectrica în calitate de administrator al schemei pentru cogenerare) și costurile curente pentru asigurare a funcționării SEN în condiții de maximă siguranță.

Având în vedere Hotărârea AGA 4/2025, precum și Memorandumul emis de MF transmis de către acționarul majoritar cu adresa nr. 20/10548/MD din 07.04.2025 (înregistrat în Companie cu numărul 15353/08.04.2025) cu privire la distribuirea unei cote de minim 90% din profitul net rămas de distribuit al anului 2024 ca dividende, Conducerea Companiei a decis modificarea situațiilor financiare emise anterior în data de 17 martie 2025, prin modificarea Notei 13 „Capitaluri proprii” cu privire la propunerea de repartizare a profitului net al anului 2024 (al societății mamă) ca dividende în cota de 90,21%, anterior 50,20%.

Astfel suma care va fi repartizată către acționari din profitul contabil rămas de distribuit după deducerea impozitului pe profit și acoperirea destinațiilor prevăzute în OG 64, este de 279.284.971 și reprezintă un dividend brut de 3,81 lei/acțiune, pentru toti acționarii, pentru un număr de 73.303.412 acțiuni.

3.4. Rating

În data 17 ianuarie 2025 agenția de rating de credit Moody's Investors Service a publicat opinia de credit actualizată, prin care evaluează capacitatea prezentă și viitoare a Companiei de a-și îndeplini obligațiile de plată față de creditorii, acordând calificativul Baa3 stabil (prin reconfirmarea calificativului din anul anterior).

În evaluare, ratingul Companiei este situat la nivelul ratingului suveran (Baa3 stabil), recunoscându-se performanța financiară îmbunătățită și rezultatele operaționale solide ale Companiei. Astfel se pun premisele finanțării viitoare în condiții optime de cost a

investițiilor asumate de către companie pentru finanțarea planului de investiții din cadrul Planului de dezvoltare RET 2024-2033.

Transelectrica se află pentru al patrulea an consecutiv în categoria de investment-grade Baa3 (risc investițional moderat), având în vedere importanța strategică a Companiei, îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare, precum și beneficiul dat de suportul guvernamental în caz de dificultăți financiare.

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

capacitatea Companiei de a-și onora obligațiile financiare prezente și viitoare, arătând că Transelectrica își desfășoară activitatea într-un cadru

Tabel 3: Rating Transelectrica

Agentie rating	2024	2023	2022
Moody's Investors Service	Baa3 stabil	Baa3 stabil	Baa3 stabil

3.5. Relația cu investitorii și părțile interesate

În contextul implementării regulilor și bunelor practici de guvernanta corporativă, Transelectrica este angajată într-o comunicare activă cu acționarii și investitorii, utilizând în acest sens mai multe canale de comunicare și interfețe dedicate. Compania conștientizează responsabilitatea importantă ce îi revine prin prisma calității de societate tranzacționată public.

Diversitatea acționariatului și prezența în principalii indici publicați de BVB accentuează exigențele în materie de transparență, relevanță a informației și rapiditate în diseminarea acesteia, precum și menținerea unui dialog continuu cu publicul investitor.

Relația cu acționarii este esențială pentru conducerea Transelectrica. Compania comunică constant cu acționarii și potențialii investitori, pe de o parte, prin diseminarea informărilor continue și periodice a informațiilor de interes și a datelor financiare rezultate, în acord cu legislația specifică pieței de capital, iar pe de altă parte prin ședințele Adunărilor generale ale acționarilor și corespondență electronică scrisă și telefonică prin contacte dedicate.

Astfel, acționarii și investitorii au acces la informațiile relevante pentru decizia investițională prin accesarea secțiunii dedicate din cadrul paginii de internet a Transelectrica, secțiunea Relații Investitori (ședințele AGA cu materialele de interes ale punctelor de pe ordinea de zi, situații financiare, guvernanta corporativă, rapoarte curente și prezentări periodice, informații despre dividende, etc).

Compania garantează dreptul acționarilor la un tratament echitabil și la o corectă și completă informare asupra situației Companiei. Toate acțiunile emise conferă deținătorilor drepturi egale și orice modificare a drepturilor conferite va fi supusă aprobării deținătorilor direct afectați, în adunarea specială a acestora.

Contextul noilor reglementări de guvernanta corporativă instituite în sarcina companiilor listate coroborat cu cele mai bune practici de guvernanta corporativă, permite Transelectrica identificarea modalităților de extindere pas cu pas a aplicării cadrului de raportare/informare, îmbunătățind constant

de reglementare îmbunătățită, având un profil financiar solid, cu un nivel redus de îndatorare și valori financiare puternice, stabile și predictibile.

principiile și standardele de guvernanta corporativă. Transelectrica realizează că performanțele în domeniul guvernantei corporative îi pot influența reputația. Comunicarea activă cu acționarii prin transmiterea de informații imparțiale, reale reprezintă factorul esențial pentru credibilitatea Companiei; Un nivel de transparență ridicat, acționează asupra culturii organizaționale prin stimularea îmbunătățirii relației cu angajații, investitorii și societatea civilă.

Pentru un management mai eficient al timpului și al banilor, Compania menține contactul cu acționarii, investitorii, analiștii financiari și presa de specialitate prin folosirea mai des a tele/video-conferințelor, în loc de deplasări, pentru prezentarea rezultatelor financiare trimestriale/semestriale și anuale, organizate periodic de Companie. Întâlnirile de prezentare a rezultatelor financiare sunt stabilite anual, comunicate prin Calendarul anual de Comunicare Financiară aprobat și diseminat la începutul fiecărui an prin intermediul instituțiilor pieței de capital.

De asemenea, se stabilesc întâlniri "one to one" la solicitarea investitorilor sau a brokerilor acestora și/sau se asigură prezența reprezentanților TEL prin participarea Companiei la evenimente dedicate investitorilor individuali sau investitorilor instituționali organizate de Bursa de Valori București sau de firmele de servicii de investiții financiare.

Pe parcursul anului 2024 au avut loc următoarele întâlniri importante:

Eveniment organizat	Data
Prezentarea rezultatelor financiare aferente anului 2023	28 martie 2024
Ședința AGOA anuală de prezentare și aprobare a rezultatelor încheiate la 31.12.2023	29 aprilie 2024
Prezentarea rezultatelor financiare aferente trimestrului I 2024	16 mai 2024
Prezentarea rezultatelor financiare aferente semestrului I 2024	14 august 2024
Prezentarea rezultatelor financiare aferente trimestrului III 2024	14 noiembrie 2024

De asemenea, se stabilesc întâlniri "one to one" la solicitarea investitorilor sau a brokerilor acestora și/sau se asigură prezența reprezentanților TEL prin participarea Companiei la evenimente dedicate investitorilor individuali sau investitorilor instituționali organizate de Bursa de Valori București sau de firmele de servicii de investiții financiare.

Acțiunea Transelectrica este monitorizată de departamentele de research ale principalelor societăți de servicii de investiții financiare active pe piața reglementată administrate de Bursa de Valori București.

Compania menține un contact cu analiștii societăților care dețin Transelectrica în portofoliul de research.

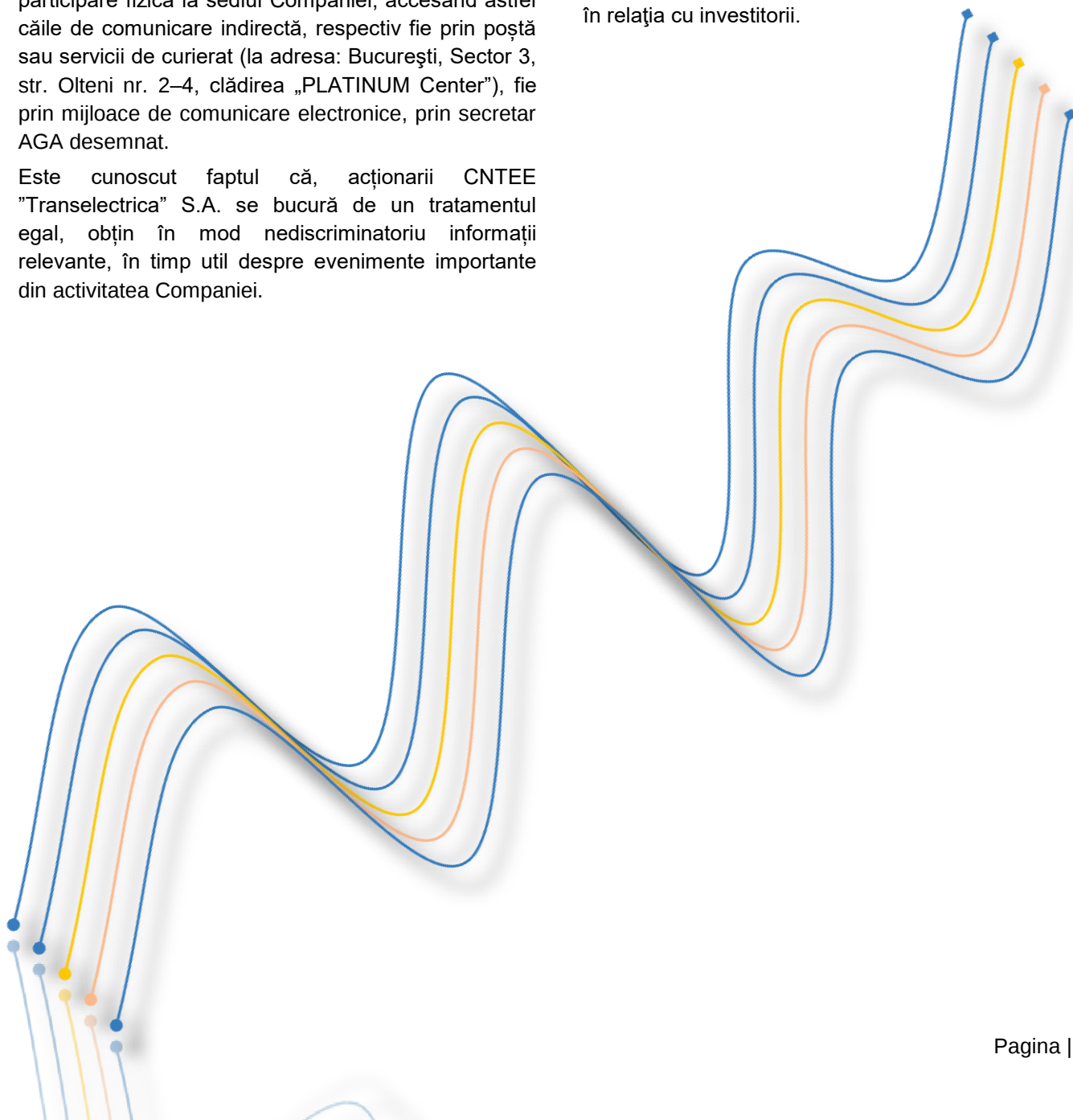
În principal, acționarii în mod direct sau prin reprezentant au ales să-și exercite dreptul de vot în Adunările generale ale acționarilor, utilizând buletinele de vot prin corespondență, ca alternativă de participare fizică la sediul Companiei, accesând astfel căile de comunicare indirectă, respectiv fie prin poștă sau servicii de curierat (la adresa: București, Sector 3, str. Olteni nr. 2-4, clădirea „PLATINUM Center”), fie prin mijloace de comunicare electronice, prin secretar AGA desemnat.

Este cunoscut faptul că, acționarii CNTEE "Transelectrica" S.A. se bucură de un tratament egal, obțin în mod nediscriminatoriu informații relevante, în timp util despre evenimente importante din activitatea Companiei.

Website-ul Companiei www.transelectrica.ro oferă transparență prin acces la informații de interes pentru acționari și publicul investitor, informații relevante de natură a influența decizia de a investi

Totodată, Asociația pentru Relații cu Investitorii la Bursă din România (ARIR) evaluează anual nivelul de transparență. În anul 2024, indicatorul VEKTOR by ARIR a fost calculat în baza unei metodologii ce include 10 criterii. În urma monitorizării site-ului TEL, reprezentanții ARIR au acordat un punctaj 5 din 10 Companiei pentru anul 2024. Rezultatele sunt disponibile pe pagina fiecărui emitent în cadrul website-ului Bursei de Valori București (BVB) și pe site-ul.

Pentru anul 2025 Compania are ca obiectiv principal aplicarea celor mai bune practici în domeniu pentru a eficientiza comunicarea dintre companie și investitori pentru o poziționare cât mai sus în topul companiilor listate în ceea ce privește transparența și comunicarea în relația cu investitorii.



4. Managementul riscului

4.1. Politica privind managementul riscului

În cadrul Companiei este implementat Sistemul de Management Integrat al Riscurilor, impus de cerințele strategice privind siguranța și continuitatea în operare a SEN și reprezentând o condiție fundamentală pentru un control managerial intern sănătos. Compania abordează proactiv managementul riscului, Directoratul asigurându-se astfel, într-o manieră rezonabilă, că obiectivele vor fi atinse prin gestionarea posibilelor amenințări. În acest sens, se urmărește identificarea și tratarea pierderilor potențiale, înainte ca evenimentele ce ar putea avea impact negativ să aibă loc, cu pregătirea prealabilă a soluțiilor tehnice, operaționale și financiare specifice pentru a diminua sau contracara aceste eventuale pierderi.

Administrarea riscurilor de către Companie respectă cerințele legale și de reglementare în vigoare, de a avea capacități de control al riscului adecvate profilului de risc al Companiei, pentru identificarea, evaluarea, administrarea, monitorizarea, comunicarea, consultarea și raportarea riscurilor:

- Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Controlului intern managerial al entităților publice,
- cerințele Reglementatorului și alte cerințe derivate din calitatea de Companie listată la Bursa de Valori București sau impuse de agenții de rating ori auditori.

În anul 2024, s-a realizat și a fost aprobat de către Directoratul Companiei, *Registrul Riscurilor la nivel de Companie - 2024*, având ca scop minimizarea efectelor riscurilor semnificative la care este expusă Compania. *Registrul riscurilor* a fost întocmit în conformitate cu cerințele Standardului 8 *Managementul riscului*, din OSGG nr. 600/2018. Totodată, s-a realizat și a fost aprobat de către Directorat *Planul de implementare a măsurilor de control pentru anul 2024*.

Întrucât activitatea de bază a Transelectrica, prin intermediul sucursalelor teritoriale de transport și DEN, este să asigure funcționarea continuă și conducerea operațională a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), potrivit normelor de calitate, securitate și eficiență prevăzute de Codul tehnic al RET și a reglementărilor europene și naționale în vigoare, s-a acordat prioritate și atenție deosebită criteriilor de siguranță și sănătate ale angajaților, precum și continuității funcțiilor strategice

pentru SEN, în calitate de operator de sistem și transportator al energiei electrice.

Acțiunile luate pentru ținerea sub control a riscurilor, în anul 2024 în principal, au diminuat probabilitatea de materializare și impactul riscului, față de nivelul riscurilor inerente.

Riscurile materializate au fost tratate în conformitate cu strategia adoptată, impusă de circumstanțele care au favorizat apariția riscului.

Stabilirea strategiei de gestionare a riscurilor presupune:

- acceptarea riscului
- monitorizarea riscului
- tratarea riscului pentru eliminarea / diminuarea la un nivel acceptabil prin măsuri
- externalizarea riscului, de exemplu contracte de asigurări

Strategiile de combatere a riscurilor au constat preponderent în:

- tratarea riscurilor semnificative în vederea diminuării la un nivel acceptabil și
- monitorizarea riscurilor semnificative.

Strategiile pentru controlul riscurilor sunt identificate/descrie în *Registrul riscurilor Companiei, pentru riscurile semnificative (ridicate și medii)*, dintre instrumentele de implementare/control intern utilizate, putem menționa:

- măsuri în cadrul programelor de achiziții/mentenanță/ investiții/ pregătire profesională a personalului;
- măsuri dedicate privind identificarea, monitorizarea, tratarea sau externalizarea riscurilor;
- contracte de asigurări care se derulează la nivelul Companiei;
- prevederi contractuale (referitoare la garanție de bună execuție-GBE, penalități);
- elaborarea sau revizia procedurilor;
- modificarea organizării procesuală și structurală;
- indicator de performanță atașat obiectivului;
- redistribuirea personalului;
- constituirea sau actualizarea de baze de date.

4.2. Obiectivele Transelectrica privind managementul riscului

Directoratul Companiei urmărește menținerea continuității funcțiilor strategice de operator de sistem și transportator al energiei electrice în cadrul SEN al României, chiar și în circumstanțele cele mai nefavorabile.

Atât în mod direct, cât și prin implementarea la nivelul sucursalelor teritoriale de transport și filialelor, precum și prin transpunerea cerințelor aplicabile în contractele de servicii cu furnizorii specializați, politica Companiei are ca scop funcționarea în conformitate cu normele de calitate, securitate și eficiență prevăzute de Codul Tehnic al RET și orice alte reglementări specifice aplicabile, cu accent pe respectarea criteriilor de siguranță și sănătate a angajaților, precum și asigurarea protecției și conservării proprietății și mediului.

Conducerea Companiei a stabilit următoarele obiective strategice în ceea ce privește managementul riscurilor:

- înțelegerea riscurilor la care este expusă Compania, a cauzelor, a posibilelor deviații de la buget și a costurilor acestora, precum și a impactului asupra obiectivelor generale și specifice;
- menținerea unui mediu de lucru sigur pentru angajați;
- operarea echipamentelor și a instalațiilor în condiții de siguranță, fără pericole pentru terți și fără afectarea mediului înconjurător;

- implementarea măsurilor optime de control al riscurilor.

Obiectivele principale stabilite includ:

- îmbunătățirea profilului de risc al Companiei, prin administrarea procesului global de identificare, evaluare și monitorizare a riscurilor și de implementare a controlului necesar,
- eliminarea sau reducerea la minim a condițiilor și practicilor care pot conduce la neîndeplinirea indicatorilor de performanță, la întreruperea sau limitarea activității Companiei;
- reducerea costului total al riscului pentru a contribui la asigurarea resurselor financiare necesare cheltuielilor de operare, plății datoriilor și realizării investițiilor.

Activitățile Companiei sunt sensibile la condițiile economice generale, care pot influența cantitatea de energie electrică transportată și implicit veniturile și rezultatele operaționale. În plus, cererea pentru energie electrică și prețul acesteia depind de o varietate de factori asupra cărora Transelectrica nu are control, și anume:

- evoluțiile economice și politice la nivel global și regional;
- cererea consumatorilor din industrie;
- condițiile climatice;
- tarifele reglementate de ANRE pentru serviciile de transport și sistem;
- legile și reglementările existente.

4.3. Principalele riscuri identificate

Managementul riscului este parte integrantă a managementului Companiei și a proceselor de luare a deciziilor, contribuind la atingerea obiectivelor într-un grad mai mare, printr-o planificare mai exactă ținând cont de riscuri și prin măsurile de limitare și control a potențialelor efecte adverse asupra performanței financiare a Companiei datorate imprevizibilității mediului economic și financiar.

În procesul de actualizare a Registrului riscurilor s-a constatat menținerea expunerii la risc la nivelul anului anterior, riscurile reziduale, față de precedentă evaluare menținându-se în general la același nivel. Riscurile identificate în anii precedenți sunt ținute sub control corespunzător.

Riscuri tehnice și operaționale

Materializarea riscurilor de natură tehnică sau rezultate din nerespectarea procedurilor sau sistemelor existente, generate de comportamentul angajaților sau de evenimente externe, ar putea

influența negativ activitatea Companiei, reprezentând un obstacol în atingerea rezultatelor propuse și afectând totodată situația financiară a Companiei:

- pierderea stabilității SEN,
- avarii la instalații și echipamente; avarierea, indisponibilizarea instalațiilor și echipamentelor,
- disfuncționalități ale sistemelor și platformelor utilizate în conducerea operativă, comunicații și telecomunicații,
- indisponibilitatea datelor de măsurare, agregare pentru OPCOM / OPE,
- realizarea sub nivelul programat a Programului de Mentenanță RET,
- realizarea sub nivelele programate cantitative și calitative a programelor anuale de Investiții,
- neîndeplinirea condițiilor / cerințelor legale.

Riscuri financiare

Din punct de vedere al managementul riscului financiar, riscurile la care este expusă Compania, având cele mai semnificative efecte asupra rezultatelor financiare, decurg din instrumentele financiare: riscul de rată a dobânzii, riscul valutar, riscul de credit și riscul de lichiditate. Alte riscuri ce pot afecta performanța Companiei sunt: riscul privind prevederile din acordurile de finanțare, riscul deteriorării ratingului de credit, riscul de preț datorat imprevizibilității pieței de energie (care pot duce la creșteri semnificative de costuri asociate CPT).

Principalele riscuri pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității sale sunt summarize în cele ce urmează:

Riscul de rată a dobânzii

Compania are încheiate contracte de creditare (pe termen lung și scurt) pentru finanțarea programelor de investiții și pentru susținerea activității operaționale.

Componenta variabilă a ratei de dobândă pentru creditele atrase de Companie poate influența deopotrivă fluxurile de numerar din activitatea operațională precum și profitabilitatea, dacă valorile acestor indici față de care rata de dobândă este calculată se modifică semnificativ.

Pe termen scurt, Transelectrica are contractată o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, cu o dobândă variabilă calculată în funcție de referința ROBOR 1M și o altă linie de credit pentru finanțarea capitalului de lucru al Companiei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M. La data de 31 Decembrie 2024 ambele linii de credit au fost utilizate pe parcursul anului iar până la 31.12.2024 lafoanele au fost reîntregite.

Pe termen lung compania are contractate 2 împrumuturi cu dobândă fixă acordate de către Banca Europeană de Investiții (BEI) la data de 5 august 2010. Sumele datorate la 31 decembrie 2024 soldurile la creditele BEI sunt:

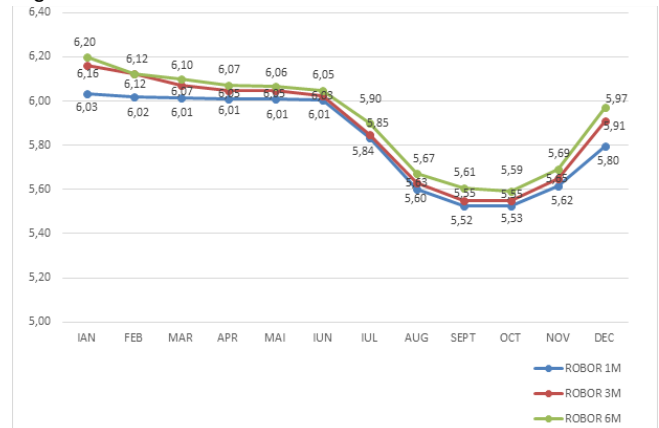
- împrumutul BEI 25709 - 2.407.407,50 EUR
- împrumutul BEI 25710 - 4.006.410,21 EUR.

Având în vedere că împrumuturile pe termen lung contractate de către Companie, sunt cu dobândă fixă, putem afirma faptul că impactul acestui risc este scăzut.

Pe piața bancară națională, ROBOR la 1 lună, a cunoscut pe parcursul anului 2024 un trend descendent, ajungând de la o valoare maximă de

6.03% (ianuarie 2024) respectiv la un minim de 5.52% la septembrie 2024.

Figura 8: ROBOR 1M, 3M, 6M Ianuarie-Decembrie 2024



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

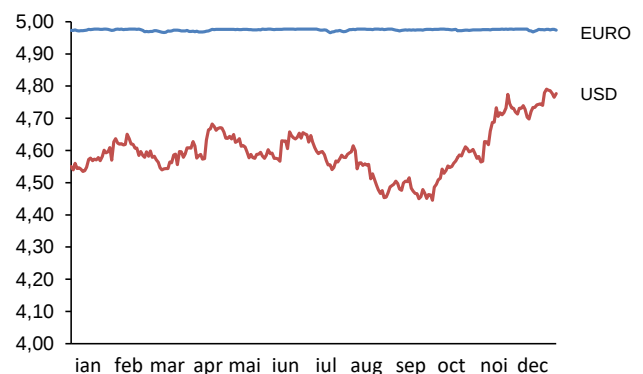
Riscul valutar

Moneda funcțională a Companiei este leul românesc.

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

Pe parcursul anului 2024 cursul EUR a fost unul stabil și liniar ce a oscilat în intervalul 4,9655 – 4,9773 lei.

Figura 9: Evoluție curs valutar 2024



Riscul de lichiditate

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

Scrisorile de garanție bancară, negocierea termenelor de plată cu furnizorii pentru a echilibra fluxurile de numerar, planificarea eficientă a investițiilor pentru a

evita suprasolicitarea resurselor financiare și accesarea unor linii de credit flexibile pe termen scurt sunt strategii de gestionare a riscului de lichiditate pe care Compania le aplică.

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

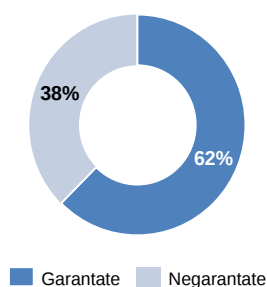
O altă componentă a riscului de lichiditate este reprezentată de costul de oportunitate al investițiilor financiare pentru excesul de lichidități pe care Compania îl poate avea la un moment dat.

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

Pentru situațiile ce impun finanțarea capitalului de lucru, Compania apelează la credite pe termen scurt, sub forma liniilor de credit. La data prezentului raport, Compania are în derulare 2 linii de credit fiecare de câte 175 mil RON, a căror valabilitate expiră în luna martie 2025, contractate pentru finanțarea activității curente.

În perioada ianuarie-decembrie 2024, datorită soluțiilor găsite și măsurilor întreprinse la timp, Compania și-a respectat obligațiile financiare.

Figura 10: Structura datoriei în funcție de garanții la 31.12.2024



Riscul de credit

Riscul de creditare este riscul în care Compania suportă o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual (client sau o contrapartidă la un instrument financiar) de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale, numerarul și echivalentele de numerar.

Acest risc este gestionat la nivelul Companiei prin monitorizarea solvabilității și rating-ului instituțiilor financiare la care Transelectrica are plasate

instrumente financiare (numerar, depozite bancare), respectiv contractate credite.

Gestiunea trezoreriei imediate trebuie să urmărească realizarea unui echilibru între asigurarea lichidității pe termen scurt și profitabilitatea Companiei.

Pe de altă parte, marja de manevră pentru operaționalizarea unei politici orientate spre îmbunătățirea capitalului de lucru intern este limitată în mod semnificativ de natura restrictivă a cadrului de reglementare care guvernează majoritatea relațiilor contractuale și condițiilor asociate pentru Transelectrica pe piața de energie.

Practic, gradele de libertate exploatabile în scopul stabilirii și implementării unei politici de capital de lucru prin optimizarea perioadelor medii de încasare a creanțelor și a perioadelor medii de plată a furnizorilor, sunt limitate.

Acestea, se rezumă la tranzacțiile nereglementate pe piața de energie (achiziția CPT pe piața la termen, achiziția rezervelor de sistem în regim concurențial) și la tranzacțiile de procurare de servicii/lucrări/bunuri cu terții în afara pieței de energie.

Pentru combaterea unui posibil dezechilibru în asigurarea lichidității pe termen scurt, Transelectrica a apelat la finanțare pe termen scurt, prin contractarea de credite sub forma liniilor de credit revolving.

Măsurile interne utilizate de Companie pentru ținerea sub control și reducerea riscului de credit includ: diversificarea portofoliului de clienți, monitorizarea bonității clienților, precum și măsuri contractuale asiguratorii.

Riscul de neîncasare a acestor creanțe este relativ limitat, dată fiind structura portofoliului de clienți, monitorizarea încasării la termen a creanțelor și alte măsuri luate în vederea creșterii gradului de colectare, considerând rigorile cadrului contractual și reglementările ANRE aplicabile.

Totodată, Compania a pus în practică o serie de politici prin care se asigură că vânzarea de servicii se realizează către parteneri cu o solvabilitate solidă și un rating încadrat la categoria "investment grade" și sunt incluse în contractele comerciale obligații de a constitui garanții financiare, care să acopere riscul de neplată. Valoarea creanțelor, netă de ajustările pentru pierderi de valoare și includerea garanțiilor, reprezintă suma maximă expusă riscului de încasare.

În anul 2024, în relația cu clienții nu au fost întâmpinate probleme, facturile fiind încasate în termen sau cu mici decalaje nesemnificative.

Riscul privind prevederile din acordurile de finanțare

Compania are contracte de finanțare încheiate cu instituții financiare internaționale (IFI) și bănci comerciale pentru finanțarea proiectelor de investiții și pentru susținerea unor activități operaționale, ca parte a obiectului de activitate. În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind: respectarea unor indicatori financiari, schimbări de control asupra Companiei, clauze tip pari passu etc.

Încălcarea acestor clauze, poate atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a creditului, unele credite având clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate. Până la această dată, Compania nu a primit nicio notificare de rambursare anticipată pentru neîndeplinirea obligațiilor asumate.

Tabel 4: Structura datoriei pe termen lung *

mil. lei	
31 decembrie 2024 (echivalent mil lei)	32
31 decembrie 2023 (echivalent mil lei)	56
31 decembrie 2022 (echivalent mil lei)	79

*Inclusiv porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung

Riscul de neîncasare a garanțiilor în cadrul proiectelor de investiții

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

Principala cauză a acestui tip de risc rezultă din existența unor societăți bancare sau societăți de asigurări care oferă servicii de garantare fără a avea capacitatea financiară de a-și onora obligațiile asumate în cadrul instrumentelor de garantare emise.

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

Riscuri strategice

- riscul de tarificare (preț) asociat cadrului de reglementare,
- riscul de volum,
- riscul de implementare coduri de rețea,
- risc de prognoză.

Riscul de tarificare (preț) asociat cadrului de reglementare

Având în vedere statutul de monopol natural reglementat, riscul de preț asociat cadrului de

reglementare este un factor important care poate afecta activitatea Companiei, cu impact negativ asupra rezultatelor operaționale, situației financiare și perspectivelor Companiei.

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

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

Riscul de volum

Riscul de volum reprezintă o componentă importantă a riscului de reglementare.

Sistemul actual de tarificare este de tip monom (are o singură componentă tarificabilă: energia) și creează o expunere ridicată a veniturilor la volumul de energie vehiculat în rețea.

În condițiile în care baza de costuri aferentă activității de transport este preponderent fixă (costurile variabile reprezintă cca. 20% din totalul costurilor recunoscute, componenta majoritară de cca. 80% fiind determinată de costuri fixe de infrastructură: investiții, mentenanță, discrepanța creată între structura bazei de costuri și mecanismul generator de venituri poate conduce la deviații ample ale venitului față de venitul reglementat aprobat de ANRE.

Aceste deviații sunt corectate prin ajustări ex-post de tarif, apărând astfel riscul unor fluctuații importante ale venitului de la un an la altul cu transmiterea unei bune părți a acestei ajustări tarifare la nivelul profitului (baza de costuri fiind preponderent fixă).

ANRE a lansat un proiect de simulare a efectelor introducerii sistemului de tarificare de tip binom (sistem ce are două componente tarificabile: energie și putere). Simularea este în desfășurare, a fost realizată o primă etapă în intervalul 2017-2018 și se va continua cu a doua etapă, ANRE urmând să evalueze oportunitatea implementării acestui sistem tarifar pe baza rezultatelor simulării.

Sistemul de tarificare avut în vedere pentru implementare prezintă avantajul important al asigurării corelației între structura bazei de costuri (costuri fixe vs. costuri variabile) și structura

mecanismului generator de venit (venituri fixe vs. venituri variabile). Prin implementarea sistemului tarifar binom riscul de volum va fi atenuat în mod substanțial.

Ca măsuri de control de atenuare a riscului se pot enumera: fundamentarea solidă, în limitele metodologiei aplicabile, a solicitărilor de includere în tarif a unor niveluri de costuri suficiente pentru acoperirea costurilor necesare derulării activităților reglementate; reacție rapidă la propunerile avansate de ANRE pentru modificarea cadrului de reglementare existent prin analiza impactului implementării acestora asupra Companiei și propunerea ajustărilor necesare pentru protejarea intereselor Companiei.

Riscul de implementarea codurilor de rețea

Având în vedere noutatea și complexitatea procesului de implementare la nivelul Companiei a prevederilor Regulamentelor europene privind codurile de rețea, riscul de implementare are o componentă legată de nerespectarea anumitor termene stabilite și o componentă referitoare la implementarea neconformă a anumitor prevederi din codurile de rețea.

Acest risc se poate materializa în rapoarte nefavorabile din partea ENTSO-E și ACER cu privire la implementarea de către Companie a unor prevederi din cadrul codurilor de rețea. Ulterior, în funcție de gravitatea neconformității și lipsei unui feedback adecvat, se poate ajunge la inițierea de către Comisia Europeană a unor acțiuni de infringement care se pot concretiza în penalizări de 10% din cifra de afaceri a Companiei.

Riscuri asociate imprevizibilității Piețelor de Energie

- riscul de preț este un risc financiar cauzat de imprevizibilitatea pieței de energie, putând duce la creșteri de costuri asociate CPT
- risc de neîncasare – nerespectarea clauzelor contractuale
- riscul de contrapartidă - riscul de neîncasare a creanțelor (incapacitatea sau refuzul unui client de a-și îndeplini obligațiile contractuale)
- riscul de prognoză - legat de evenimente externe (modificări neașteptate ale condițiilor atmosferice sau ale situațiilor din RET), care determină variația CPT.

Riscuri legale

- riscuri legate de licențe, riscuri contractuale,
- amenzi de la autorități sau plăți compensatorii.

Riscuri de legalitate rezultând din schimbările cadrului legal, politic, de reglementare, a mediului social sau politicilor interne ale Companiei

- neîndeplinirea condițiilor legale la nivelul Companiei,
- neapărarea drepturilor și a intereselor legitime ale Companiei,
- distorsiune: neinformarea privind nerespectarea legalității,
- riscuri legate de licențe, riscuri contractuale,
- riscuri apărute ca urmare a acțiunilor exercitate de către terți care au acționat Compania în judecată,
- riscuri apărute ca urmare a acțiunilor formulate pentru recuperarea unor prejudicii.

Riscuri privind securitatea

- breșe în asigurarea securității și a protecției infrastructurilor critice ICN/ICE și în asigurarea continuității activității în situații de urgență,
- neasigurarea securității informațiilor clasificate,
- neasigurarea securității și a protecției infrastructurilor cibernetice.

Riscuri legate de personal și de mediu

- dificultăți în recrutarea, pregătirea profesională, deficit de personal cu pregătire de specialitate de calitate, motivarea personalului,
- nerealizarea în integralitate a Programului anual de întreținere, formare și perfecționare profesională
- afectarea stării de sănătate și securitate a personalului,
- neasigurarea protecției mediului, degajări, deversări de substanțe dăunătoare mediului înconjurător (fum, SF₆, ulei, combustibili etc.)

Riscuri privind neîndeplinirea condițiilor legale/ nerespectarea reglementărilor Uniunii Europene

- licențe, riscuri contractuale, inclusiv amenzi de la autorități sau plăți compensatorii

Ca axe de progres, pentru eficientizarea procesului de gestiune a riscului, se recomandă:

- fundamentarea activităților / proiectelor propuse pentru includerea în programele anuale de investiții, achiziții și mentenanță a aspectelor legate de managementul riscului - ce riscuri ale Companiei se diminuează și estimarea efectelor privind modificarea impactului și a probabilității de apariție a riscurilor respective; aceste aspecte vor fi cuprinse și în raportările privind realizarea programelor anuale
- identificarea riscurilor semnificative, care nu pot fi manageriate prin activitățile de investiții, achiziții și mentenanță, riscuri pentru care trebuie întocmite planuri de măsuri privind monitorizarea,

tratarea sau externalizarea acestora (împreună cu propunerile financiare aferente, dedicate special acestor activități)

- raportările (sinteza) privind modul de realizare a programelor anuale de investiții, achiziții și mentenanță să fie transmise, spre știință și președintelui echipei de management al riscurilor la nivel de Companie, pentru urmărirea modului de ținere sub control a riscurilor
- identificarea interdependențelor – ce alte entități organizatorice pot induce riscuri în activitatea unei entități organizatorice; ce alte entități organizatorice pot fi afectate în cazul materializării unor riscuri în activitatea unei EO
- corelarea procedurii operaționale și a celorlalte reglementări interne și utilizarea unei terminologii unitare, pentru a fi în concordanță modul de lucru actual cu legislația în vigoare.

De asemenea, elaborarea, actualizarea, implementarea, menținerea în funcțiune, auditarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de Management Integrat al Riscului, în toate entitățile organizatorice ale Companiei prin activitatea Managementul Riscului, facilitează realizarea eficientă și eficace a obiectivelor Transelectrica contribuind la creșterea valorii Companiei.

Pentru îmbunătățirea managementului riscului în rețelele de transport este necesară implementarea politicilor de mentenanță predictivă bazate pe estimări mai exacte ale duratei de viață a activelor.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor/serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții robuste și flexibile, care să facă față mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Abordarea bazată pe riscuri privind starea tehnică ajută la prioritizarea și optimizarea portofoliilor de investiții de capital.

Descrierea și analizarea tendințelor, elementelor, evenimentelor, factorilor de incertitudini și principalele riscuri pentru anul 2025

Ca axe de progres în perioada următoare privind eficientizarea procesului de gestiune a riscului, se urmărește:

- fundamentarea activităților / proiectelor propuse pentru includerea în programele anuale de

investiții, achiziții și mentenanță să cuprindă și aspecte legate de managementul riscului – ce riscuri ale Companiei se diminuează și estimarea efectelor - privind modificarea impactului și a probabilității de apariție a riscurilor respective; aspecte vor fi cuprinse și în raportările privind realizarea programelor anuale,

- identificarea riscurilor semnificative, care nu pot fi manageriate prin activitățile de investiții, achiziții și mentenanță, riscuri pentru care trebuie întocmite planuri de măsuri privind monitorizarea, tratarea sau externalizarea acestora (împreună cu propunerile financiare aferente, dedicate special acestor activități),
- raportările (sinteza) privind modul de realizare a programelor anuale de investiții, achiziții și mentenanță să fie transmise, spre știință și președintelui echipei de management al riscurilor la nivel de Companie, pentru urmărirea modului de ținere sub control a riscurilor,
- identificarea interdependențelor – ce alte entități organizatorice pot induce riscuri în activitatea unei entități organizatorice; ce alte entități organizatorice pot fi afectate în cazul materializării unor riscuri în activitatea unei entități organizatorice,
- corelarea procedurii operaționale și a celorlalte reglementări interne și utilizarea unei terminologii unitare, pentru a fi în concordanță modul de lucru actual cu legislația în vigoare.

Elaborarea, actualizarea, implementarea, menținerea în funcțiune, auditarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de Management Integrat al Riscului, în toate entitățile organizatorice ale Companiei, facilitează realizarea eficientă și eficace a obiectivelor Transelectrica contribuind la creșterea valorii Companiei. Pentru îmbunătățirea managementului riscului în rețelele de transport este necesară implementarea politicilor de mentenanță predictivă bazate pe estimări mai exacte ale duratei de viață a activelor.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor/serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții robuste și flexibile, care să facă față mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Abordarea bazată pe riscuri privind starea tehnică ajută la prioritizarea și optimizarea portofoliilor de investiții de capital.

Principalele riscuri și incertitudini 2024

Analiza problemelor decizionale în condiții de risc implică o evaluare a alternativelor de decizie, a consecințelor lor, considerând că efectele deciziilor nu sunt cunoscute cu siguranță.

În aceste cazuri, cursul optim este acela care maximizează anticiparea, respectiv relevă valoarea probabilă sau anticipată a rezultatului.

Cunoașterea aprofundată a amenințărilor permite o prioritizare a acestora în funcție de eventualitatea materializării lor, de amploarea impactului asupra obiectivelor și de costurile pe care le presupun măsurile menite a reduce probabilitatea de apariție sau de a limita efectele nedorite.

La nivelul Companiei se analizează periodic și sistematic riscurile legate de desfășurarea activităților proprii, elaborându-se anual *Registrul riscurilor* identificate, *Fișe de urmărire a riscurilor*, *formulare de alertă la risc* (pentru riscuri nou apărute), *Planul de implementare a măsurilor de control*, în direcția limitării posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

Din punct de vedere al managementul riscului financiar, riscurile la care este expusă Compania, având cele mai semnificative efecte asupra rezultatelor financiare, decurg din instrumentele financiare: riscul de rată a dobânzii, riscul valutar, riscul de credit și riscul de lichiditate. Alte riscuri ce pot afecta performanța Companiei sunt: riscul privind prevederile din acordurile de finanțare, riscul deteriorării ratingului de credit, riscul de preț datorat imprevizibilității pieței de energie (care pot duce la creșteri semnificative de costuri asociate CPT).

Principalele riscuri financiare pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității sale sunt sumarizate în cele ce urmează:

➤ fluctuația ratei dobânzii

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

Ratele de dobândă de pe piața monetară națională au cunoscut la începutul anului un trend descendent, pe fondul excedentului de lichiditate din sistemul bancar, coroborat cu cererea mai scăzută de credite și a condițiilor mai restrictive asociate ofertei de credite,

însă spre sfârșitul anului trendul devine ușor ascendent, influențat de inflație și alți factori de ordin economic-social și politic.

➤ variația cursului valutar

Riscul valutar exprimă probabilitatea de a înregistra pierderi din contractele comerciale internaționale sau din alte raporturi economice (depreciere RON vs valute), din cauza modificării cursului de schimb valutar în perioada dintre încheierea contractului și scadența acestuia.

O metodă prin care se pot evita astfel de efecte este reprezentată de înscrierea în contract a unei clauze valutare sau a unei clauze de revizuire a prețurilor. Aplicarea diferitelor măsuri extracontractuale pot scuti Compania de prezența efectelor negative.

Pentru limitarea impactului fluctuației cursului valutar, Compania negociază, prin intermediul departamentului specializat, cele mai bune rate de schimb valutar.

Pentru onorarea obligațiilor în valută, Compania are deschise conturi în valută la bănci comerciale din cadrul sistemului bancar românesc.

Observăm o corelație puternică între ratele dobânzii, inflație și cursul valutar astfel rata dobânzii a scăzut în intervalul analizat conducând la o depreciere a monedei naționale.

Cu toate acestea, diferențele de inflație dintre România și Zona Euro, deficitele de cont curent și bugetar mari, performanța slabă a economiei locale, măsurile de consolidare fiscală adoptate recent, conduc către deprecierea monedei naționale.

➤ prevederile din acordurile de finanțare

În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari (covenanți), încălcarea acestor clauze putând atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a facilităților de finanțare.

Până la această dată, nu au fost situații de neîncadrare în prevederile din acordurile de finanțare ale Companiei.

➤ riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale

Lichiditatea Companiei ar putea fi afectată de penalizări cauzate de neconformități semnalate în cadrul activităților de control periodic din partea organelor abilitate (ANAF, CCR, MFP etc). Acest risc nu s-a materializat în perioada analizată.

➤ **nivelul fiscalității**, modificările fiscale nu au avut impact asupra lichidității Companiei.

În concluzie, în perioada analizată, acest risc nu s-a materializat.

- **riscul de cash-flow** – acesta reprezintă riscul ca Transelectrica să nu-și poată onora obligațiile de plată la scadență. O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate implică menținerea unui nivel suficient de numerar, echivalent de numerar și disponibilitate financiară prin facilități de credit contractate adecvat. Compania monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din încasarea creanțelor comerciale, precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata datoriilor comerciale și a altor datorii.

Compania acordă atenție sporită gestiunii eficiente a trezoreriei, prin administrarea eficientă a fluxurilor de numerar și optimizarea surplusului de lichiditate pentru a putea onora obligațiile financiare pe măsură ce acestea ajung la scadență, precum și disponibilitatea, în caz de necesitate, de a apela la finanțări prin facilități de credit adecvate.

Pentru situațiile ce impun finanțarea capitalului de lucru, Compania apelează la credite pe termen scurt, sub forma liniilor de credit revolving.

În anul 2024, datorită soluțiilor găsite și măsurilor întreprinse la timp, Compania și-a respectat obligațiile financiare scadente.

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

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

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

În data de 13 Decembrie 2024 agenția de rating Moody's reconfirmă ratingul atribuit Companiei în anul 2023 (calificativul Baa3, perspectivă stabilă), rating care implică un risc scăzut de nerambursare și o capacitate puternică de a-și îndeplini angajamentele financiare iar în data de 17 ianuarie 2025, agenția de rating 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 același calificativ Baa3 stabil.

Transelectrica se află pentru al patrulea an consecutiv în categoria de investment-grade (risc investițional moderat), având în vedere importanța strategică a Companiei, îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare, precum și beneficiul dat de suportul guvernamental în caz de dificultăți financiare.

- **riscul investițional** apărut ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor cauzate atât de datoriile istorice, mediul concurențial cât și de managementul propriu al acestora.

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

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

Totodată, revizuirea periodică a riscurilor, așa cum este prevăzută în standarde, presupune evaluarea procesului de management al riscurilor și instrumentele de alertare ale nivelelor ierarhic superioare, cu privire la riscurile noi identificate sau a modificărilor intervenite la riscurile existente, astfel încât aceste schimbări să fie gestionate eficient.

5. Resurse umane

Construirea unui viitor energetic durabil nu este o sarcină ușoară. Este esențial să avem alături oameni care își aduc expertiza și lucrează cu determinare, pasiune în fiecare etapă a activității pe care o desfășoară, de la faza de proiectare până la execuție, profesioniști capabili să transforme proiecte complexe în realitate.

Transelectrica consideră importantă necesitatea creării unui mediu de muncă atractiv, stabil și motivant, sigur și sănătos, cu obiectivul de a deveni un angajator atractiv al specialiștilor din domeniul energetic, un hub de gândire și acțiune strategică pentru dezvoltarea sectorului energetic românesc

Oamenii săi, într-un context de cultură organizațională și profesionalism, determină, pe termen lung, rezistența și vizibilitatea Companiei pe o piață a muncii dinamică și într-o continuă schimbare.



Structura personalului

Compania recunoaște că salariații constituie resursa cea mai importantă pentru bunul mers al activității. În acest sens își propune ca prin politica de personal pe care o promovează să asigure cu prioritate dezvoltarea resursei umane, realizarea unui nivel de cointerесare materială și de motivare adecvat cerințelor actuale.

În perioada ultimilor ani, managementul resurselor umane a avut ca obiectiv principal creșterea gradului de implicare a personalului.

Potrivit licenței de funcționare, Transelectrica nu utilizează, de regulă, angajați în regim temporar. Exploatarea stațiilor electrice din RET și asigurarea serviciilor de dispecerizare a SEN se realizează cu personal operațional organizat în program de tură permanentă.

Tabel 5: Numărul angajaților

An / indicator	2024	2023	2022
Numărul salariați	2026	2.037	2.042

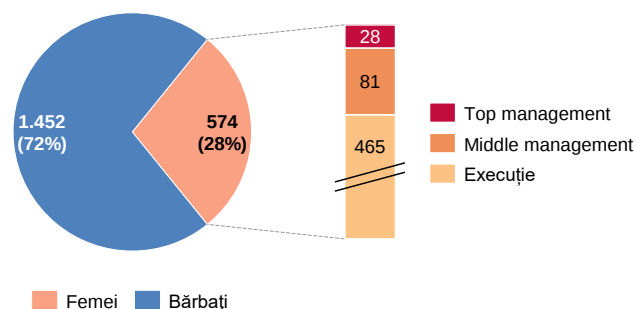
În anul curent, ponderea personalului cu studii superioare reprezintă 76% din total angajați, 24% fiind personal cu studii medii, în general cu profil electroenergetic.

Tabel 6: Număr personal după studii

Nivel de studii	2024	2023	2022
Superioare	1.543	1.510	1.463
Medii	483	527	578
Elementare	0	0	1
TOTAL	2.026	2.037	2.042

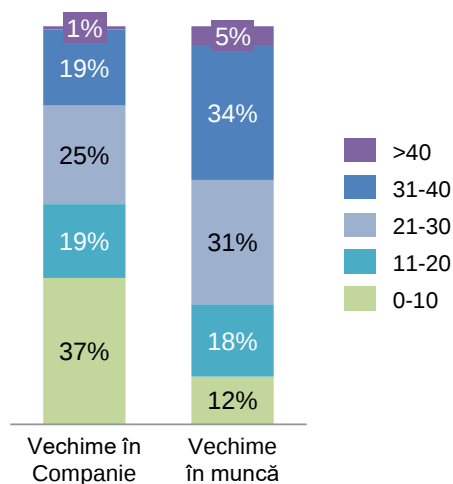
Analizând structura salariaților în funcție de sex, se constată că aproape trei sferturi din totalul angajaților sunt bărbați.

Figura 11: Structura personalului în funcție de sex 2024



Sub aspectul clasificării după gen, femeile reprezintă 28% din total personal iar aceasta structură este constantă în ultimii ani. Din cele 574 de femei care lucrau în Transelectrica la 31.12.2024, 28 ocupau poziții la nivel top management, iar 81 la nivel de middle management, reprezentând împreună 81% din personalul de sex feminin.

Figura 12: Număr angajați în funcție de grupele de vechime 2024



Tabel 7: Structura personalului pe categorii

Categorii de personal	Număr salariați 2024	Număr salariați 2023	Număr salariați 2022
Personal operativ și operațional (normat), din care:	1.405	1.404	1.392
DEN	189	191	189
Personal exploatare din stații de transformare, centre de teleconducere și centre de exploatare	903	905	903
Personal admitere-recepție	109	111	112
Personal OMEPA direct implicat în activități productive – centre de exploatare, soluționare neconformități, sisteme telecontorizare, relații participanți piață	45	45	43
Personal direct implicat în organizarea și monitorizarea activităților de exploatare stații	159	152	145
Personal activități suport și management executiv	621	633	650
TOTAL	2.026	2.037	2.042

Domeniul operativ și operațional ocupă cea mai mare pondere în categoriile de personal, respectiv 69%. Dintre aceștia, cea mai mare concentrare o au angajații din exploatare într-o proporție de 64%.

Luând în considerare activitatea prestată de Companie, aceea de interes strategic, majoritatea angajaților au între 21 și 40 de ani de vechime în muncă, fiind angajați cu experiență ce aduc plusvaloare în cadrul Companiei.

Tabel 8: Structura salariaților pe vechime în muncă

Vechime în muncă [ani]	2024	2023	2022
0-10	243	251	262
11-20	367	388	390
21-30	633	619	636
31-40	687	693	671
>40	96	86	83
TOTAL	2.026	2.037	2.042

Cu privire la vechimea în muncă, un procent de 70% dintre angajați au o vechime în muncă de peste 20 de ani.

Tabel 9: Structura salariaților pe vechime în cadrul Companiei

Vechime Companie[ani]	2024	2023	2022
0-10	745	753	749
11-20	375	368	380
21-30	503	525	540
31-40	386	367	354
>40	17	24	19
TOTAL	2.026	2.037	2.042

Cu privire la activitatea desfășurată în cadrul Companiei, mai mult de jumătate din angajați au o Sectorul energetic se confruntă cu o lipsă de personal calificat în ultimii ani. Formarea unui energetician fiind

vechime de până în 20 de ani, proporția celor cu vechime de peste 20 de ani în Companie fiind constantă în ultimii ani, respectiv de 45% din total.

Personalul cu vârste de peste 40 de ani în anul 2024 reprezintă 80% din din totalul angajaților.

48 de ani

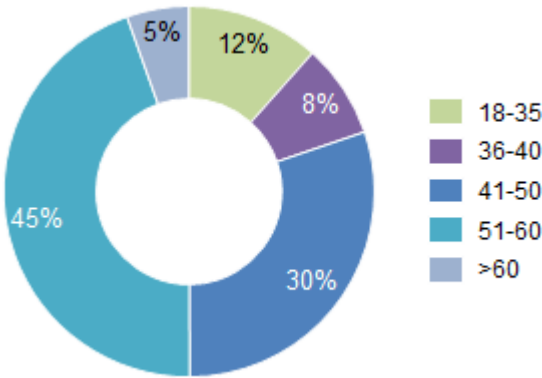
Vârsta medie în anul 2024

În același timp, procentul salariaților, cu potențial de retenție și avansare, cu vârsta cuprinsă între 18 și 35 de ani reprezintă 12%.

Tabel 10: Structura salariaților pe categorii de vârstă

Vârsta [ani]	2024	2023	2022
18-35	235	242	264
36-40	166	182	184
41-50	611	636	662
51-60	904	858	819
>60	110	119	113
TOTAL	2026	2.037	2.042

Figura 13: Structura personalului în funcție de vârstă 2024



una complexă, Compania acordă importanță formării continue la locul de muncă, dar și motivării și păstrării angajaților cu potențial ridicat.

De asemenea în ultimii ani s-au acordat burse private de studiu și realizat parteneriate cu Universitatea Politehnică București, în vederea sprijinirii tinerilor studenți în a practica în domeniul ales cu oportunitatea de a învăța și de a se familiariza cu domeniul de activitate al Companiei, iar la finalizarea studiilor având posibilitatea angajării pe o funcție corespunzătoare pregătirii profesionale, în măsura existenței locurilor vacante.

5.1. Instruire profesională

Scopul activităților de formare și perfecționare profesională în anul 2024 a fost acela de creștere a eficienței profesionale prin dobândirea, perfecționarea și diversificarea competențelor profesionale ale salariaților, obiectivul central fiind o îmbunătățire cât mai semnificativă a performanțelor profesionale ale personalului Companiei.

În anul 2024 Programul de întreținere, formare și perfecționare profesională a vizat: însușirea, actualizarea și acumularea de noi cunoștințe, consolidarea cunoștințelor existente și dobândirea unor noi abilități, creșterea și diversificarea competențelor profesionale, în special a celor de specialitate, dezvoltarea deprinderilor și aptitudinilor angajaților, dezvoltarea cunoștințelor și ariei de pregătire profesională, în vederea realizării performante a atribuțiilor profesionale și pentru consolidarea sentimentului de încredere în competențele proprii, ceea ce determină creșterea satisfacției în muncă, deci și a motivării profesionale.

Principiile care au stat la baza implementării "Programului de întreținere, formare și perfecționare profesională a salariaților Companiei" pentru anul 2024 au fost: eficiența, eficacitatea, coerența, egalitatea de tratament între categoriile de salariați, planificarea eficientă și transparența. De asemenea, prioritară în anul 2024 a fost asigurarea organizării și desfășurării sesiunilor de instruire pentru personalul care, în activitatea profesională, necesită certificare, autorizare, respectiv recertificare sau reautorizare.

Aceste rezultate au putut fi atinse mai ales datorită faptului că programele de formare profesională au fost gândite și proiectate pe nevoi specifice (curricule personalizate, tematici adaptate nevoilor concrete identificate), pe categorii de angajați și pe niveluri de cunoștințe, obiectivele urmărite fiind de îmbunătățire a eficienței și eficacității profesionale, de creștere a încrederii în forțele și capacitățile proprii și nu în

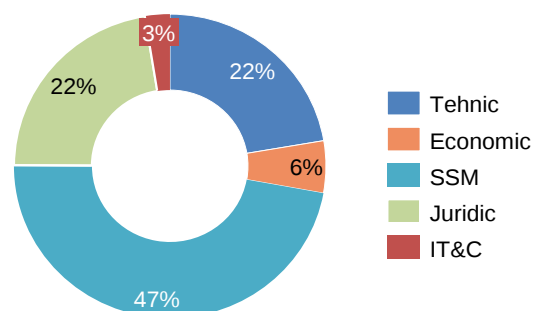
ultimul rând de oferire a unei perspective concrete și realiste în dezvoltarea carierei.

Pe parcursul anului 2024 au fost organizate cursuri, cu furnizori de servicii de formare profesională, cursuri în domeniile: tehnic (121 participări), economic (30 participări), SSM (256 participări), juridic (121 participări), IT&C (14 participări) etc. Cheltuielile înregistrate cu această categorie de cursuri au fost de 163.521 lei, totalul numărului de participari fiind de 434.

De asemenea, pe tot parcursul anului 2024 au avut loc instruirii profesionale tehnice, în cadrul instruirii profesionale comasate, numărul de participări fiind de 1.514. Aceste instruirii au fost desfășurate 2 zile/semestru și au fost destinate personalului operativ, CTSI, personalului din activitatea de admiteri recepții lucrări, precum și personalului de conducere a stațiilor electrice (șefi de stații electrice). Numărul total de ore de instruire, ca urmare a instruirii celor aprox. 760 persoane, a fost de 23.712 ore. Instruirea s-a realizat cu lectori interni (salariați proprii, cu rol de formatori), astfel că pentru aceasta categorie de instruire nu s-au înregistrat costuri cu serviciile de formare profesională.

O altă categorie de cursuri interne organizate a fost aceea de cursuri tehnice de specialitate, realizate cu lectori proprii, din categoria salariaților Companiei. Numărul de participări la această categorie de cursuri a fost de 120, iar numărul total de ore a fost de 3.456.

Figura 14: Distribuție participări la cursuri, pe domenii



Numărul total de participari la cursuri de instruire internă și externă: 2068 participari, din care:

- 434 participări la cursuri cu furnizori externi
- 1634 participări la cursuri interne

Numărul de ore de instruire internă: 27168 ore

Numărul de ore de instruire externă: 6388 ore

Numărul total de ore de instruire: 33556 ore

Obiectivele prioritare cu privire la instruirea profesională, urmăresc îmbunătățirea rezultatelor profesionale ale angajaților, pentru a asigura performanța și eficiența activităților la nivelul impus de autoritatea de reglementare și de piața de energie.

Strategia sustenabilă cu privire la resursele umane are în vedere creșterea, dezvoltarea și diversificarea competențelor profesionale ale angajaților și de asemenea ține cont de necesitatea de a asigura desfășurarea eficientă a activității de formare profesională continuă a personalului.

5.2. Reprezentare sindicală

Compania și organizația sindicală se recunosc ca parteneri de dialog social permanent.

Angajații Companiei sunt afiliați la Sindicatul Transelectrica, care face parte din Federația Națională a Sindicatelor din Electricitate UNIVERS, (organizație cu peste 16 mii de membri, semnată de *Contractul Colectiv de Muncă* încheiat la nivelul Transelectrica, cu valabilitate între 01.01.2025 – 31.12.2025) afiliată la rândul său la Blocul Național Sindical (BNS) iar la nivel internațional la Internaționala Serviciilor Publice (PSI) și la Federația Europeană a Sindicatelor din Serviciile Publice (EPSU).



În prezent, peste 98% din totalul salariaților sunt membri ai celor 12 sindicate legal constituite: trei la nivelul Executivului Companiei, unul la nivelul Unității Operaționale - Dispecerul Energetic Național și câte unul la

nivelul fiecărei Sucursale Teritoriale de Transport, niciunul neîntreținând condițiile de reprezentativitate la nivel de unitate, conform Legii 367/2022, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul Contractului colectiv de muncă se reglementează raporturile individuale și colective de muncă, precum și drepturile și obligațiile părților cu privire la:

- încheierea, executarea, modificarea, suspendarea și încetarea acestuia;
- timpul de muncă și timpul de odihnă;
- salarizarea;
- sănătatea și securitatea în muncă, condițiile de muncă;
- formarea profesională;
- protecția socială a salariaților și alte drepturi;
- drepturile și obligațiile ce decurg din raporturile de muncă;
- drepturile și obligațiile ce decurg din raporturile de muncă;

- recunoașterile reciproce, drepturile și obligațiile angajatorului și ale organizațiilor sindicale.

Pentru soluționarea

problemelor ce pot apărea în aplicarea CCM în vigoare, pentru evitarea conflictelor de muncă, precum și pentru crearea cadrului organizatoric care să permită rămânerea într-un dialog permanent cu reprezentanții salariaților, părțile au convenit să se întâlnească ori de câte ori este necesar, în cadrul Comisiei mixte angajator – sindicate, comisie mixtă care își desfășoară activitatea în conformitate cu regulamentul de funcționare propriu.

Anul 2024 a fost un an care, pe lângă menținerea drepturilor din Contractul Colectiv de Muncă, s-a reușit, în două etape, majorarea salariilor de bază brute astfel încât să se atenueze efectul inflației și să producă o motivare suplimentară a angajaților.

Obiectivul reprezentării sindicale pentru anul 2025 va fi aplicarea prevederilor noului CCM, astfel încât să motiveze salariații și să stimuleze performanța Companiei, prin îmbunătățirea condițiilor de sănătate și securitate în muncă pentru salariați.

5.3. Responsabilitatea față de angajați

Obiectivul principal al Companiei în relația directă cu angajații o reprezintă asigurarea unui mediu de muncă sigur și sănătos, cu grijă pentru minimizarea impactului activităților specifice Companiei pe care le desfășoară asupra mediului și a reuserelor naturale.

În cazul unor afecțiuni grave, Compania oferă suport financiar angajaților pentru tratamente medicale speciale, program flexibil sau redus de muncă pe perioada recomandată de medic.



Activitatea de menținere și dezvoltare permanentă a Sistemului de Management Integrat cu privire la sănătatea și securitatea operațională reprezintă o prioritate de top a Companiei.

În anul 2024 asistența medicală de medicină a muncii în cadrul Companiei a fost și este realizată de către medicii de medicina muncii, din cabinetele medicale din Executiv și STT-urile Companiei.

Pentru a realiza obiectivele asumate, Compania, prin intermediul activităților specifice securității și sănătății în muncă, execută documentarea sistemului de management integrat prin actualizarea procedurilor operaționale, actualizarea/ elaborarea Instrucțiunii Proprii de Securitate a Muncii, a evaluărilor privind factorii de risc de accidentare și îmbolnăvire profesională pentru tot personalul Companiei, prin

programe de instruire și conștientizare a salariaților, prin evaluarea nivelului de risc a locurilor de muncă și printr-un control periodic operațional care constă în principal în controlul operațional privind respectarea cerințelor legale și alte cerințe privind sănătatea și securitatea ocupațională.



Supravegherea stării de sănătate în anul 2024 a fost structurată după cum urmează:

- În primul semestru al anului 2024 s-a realizat controlul medical periodic al personalului operațional pentru lucrul în instalațiile electrice.
- În semestrul al doilea 2024 s-au efectuat:
 - controlul medical periodic al personalului neoperațional și
 - controlul pentru personalul operațional care lucrează în condiții de izolare.

Programul de securitate și sănătate în muncă pe anul 2024 a fost realizat în proporție de 76% corespunzător valorii de 1.634 mii lei (326 mii euro).

Printre obiectivele vizate prin programele de securitate și sănătate în muncă la nivelul Companiei în anul 2024 se pot evidenția:

- aducerea instalațiilor la nivelul cerințelor de securitate și sănătate stabilite de instrucțiunile proprii de securitate a muncii, aliniate la cerințele europene. Aceste acțiuni au avut ca rezultat reducerea riscului de accidentare și îmbolnăvire profesională a personalului care își desfășoară activitatea în instalațiile Companiei;
- dotarea personalului Companiei cu echipamente individuale de protecție conform cerințelor instrucțiunilor proprii de securitate a muncii;
- asigurare/supraveghere permanentă a stării de sănătate a personalului, conform cerințelor din HG 355/2007;
- instruirea personalului privind riscurile de accidentare din instalațiile Companiei.

Pentru îmbunătățirea eficacității sistemului de management integrat cu privire la sănătatea și securitatea operațională se au în vedere următoarele acțiuni :

- Continuarea acțiunii de reevaluare a factorilor de risc de accidentare și îmbolnăvire profesională, pentru toate stațiile;
- Monitorizarea stării de sănătate a personalului cu boli cardio – vasculare (cu contraindicații de autorizare) și raportarea trimestrială;
- Consultarea în materie de sănătate și securitate în muncă a principalilor antreprenori generali, contractanți ai lucrărilor în instalațiile RET;
- Continuarea consultării în materie de sănătate și securitate în muncă a personalului propriu prin aplicarea de chestionare de evaluare a activității și de implementare a politicilor rezultate în urma consultărilor.

6. Activitatea de cercetare și inovare

Descrierea activității de cercetare și inovare în anul 2024

Strategia în domeniul cercetării și inovării consolidează viziunea Companiei în ceea ce privește modernizarea rețelei electrice de transport, asigurând suportul necesar implementării priorităților care sunt cuprinse în Planul de dezvoltare susținând implementarea conceptului de digitalizare.

Principalele direcții prevăzute în Strategia Transelectrica în domeniul cercetării și inovării sunt:

- Inovarea reprezintă condiția de succes pentru îndeplinirea viziunii și misiunii Companiei.
- Inovarea va fi promovată prioritar pentru activitățile de bază ale Companiei aducând plusvaloare prin digitalizarea proceselor, îmbunătățirea serviciilor și creșterea competențelor personalului.
- Soluțiile, tehnologiile, sistemele și conceptele inovatoare necesare activităților cheie vor fi implementate generalizat în cadrul Companiei după:
 - testarea și validarea acestora în cadrul unor proiecte de tip „proiecte pilot”;
 - sau evaluarea critică a acestora în proiecte deja finalizate în alte organizații.
- Inovarea va fi motorul care va permite Companiei să implementeze conceptele „Organizație care învață” (Learning Organization).
- Inovarea și cercetarea vor susține ca obiectiv major „Digitalizarea”.
- Cercetarea în cadrul Companiei se va concentra pe dezvoltarea următorilor piloni:
 - parteneriate naționale și internaționale în domeniul cercetării fundamentale și cercetării tehnologice (observare principii de bază, formulare concepte privind tehnologiile, demonstrare experimentală concepte, validare tehnologii în laboratoare);
 - parteneriate cu furnizorii de soluții și echipamente pentru demonstrațiile de produs/tehnologie (validare tehnologii în medii relevante și medii operaționale);
 - parteneriate în cadrul unor proceduri concurențiale (pentru livrare și punere în funcțiune produse și soluții).
- Participarea personalului la evenimente care au o componentă importantă de inovare și cercetare atât în cadrul național cât și internațional (ex. ENTSO-E, CIGRE, congrese, mese rotunde,

simpozioane etc.) va include și desfășurarea proceselor de diseminare a cunoștințelor și elementelor de bună practică (knowledge sharing, spreading best practices etc.) în cadrul Companiei într-un mod integrat și reglementat.

- Structurarea obiectivelor generale și specifice se va face în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul cercetării și inovării.
- Strategia de cercetare și inovare în cadrul Companiei va respecta modelul de organizare centralizat (comitet de conducere, administrator strategie, procedurare procese, roluri bine definite, management bazat pe obiective).
- Finanțarea lucrărilor de cercetare și inovare va fi asigurată prioritar atât din surse proprii cât și din alte surse ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de rețea europeni (ex. programe de finanțare nerambursabilă, subvenții, grant-uri, parteneriate etc.).

Obiectivele cuprinse în cadrul „Strategiei în domeniul cercetării și inovării” aduc plus valoare asupra următoarelor domenii:

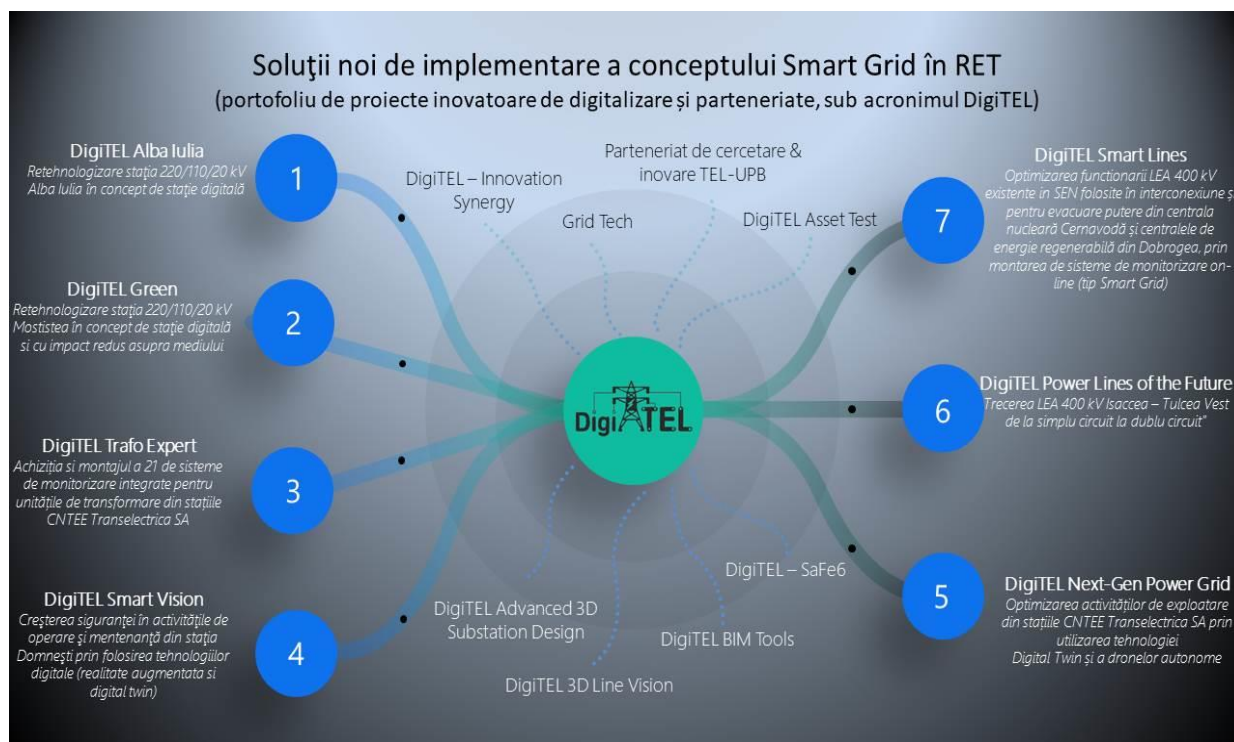
- viziunea strategică a Companiei;
- managementul activelor;
- îmbunătățirea indicatorilor de performanță;
- dezvoltarea capabilităților esențiale în operarea rețelei;
- valorificarea oportunităților de îmbunătățire a performanței Companiei;
- dezvoltarea competențelor pentru personalul Companiei;
- activitatea de mentenanță și exploatare;
- dezvoltarea parteneriatelor cu deținătorii de tehnologii și soluții.

De asemenea, strategia în domeniul cercetării și inovării asigură operaționalizarea viziunii tuturor părților interesate în sensul implementării unei infrastructuri flexibile, deschise și interoperabile în cadrul unui portofoliu digital în care procesele tradiționale, în principal cele manuale sunt eliminate sau digitalizate astfel încât informația să fie accesibilă în timp real.

Transformarea digitală

Transformarea digitală din industria energetică va aduce noi provocări pentru echipele de management, specialiști din zona operațională și partenerii Companiei. Compania îndeplinește toate condițiile să

redevină o „Organizație care învață” dacă utilizează pe deplin potențialul noilor tehnologii în realizarea transformării digitale.



Pentru susținerea acestor obiective, a fost elaborat și aprobat Programul Privind Implementarea Conceptului De Transformare Digitală (2018-2027).

Acțiunile și activitățile cuprinse în portofoliul de inițiative din cadrul programului „Transformare digitală” (Digital Transformation) vizează creșterea performanțelor Companiei prin:

- inovare în procesele operaționale și manageriale;
- inovare prin introducerea de tehnologii digitale;
- inovare prin introducerea de noi concepte care vor transforma modelul de afacere al Companiei;
- dezvoltarea capabilităților strategice ale Companiei (ex. personal, active strategice, structură, procese etc).

Strategia susține că Digitalizarea rețelei este o oportunitate clară pentru dezvoltarea și gestionarea eficiente a sistemului energetic, cu rentabilitate dovedită în ceea ce privește îmbunătățirea calității serviciilor și a costurilor de operare.

Există în vigoare următoarele documente tactice în domeniul digitalizării:

- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul Companiei;

- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul Companiei - Partea a II-a - Concept – „Sistem de Informații Geografice și Sistem de Management al Întreruperilor;
- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul Companiei - Partea a III-a - Concept „Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal”;
- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul Companiei - Partea a IV-a - Concept “Centrul de Sănătate a Activelor RET”.

Portofoliu de proiecte DigiTEL

DigiTEL Alba Iulia

În cadrul obiectivului de investiții „Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” s-au definit următoarele obiecte:

- Retehnologizarea stației Alba Iulia. Se va implementa modulul de condiție tehnică în acord cu arhitectura de referință Smart Grid, pentru gestionarea activelor la nivelul stației Alba Iulia, denumit „Condition Monitoring System (CMS)”.

Rolul acestui modul este acela de a monitoriza „starea condiției tehnice” a echipamentelor de la nivelul stației Alba Iulia, pentru a detecta anticipat defecțiunile, cu scopul de a prelungi durata de viață a acestora.

- E-Mobility;
- Platforma de Învățare;
- Telecomunicații cu Hidroelectrica;
- Laboratorul Digital.

DigiTEL Green

Proiectul pilot “DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” reprezintă un proiect fanion la nivel de Companie în domeniul stațiilor electrice digitale și sustenabile.

Acesta reunește același set de tehnologii digitale care vor fi implementate prin intermediul proiectului pilot de stație digitală Alba Iulia și va extinde infrastructura creată prin intermediul acestuia.

Prin intermediul proiectului Mostiștea vor fi implementate în premieră în cadrul RET, tehnologia non-SF6 la nivelul aparatajului primar, ce folosește gaze cu emisii reduse în proporție de 99% față de tehnologiile convenționale. Iar totodată, atât unitățile de transformare vor utiliza uleiuri naturale, în locul celor minerale, iar clădirile din cadrul stației vor fi eficiente energetic, de tipul nZEB. De asemenea, această retehnologizare va urmări principiile conceptului de economie circulară pe întreg lanțul de implementare, în vederea susținerii gradului de sustenabilitate al acesteia.

Pe lângă tehnologiile asociate conceptelor de stație digitală și sustenabilă, în cadrul proiectului Mostiștea vor fi implementate pentru prima dată în cadrul RET și tehnologii de asistență și supraveghere tehnică robotizată, utilizând sisteme de Inteligență Artificială prin intermediul roboților fizici și al dronelor.

DigiTEL 3D LineVision

Proiectul, desfășurat cu forțe proprii, are drept scop testarea noilor tehnologii LiDAR (Light Detection and Ranging), RGB (Red, Green, Blue) și infraroșu precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de Transport.

În prezent sunt realizate scanările pe LEA vizate de acest proiect.

DigiTEL Smart Vision

Proiectul pilot „DigiTEL – Smart Vision” – Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale, își

propune implementarea tehnologiilor de Realitate Augmentată, Realitate Virtuală și Digital Twin la nivelul RET, pentru prima dată în mediul real de operare pe întregul set de echipamente și instalații al unei stații electrice.

Implementarea unui sistem de Realitate Augmentată în stația electrică 400/110/20 kV Domnești va conduce la reducerea riscului de erori umane printr-o asistență constantă în activitățile de exploatare ale echipamentelor și instalațiilor. Proiectul a fost finalizat cu PIF și recepție în luna august 2024.

DigiTEL Power Lines of the Future

Proiectul DigiTEL Power Lines of the Future va realiza trecerea de la simplu la dublu circuit a LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest utilizând stâlpi tubulari. La faza de proiectare se vor stabili cerințele tehnice pentru stâlpi, astfel încât aceștia să fie optimizați din punct de vedere al dimensiunilor și suprafețelor ocupate, și să aibă un design inovator, materiale sustenabile cu amprenta de carbon scăzută, design cu un aspect vizual inovator.

Construcția noi linii dublu circuit LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest se va realiza folosind amplasamentele existente ale stâlpilor aferenți liniei de simplu circuit, fără a fi necesară ocuparea de suprafețe de teren suplimentare pe majoritatea liniei.

DigiTEL Smart Lines

Proiect DigiTEL Smart Lines – „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid)” urmărește achiziția și montarea sistemelor de monitorizare on-line în vederea creșterii siguranței în funcționare a LEA, creștere ce se va realiza prin diagnoza și estimarea on-line a stării tehnice a liniilor electrice aeriene pe baza datelor achiziționate on-line și operaționalizarea conceptului Rating Dinamic - Dynamic Line Rating (DLR).

Obiectivul DLR (Ratingului Dinamic) este de a furniza Operatorului de Transport și Sistem informații precise și în timp real care să permită o mai bună utilizare a capacității de transport energie a LEA și mărirea acesteia funcție de condițiile meteo actuale, reducerea riscului și creșterea fiabilității și eficienței în funcționare a acesteia.

Obiectul proiectului îl constituie **23 linii electrice aeriene de 400 kV**, dintre care 13 linii de transport și de evacuare putere din Cernavodă și centralele de

energie regenerabilă către zona Moldovei și București și 10 linii de interconexiune.

La momentul actual, proiectul se află la etapa de execuție, cu echipamente montate și recepționate pe 5 LEA.

DigiTEL Trafo Expert

Proiect presupune „Achiziția și montajul a 21 de sisteme de monitorizare integrate pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA”.

Printre beneficiile rezultate în urma executării proiectului sunt :

- creșterea intervalului de timp programat pentru execuția unora dintre lucrările de mentenanță preventivă la unitățile de transformare monitorizate și reducerea costurilor pe tipuri de intervenții;
- reducerea numărului de incidente prin anticiparea bazată pe date reale a vulnerabilităților schemei normale;

Proiectul a fost finalizat cu PIF și recepție în luna iunie 2024.

DigiTEL Next-Gen Power Grid

Proiectul DigiTEL Next-Gen Power Grid – “Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a dronelor autonome” își propune în primă fază transformarea informațiilor nestructurate într-un activ digital inteligent. Operatorul de sistem va avea posibilitatea să vizualizeze, să construiască și să gestioneze sistemele electrice complexe, asigurând o funcționare sigură și eficientă pe tot parcursul ciclului de viață.

Pentru inspecțiile aeriene ale echipamentelor prezente în stațiile electrice din gestiunea Companiei vor fi achiziționate drone autonome, care vor permite identificarea potențialelor neconformități precum uzură, componente deteriorate sau creșterea necontrolată a vegetației. Acestea vor naviga prin terenuri complexe și vor ajunge în locuri dificil de accesat pentru operatorii umani, reducând semnificativ timpul și resursele necesare pentru inspecțiile periodice efectuate de personalul operativ.

În comparație cu abordările tradiționale de inspecție care pot presupune utilizarea elicopterelor, dronele autonome au un impact mai scăzut asupra mediului, sunt mai eficiente din punct de vedere energetic și generează mai puține emisii.

Acorduri de colaborare

DigiTEL – Advanced 3D Substation Design

Scopul acordului îl reprezintă colaborarea dintre CNTEE Transelectrica SA și Entegra GMBH (Primtech 3D), având drept scop principal testarea noilor tehnologii Digital Twin și Proiectare Digitală Avansată pentru stații electrice, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii și soluții în cazul aplicării pe scară largă în Rețeaua Electrică de Transport din România.

DigiTEL – 3D Line Vision

Obiectul acestui acord este reprezentat de colaborarea dintre CNTEE Transelectrica SA și Skyline Drones SRL în scopul testării noilor tehnologii LiDAR.

DigiTEL BIM Tools

Acordul de colaborare în domeniul cercetării și inovării dintre CNTEE Transelectrica SA și TIAB SA are drept scop testarea și validarea unor inovații tehnice avansate în proiectarea digitală (ex. standardele BIM - Building Information Modelling) și Digital Twin pentru stațiile electrice, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii și soluții în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de Transport.

DigiTEL – Asset Test

Acordul presupune colaborarea dintre CNTEE Transelectrica SA și Omicron GMBH (FirstTech) și are drept scop principal testarea noilor tehnologii de verificare și a noilor soluții de management al activelor, respectiv schimbul de know-how.

Acordul va genera o serie de beneficii importante pentru nivelul de cunoaștere al soluțiilor de testare a noilor tehnologii de verificare a echipamentelor energetice și a noilor soluții de management al activelor din domeniul energetic, precum și schimbul de know-how.

DigiTEL – Innovation Synergy

Acordul presupune colaborarea dintre CNTEE Transelectrica SA și Enevo Group SRL și are drept scop principal testarea noilor tehnologii de verificare și management al activelor, respectiv schimbul de know-how.

DigiTEL–SaFe₆

Acordul de colaborare dintre CNTEE Transelectrica SA și WIKA Messgerätevertrieb Ursula Wiegand GmbH & Co. KG (WIKA Instruments Romania SRL) are drept scop principal testarea noilor tehnologii prin implementarea noilor soluții de monitorizare on-line a gazului SF₆ respectiv schimbul de know-how.

Descrierea activității de cercetare și inovare pentru anul 2025

Obiectivele prevăzute a fi implementate în cadrul proiectelor fanion DigiTEL se referă la următoarele ținte:

- implementarea, testarea și validarea în cadrul proiectelor de modernizare a următoarelor concepte, metodologii, standarde și elemente de bună practică:
 - conceptul de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.)
 - managementul activelor;
 - Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal;
 - Centrul de sănătate a activelor RET;
 - Concept Sisteme GIS și OMS;
 - conceptul de sănătate active;
 - conceptul de indice de risc la activele RET;
 - metodologia de elaborare și implementare a conceptelor Smart Grid (ex. arhitecturi, standarde de interoperabilitate, standarde de telecomunicații, interfețe clienți etc.);
 - conceptul de E-learning;
 - conceptul de Smart Building;
 - *conceptul de Realitate Augmentată / Virtuală, Digital Twin*
 - proiectare digitală avansată, scanare și modelare 3D;
 - conceptul de "Camera de comandă a viitorului";
 - conceptul de Building Information Modelling (BIM);
 - stații electrice sustenabile;
 - asistență tehnică de la distanță;
- asistență și supraveghere tehnică robotizată utilizând sisteme de Inteligență Artificială (roboți, drone);
- inspecția activelor RET utilizând tehnologiile LiDAR (Light Detection and Ranging), RGB (Red, Green, Blue), infraroșu;
- supraveghere automata utilizând drone autonome
- instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capabilităților strategice în domeniul digitalizării;
- definirea și implementarea proiectelor cu o mare componentă de inovare și învățare (ex. proiecte de stație digitală, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management, echipamente cu impact asupra mediului etc.);
- continuarea participării în cadrul proiectelor cu finanțare nerambursabilă pentru a pregăti condițiile adoptării de noi modele, concepte și metodologii în zona operațională sau enterprise a Companiei;
- dezvoltarea în continuare a parteneriatelor cu consultanții și cu furnizorii de soluții și servicii pentru înțelegerea noilor tendințe tehnologice și manageriale care pot influența în viitor performanța Companiei.

Proiectele pilot în cadrul cărora se vor testa conceptele și tehnologiile inovatoare propuse prin documentele strategice aprobate la nivelul Companiei sunt cele demarate sub acronimul DigiTEL.

Planul Anual de Studii și Cercetare 2024

În vederea asigurării funcționării SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, conform standardelor de calitate impuse prin licența de transport, Compania are nevoie de cercetări, studii suport și consultanță pentru fundamentarea deciziilor și pentru implementarea de tehnologii noi la nivelul celor întâlnite pe plan internațional și/sau specifice sistemului energetic românesc.

Transelectrica finanțează anual programe de studii și cercetări proprii. Studiile aprobate în cadrul Companiei și incluse în PASC 2024 au fost bine fundamentate și necesare pentru îndeplinirea următoarelor obiective:

- îndeplinirea cerințelor asociate cadrului de reglementare (ex. Licența ANRE nr.161, Legea 123/ 2012 - Legea energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, Coduri tehnice, cadrul de reglementare asociat OTS etc.);
- fundamentarea deciziilor Companiei referitoare la:
 - determinarea prin postcalcul a pierderilor în rețeaua electrică de transport pentru trimestrul IV din 2023 și primele trimestre ale anului 2024;
 - bilanțul energetic pentru fiecare trimestru al anului 2024;
 - stabilirea efectului unor investiții în RET asupra CPT pentru primele trei trimestre din 2024;
 - promovarea investițiilor eficiente în RET;
 - promovarea unor practici eficiente pentru exploatarea și mentenanța RET;
 - îmbunătățirea fundamentării deciziilor investiționale pe termen lung suport tehnic;
 - estimarea inițială a necesarului de rezerve în SEN utilizând metode probabilistice;
 - integrarea unui procent tot mai mari de surse regenerabile;

- Conducerea prin dispecer SEN și RET în condiții de eficiență și siguranță;
- Analiza detaliată și globală a capitolelor de cheltuieli asociate îndeplinirii rolului de OTS;
- Cunoașterea și adoptarea de metodologii, standard și elemente de bună practică pentru o eficientizare a viziunii strategice de dezvoltare a Companiei.

Necesitatea promovării lucrărilor din cadrul PASC 2024 a fost analizată atent prin prisma obligațiilor ce decurg din îndeplinirea rolului de OTS licențiat și a oportunităților de îmbunătățire a deciziilor referitoare la operaționalizarea viziunii Companiei în domeniul operării sistemului și managementului activelor.

Programul de Studii și Cercetări 2025

Programul Anual de Studii și Cercetări 2025 are în vedere abordarea studiilor care au la bază creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră respectiv integrarea resurselor regenerabile în acord cu prevederile PNIESC pentru anul 2030 unde puterea instalată în surse regenerabile trebuie să atingă capacitatea de 5.255 MW.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport (RET), în concordanță cu modelul elaborat de ENTSO-E la nivel european, urmărește evacuarea puterii din zonele de concentrare a SRE către zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este deficitară (de exemplu, regiunea nord-est), precum și creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră.

În vederea respectării Metodologiei privind alocarea de capacități rețelei electrice pentru racordarea locurilor de producere a energiei electrice, aferentă Ordinului ANRE nr. 53/2024 pentru aprobarea Metodologiei privind alocarea capacității rețelei electrice pentru racordarea locurilor de producere a energiei electrice, precum și pentru modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei din domeniul racordării utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public, CNTEE Transelectrica SA îi revine obligația de a realiza un studiu global care să determine capacitățile disponibile din RET și RED cu considerarea lucrărilor de investiții din Planurile de Investiții și de întărire prevăzute în ATR și studiile de soluție ale OTS, respectiv OD valabile la data elaborării studiului global.

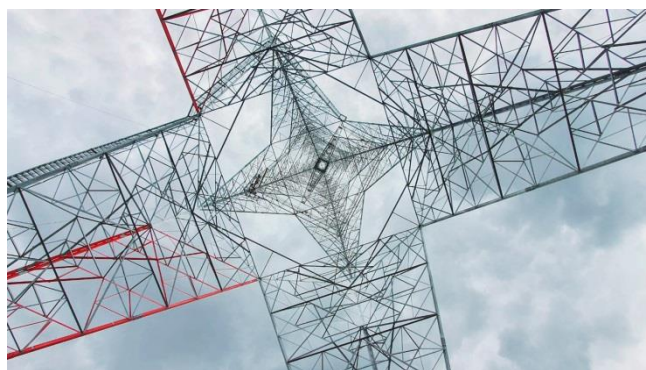
Studiul global privind alocarea capacității rețelei electrice pentru racordarea locurilor de producere a energiei electrice asigură pregătirea procesului de licitație privind alocarea capacității disponibile pentru racordarea utilizatorilor la RET/RED precum și

Lucrările realizate prin Programul Anual de Studii și Cercetări 2024, sunt raportate anual la ANRE:

- Studiu multianual 2021 - 2023 postcalcul CPT, bilanțul energetic pe unități teritoriale de transport și în ansamblul RET, prognoza pierderilor de energie.
- Studiu multianual 2024 – 2026: postcalculul CPT, bilanțul energetic pe sucursale teritoriale de transport și în ansamblul RET, prognoza pierderilor de energie.
- Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2028-2033).
- Studiu privind verificarea condițiilor de stabilitate și a solicitărilor la scurtcircuit în RET pe termen mediu și lung (2024-2028-2033).

îndeplinirea cerințelor legale prevăzute prin Metodologia ANRE privind demararea procesului de licitare în vederea alocării de capacități disponibile pentru racordarea utilizatorilor la rețea, începând cu 1 ianuarie 2026.

Studiul de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ European privind tranziția către energia regenerabilă are scopul de evaluare a adecvanței SEN la nivelul anului 2030, pornind de la situația actuală a surselor de producere a energiei existente în SEN și luând în calcul țintele de energie din resurse regenerabile necesar a fi atinse conform legislației europene, pecum și noile capacități de producție estimate a fi puse în funcțiune în acest interval de timp. Studiul va analiza și va stabili o structură optimă a surselor primare de producere a energiei electrice pentru anul 2030, cu asigurarea flexibilității și a rezervelor necesare, scopul final al European Green Deal fiind reprezentat de atingerea neutralității climatice în anul 2050.

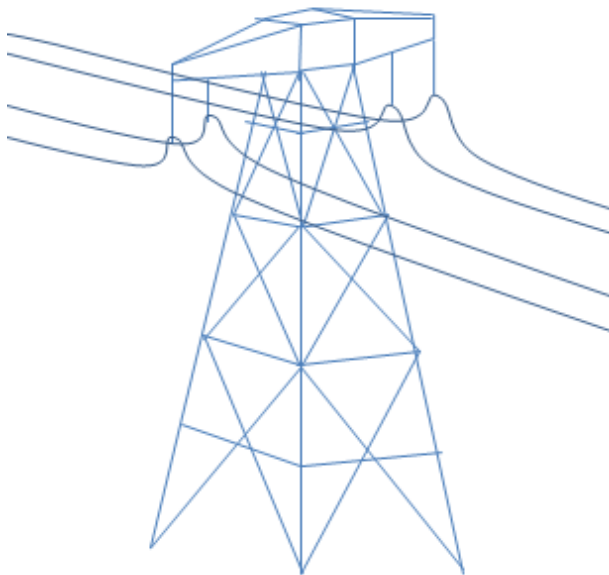


În vederea asigurării siguranței în funcționare a SEN pentru orizontul 2030, obiectivele acestui studiu sunt următoarele:

- evaluarea situației actuale a capacității instalate și a puterii disponibile în SEN (pe tipuri de surse).

- determinarea cantității de putere activă estimat a fi instalată în SEN pe tipuri de surse primare la nivelul anului 2030.
- determinarea necesarului optim de putere activă în SEN pe tipuri de surse primare la nivelul anului 2030.
- determinarea necesarului optim de putere activă în SEN pe tip de resurse primare.
- determinarea rezervelor de capacitate și a rezervelor strategice.
- prognoza consumului, a producției de energie electrică.
- evaluarea potențialului de instalare a noi capacități de asigurare a flexibilității în SEN.
- evoluția prosumatorilor, a capacităților transfrontaliere SEN, dar și a capacităților transfrontaliere din zona de SE a Europei și a Europei Centrale.
- evaluarea rezilienței SEN și a zonei de SE a Europei.
- capacitatea de restaurare a SEN în cazul unui colaps total sau parțial, în contextul noului mixt de producție.
- calculul energiei nelivrate (ENS) și a LOLE (loss of load expectation).
- consumatori comandabili, instalații de stocare – posibilității de furnizare a necesarului de rezerve de putere activă din sistem, pe tipuri de rezerve.

- prezentarea situației din OTS din SE Europei și Europa Centrală în ceea ce privește situația existentă, evoluția până în anul 2030, mixtul de producție, flexibilitate, tipul de rezerve utilizate standard, dar și strategice și impactul (dacă există) asupra evoluției și asigurării adecvanței SEN, etc.



Activități conexe activității de cercetare și inovare

În cadrul Companiei sunt importante dezvoltarea cunoașterii și promovarea tehnologiilor și soluțiilor noi din domeniul energetic, care au evoluat și progresează semnificativ în ultimii ani, atât în ceea ce privește conceptele și soluțiile, cât și echipamentele. Astfel, Transelectrica, a devenit partener în diferite proiecte finanțate, prin care poate aduce contribuții importante ca și OTS în această zonă geografică a Europei și pentru îndeplinirea aspectelor menționate anterior. În cadrul acestor parteneriate sunt încasate venituri pe alte tipuri de activități prin contribuția experților Companiei. Compania poate desfășura activități în gestionarea proiectelor finanțate prin fonduri Europene nerambursabile, pe diferite axe, care coincid cu ariile de activitate ale Companiei.

Din partea Companiei există reprezentanți cu activitate permanentă în cadrul RDIC - Research, Development and Innovation Committee (ENTSO-E). Rolul RDIC și al grupurilor sale de lucru este:

- Să se asigure că interesele OTS din domeniul cercetării și dezvoltării sunt adresate în mod corespunzător părților interesate relevante;

- De a facilita activitatea de cercetare și dezvoltare între OTS
- Să ofere sprijin cuprinzător și o viziune construită reciproc asupra activităților de cercetare și dezvoltare ale comitetelor ENTSO-E și ale altor părți interesate
- Să promoveze conceptele, metodele și tehnologiile de cercetare și dezvoltare care vor compune și vor conduce sistemele energetice în viitor
- Să susțină activitățile legate de standardizare și interoperabilitate.
- De asemenea, în cadrul RDIC există 6 grupe de lucru cu membri din partea Transelectrica:
 - WG1 Assets and Technologies;
 - WG2 Security and System operation of tomorrow;
 - WG3 Flexibility and Markets;
 - WG4 Future of energy systems;
 - WG5 Digital & Communication;
 - Research, Development and Innovation Planning.

7. Perspective și provocări

Energia electrică are un potențial semnificativ ca sursă energetică a viitorului, dar este esențial să se abordeze provocările existente pentru a asigura o tranziție eficientă și sustenabilă.

Dezvoltarea tehnologiilor regenerabile, progresele în tehnologiile de generare a energiei din surse regenerabile, cum ar fi panourile solare și turbinele eoliene, fac ca energia electrică să devină din ce în ce mai accesibilă și eficientă. Aceste surse contribuie la diversificarea mixului energetic și la reducerea dependenței de combustibilii fosili.

Tehnologiile de stocare, cum ar fi bateriile avansate, permit acumularea energiei electrice generate în perioadele de vârf și utilizarea în momentele de cerere crescută. Acest lucru îmbunătățește stabilitatea rețelei electrice și facilitează integrarea surselor regenerabile.

Digitalizarea și eficiența energetică, tehnologiile inteligente, cum ar fi rețelele electrice inteligente (smart grids), permit gestionarea mai eficientă a consumului de energie și optimizarea distribuției, reducând pierderile, dezvoltarea și eficiența generală.

În angrenajul complex multi-sectorial care este pus în mișcare pentru realizarea tranziției energetice, rețeaua de transport al energiei electrice este un factor care condiționează rezultatele întregului proces.

În România, abordarea pentru accelerarea tranziției către energia verde este transpusă prin Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2024-2033 și respectiv, prin PNRR - Planul Național de Redresare și Reziliență.

Transelectrica face parte din acest ecosistem fiind o companie de interes strategic în România, indispensabilă pentru buna funcționare a sistemului energetic și unic operator al rețelei de transport al energiei electrice, parte a piețelor de energie electrică cuplate la nivel european.

Conform reglementărilor europene intrate în vigoare, tendința fundamentală este aceea a coordonării operaționale la nivel european și regional, prin instituirea a numeroase organisme de coordonare la nivel ENTSO-E și la nivel regional, care necesită implicarea tuturor operatorilor de transport și sistem, precum și elaborarea unor metodologii și seturi de proceduri, acorduri operaționale sau acorduri de servicii, precum și dezvoltarea de instrumente informatice și de comunicare comune.

Scopul principal asumat de conducerea colectivă a Companiei se subsumează realizării celor previzionate în Planului de Investiții, a lucrărilor din Fondul de Modernizare pentru atingerea obiectivelor strategice

de dezvoltare a rețelei. Capacitatea Companiei prin realizarea la termen a investițiilor prioritare în rețeaua de transport reprezintă o condiție esențială pentru realizarea obiectivelor strategiei energetice naționale.

În următorii ani prin conducerea și dezvoltarea strategică a Companiei trebuie valorizat rolul rețelei de transport de catalizator al tranziției energetice și trebuie evitat ca rețeaua de transport să devină un factor limitativ care frânează sau întârzie realizarea efectivă a tranziției.

Cu toate că există o serie de elemente exogene care condiționează capacitatea Transelectrica de a realiza proiectele de infrastructură planificate, Compania abordează aceste obstacole în mod proactiv și acționează în mod sistematic pentru înlăturarea sau remedierea lor.

Promovarea activă de soluții pentru îmbunătățirea structurală a cadrului legislativ reprezintă un exemplu elocvent în acest sens.

La data de 01.01.2024 capacitatea instalată la nivelul SEN a fost de 18210 MW. În luna ianuarie 2022 capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în interfața României a avut valori medii lunare de aproximativ 2500 MW la export și 3000 MW la import.

Astfel, gradul de interconectare rezultat este de aproximativ 13,5% dacă raportarea se face la capacitatea de export și 16% pentru capacitatea de import.

În anul 2024, gradul de interconectare a crescut pe fondul creșterii capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier și a scăderii capacității instalate în unități generatoare la nivelul SEN.

În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2024-2033.

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

Cea mai mare pondere a investițiilor planificate pentru următoarea decadă o au proiectele pentru retehnologizarea și modernizare rețelei electrice, respectiv aproximativ 2,9 miliarde de lei.

De asemenea, având în vedere obiectivul de interconectare de 15% pentru anul 2030, respectiv atingerea țintei de 7.000 MW pentru capacitatea de schimburi transfrontaliere, proiectele de investiții planificate în următorii 10 ani pentru creșterea gradului

de interconexiune au o valoare de peste 2,4 miliarde de lei.

Pentru creșterea siguranței în alimentare cu energie electrică sunt planificate investiții de peste 1,2 miliarde de lei.

Planul de acțiune cu privire la creșterea capacității transfrontaliere implică pentru perioada următoare realizarea anumitor proiecte incluse în Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport, având ca efect eliminarea congestiilor structurale prevăzute și creșterea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier.

În vederea dezvoltării infrastructurii energetice naționale, Compania a obținut 56,2 milioane de euro prin componenta REPowerEU a PNRR, aprobată de Consiliul Uniunii Europene, în scopul finanțării a trei proiecte de investiții esențiale pentru eficientizarea și modernizarea rețelei electrice de transport, două dintre ele fiind destinate filialelor SMART SA și Teletrans SA.

Investiția vizează instalarea de centrale fotovoltaice și instalații de stocare în 29 de stații electrice, rețehnologizarea filialei SMART SA și pentru optimizarea rețelei de comunicații gestionate de filiala Teletrans și crearea unui centru de date.

De asemenea în data de 25 iunie 2024, decizia de aprobare a proiectului finanțat din Fondul pentru Modernizare în temeiul Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei și Directivei 2003/87/CE pentru finanțare nerambursabilă din Fondul pentru Modernizare, proiectul de investiții al Companiei - „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit” a fost publicată pe site-ul Fondului pentru Modernizare.

Proiectul vizează construirea unei linii electrice aeriene de 400 kV cu dublu circuit, între stațiile Isaccea și Tulcea Vest, prin înlocuirea liniei electrice aeriene existente de 400 kV simplu circuit, instalarea a două celule de 400 kV în cele două stații și utilizarea unor stâlpi tubulari inovativi.

Obiectivul general al proiectului este creșterea capacității de integrare a noilor surse regenerabile de energie din regiunea Dobrogea, unde potențialul de energie regenerabilă este cel mai mare din țară, însă constrângerile tehnice date de limitele liniilor electrice aeriene existente nu permit integrarea de noi surse în această zonă.

Prin modernizarea și dublarea capacității de transport între Isaccea și Tulcea Vest va crește, de asemenea, capacitatea de transfer către zonele învecinate.

Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit reprezintă o soluție viabilă pentru a evita supraîncărcările și pentru a crește capacitatea de conectare la Sistemul Electroenergetic Național a centralelor electrice din surse regenerabile din regiunea Dobrogea.

Proiectul este inclus în Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport, perioada 2024-2033, ca proiect care va contribui la integrarea surselor regenerabile de energie și a noilor centrale și va întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului.

Nivelul ridicat al acestor finanțări din fonduri nerambursabile, va avea efect pozitiv asupra profitabilității Companiei pe termen lung. Totodată, finanțarea obiectivelor de investiții prin fonduri nerambursabile, asigură creșterea indicatorilor de lichiditate ai Companiei.

Pentru anul 2025 un impact semnificativ în rezultatele financiare ale Companiei pot avea: climatul macroeconomic și financiar internațional, mix-ul intern de politici economice, energetice și de mediu și tensiunile geo-politice generate de situația din Ucraina. În calitate de vecini ai Ucrainei și ai Republicii Moldova avem un rol activ esențial în stabilirea și implementarea procedurilor care decurg din functionarea interconectată a SE Ucraina și SE Republica Moldova la sistemul energetic European.

Compania acordă importanță implementării proiectelor de interes comun în eforturile de consolidare a securității energetice în extremitatea estică a rețelei interconectate europene, în contextul sincronizării sistemelor Ucrainei și Republicii Moldova, cum ar fi:

- Importanța cyber security în asigurarea rețelelor energetice inteligente,
- metode de accelerare a atingerii țintei stabilite de Green Deal de decarbonizare totală până în 2050,
- importanța rețelelor energetice în ceea ce privește accelerarea dezvoltării RES-urilor (surse de energie regenerabilă).

Totodată Transelectrica susține proactiv domeniul educației din România prin continuarea procesului de acordare de burse de studiu studenților facultăților tehnice în domeniile energetică, electrotehnică, automatică și calculatoare, astfel asigurând începutul unei cariere profesionale motivante și *oportună în cadrul Companiei.



Raport Operațional



8. Date operaționale

8.1. Configurarea rețelei

Rețeaua electrică de transport ("RET") este rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV și este constituită din ansamblul de linii, inclusiv elementele de susținere, control și protecție a acestora, stații electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele.

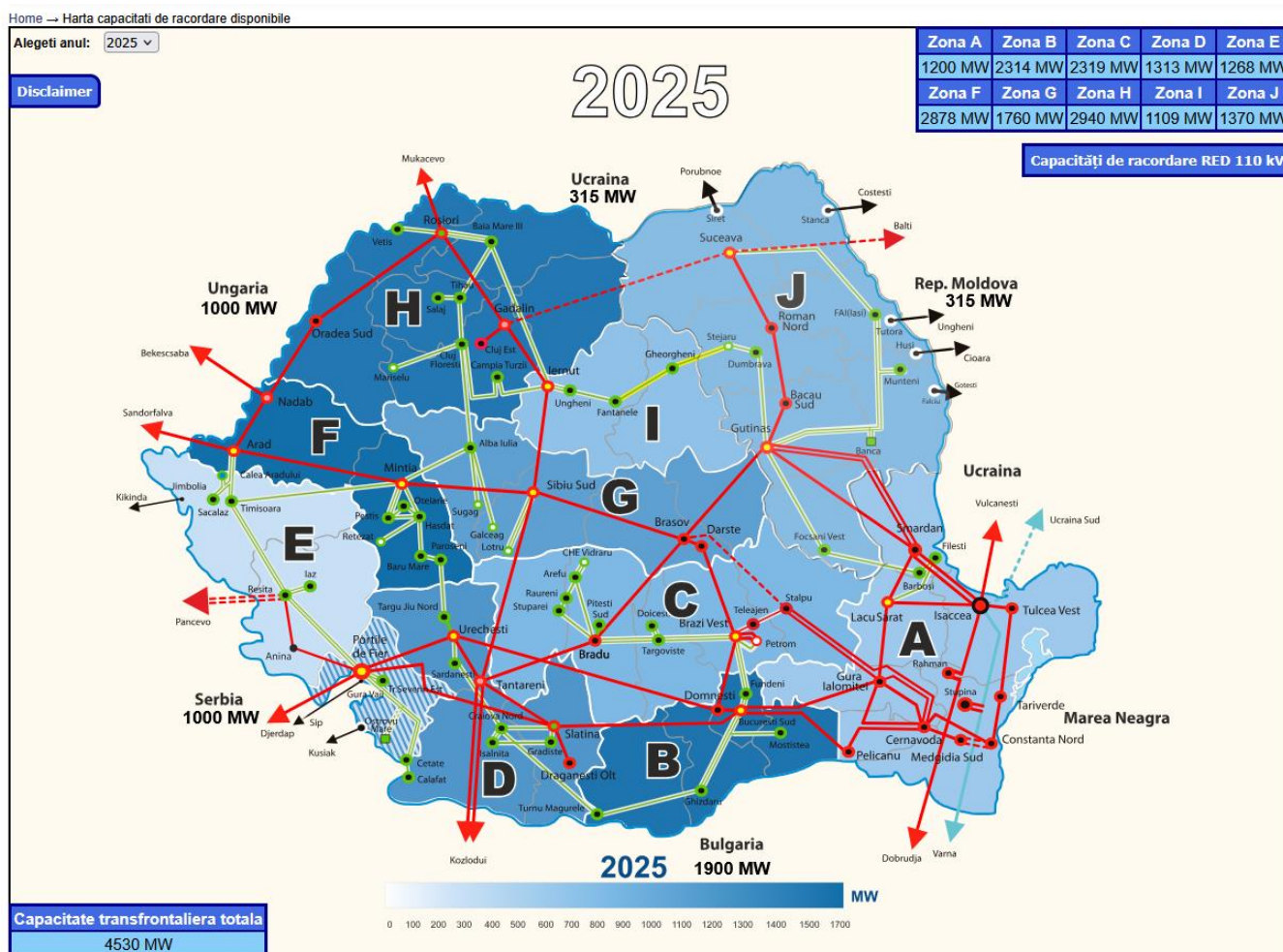
RET realizează interconectarea între producători, rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

În contextul preocupării generale atât la nivel european, cât și la nivel național privind realizarea tranziției către o economie fără emisii de carbon, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA își orientează acțiunile spre dezvoltarea infrastructurii energetice în sensul creșterii capacității de integrare a noilor unități de producție.

Pentru a facilita conturarea unui mediu predictibil în sfera investițiilor pentru generarea energiei electrice, operatorul național de transport și sistem pune la dispoziția publicului interesat date referitoare la capacitatea rețelei de transport de a racorda unități noi de producție, în funcție de regiuni diferite ale țării.

Astfel aceste informații sunt accesibile pe website-ul www.transelectrica.ro în formatul unei hărți interactive, care vizează anul 2025, precum și previziunile anului 2030, raportate la evoluțiile proiectelor de dezvoltare și consolidare a infrastructurii energetice de transport. Datele sunt prezentate pentru 10 regiuni ale țării, cu referire inclusiv la cererile de racordare existente, aflate în diferite etape de prelucrare, și vor fi actualizate în permanență.

Figura 15: Harta capacității de racordare la RET



Demersul de transparentizare inițiat de Transelectrica vine în întâmpinarea aplicării prevederilor proiectului de ordin al ANRE privind publicarea datelor despre capacitatea de instalare și racordare la rețea a unităților de generare a energiei electrice.

O bună parte a liniilor electrice aeriene ("LEA") și a stațiilor electrice de transformare ce alcătuiesc RET a fost construită în anii 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelor ani.

Volumul capacităților energetice, conform licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, a serviciului de sistem este cel prezentat în tabelul alăturat:

Tabel 11: Volumul capacităților energetice

Tensiunea (kV)	Stații (nr.)	Puterea instalată (MVA)	LEA (km)
400	39	22.224	4.984,65
220	42	14.283	3.876,14
750	-	-	3,11
110	-	-	40,42*
Total	81	36.507	8.904,32

*(LEA de interconexiune cu statele vecine)

Notă: În cazul stațiilor electrice s-a luat în considerare tensiunea superioară.

Compania urmărește menținerea, în condiții de eficiență economică, a calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele asumate în comun, la nivel european.

Integrarea în SEN a producției din resurse regenerabile, în special centralele electrice eoline și cele fotovoltaice, atât sub forma producției distribuite și dispersate la nivelul RED, cât și prin apariția unor centrale de foarte mare putere (ordinul sutelor de MW) racordate direct în RET- conduce la necesitatea de acțiuni complexe de integrare a acestor centrale în sistemul EMS/SCADA-DEN, atât ca surse dispecerizabile distribuite cât și ca surse mari concentrate, fapt care va impune dimensionarea corespunzătoare a echipamentelor hardware pentru asigurarea achiziției și prelucrării unui volum foarte mare de date.

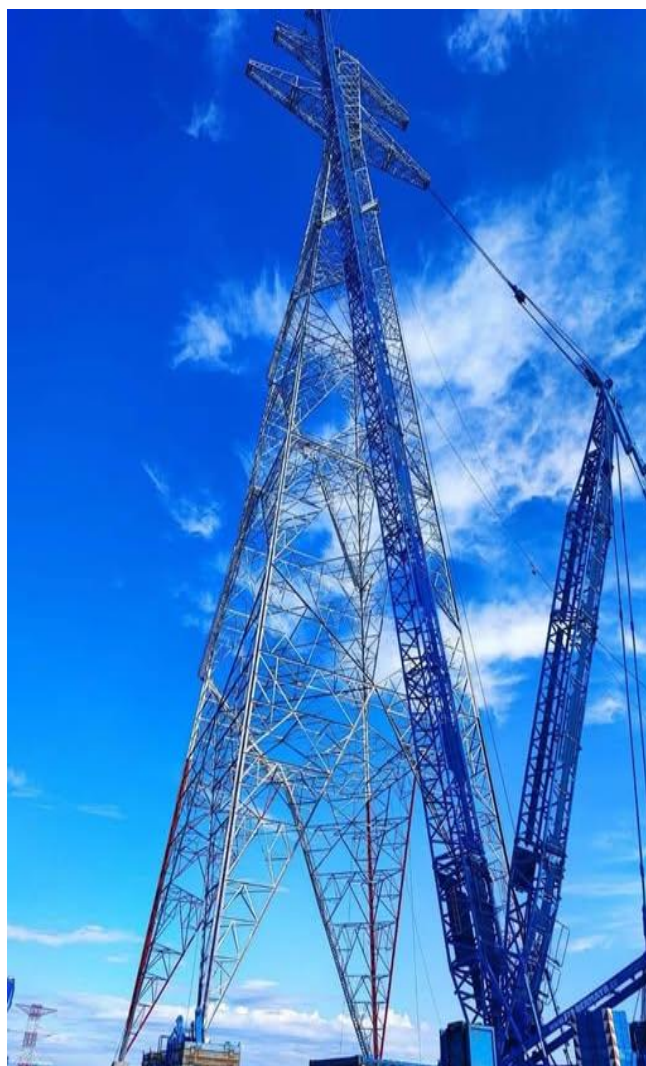
Caracterul specific al acestui tip de producție, dat de gradul ridicat de variabilitate cu implicațiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN și de modul de operare în piața de echilibrare, impun integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/ASCADA și asigurarea monitorizării și a managementului energetic specific (prin funcții și aplicații EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau

de control centralizat). Sunt deja adoptate soluții integrate de comunicare între platforma DEC și sistemele de comandă-control și de management energetic al CEE și CFE.

Astfel, sistemul EMS/SCADA-DEN a fost reabilitat funcțional și modernizat pentru a satisface cerințele funcționale și de securitate informaționale contemporane.

De asemenea, pentru a păstra adecvarea rețelei astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată în condițiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pe zece ani și se vor realiza două categorii de investiții:

- re tehnologizarea stațiilor existente;
- extinderea RET prin construcția de linii noi, creșterea capacității de transport a liniilor existente, extinderea stațiilor existente și creșterea capacității de transformare în stații.



8.2. Date operaționale selectate

Compania are sarcina de a menține în permanență funcționarea sistemului electroenergetic național în condiții de siguranță și cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în Codul tehnic al RET.

De asemenea, pentru echilibrarea în timp real a producției cu consumul, Compania utilizează mecanismele pieței de echilibrare.

Conducerea operativă a SEN este asigurată de:

- Dispeceratul Energetic Național
- 5 Dispecerate Teritoriale: București, Bacău, Cluj, Craiova, Timișoara

Balanța energetică SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în anul 2024, s-a înregistrat o creștere a consumului intern net cu 4% față de aceeași perioadă a anului precedent, iar comparativ cu anul 2022 s-a înregistrat o scădere în procent de 1%.

Un element care a condus la înregistrarea unui consum național de energie electrică mai mic în anul 2023 l-a reprezentat intrarea în vigoare a Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie.

Acesta prevedea la articolul 3, alin. 1, faptul ca statele membre să depună eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10% față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință¹.

Producția netă de energie, a înregistrat comparativ cu anul 2023 scădere în procent de 7% (comparativ cu 2022, scădere în procent de 4%).

Schimburile fizice transfrontaliere de export au înregistrat în anul 2024 o scădere de 19% față de anul 2023, (creștere cu 16% față de anul 2022) iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat creșteri în procent de 88% comparativ cu anul 2023 și 38% comparativ cu anul 2022.

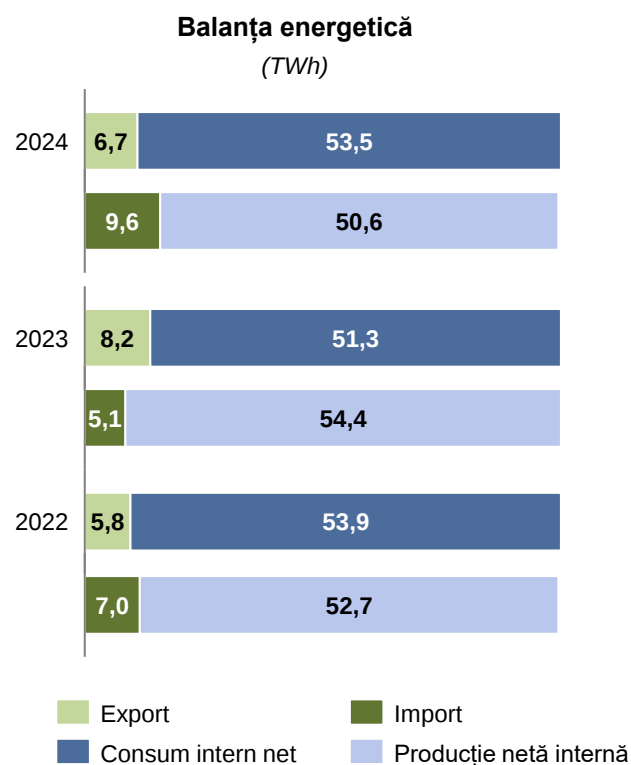
Tabel 12: Balanța energetică

TWh	2024	2023	2022
Producție netă internă	50,6	54,4	52,7
Import	9,6	5,1	7,0
Export	6,7	8,2	5,8
Consum intern net*	53,5	51,3	53,9

¹ art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10 % din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

*Notă: valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție, consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj precum și stocare consum

Figura 16: Balanța Energetică (TWh)



În ceea ce privește consumul de energie electrică la nivelul SEN, acesta a înregistrat creșteri lunare, cu valori cuprinse între 0,51% în luna februarie și 8,75% în luna iulie, cu excepția lunilor aprilie și mai, când s-au înregistrat scăderi (-1,70% în aprilie și -0,41%).

Creșterea consumului la nivel de an a avut loc pe fondul unei temperaturi medii anuale mai mari cu 0,6 °C în anul 2024 comparativ cu cea din anul 2023, dar cu valori mai scăzute decât în anul anterior în lunile de toamnă – iarnă (ianuarie și septembrie – decembrie), respectiv mai ridicate în lunile de vară (iunie – august), fapt care a determinat creșterea utilizării climatizării alimentate din surse electrice.

Creșterea consumului este în realitate mai mare, dacă se ține cont de creșterea puterii instalate la prosumatori, al căror consum alimentat din sursă proprie nu se cunoaște, dar și de consumatorii care dețin panouri fotovoltaice, dar nu sunt înregistrați ca prosumatori.

Creșterea consumului înregistrat în trimestrul I a fost influențată în mare parte de temperatura medie lunară a lunii ianuarie care, deși situată peste normele climatologice, a fost mai scăzută cu aproape 3,5 °C față de anul anterior.

Creșterea consumului înregistrat în trimestrul al II-lea a fost influențată în mare parte de temperatura medie lunară a lunii iunie, situată cu aproape 3,5 °C peste valoarea din anul anterior și cu 3,1 °C peste norma climatologică.

Trimestrul al III-lea al anului 2024 a fost caracterizat în medie de continuarea creșterii consumului măsurat, cu un minim de 2,21% în luna septembrie și un maxim de 8,75% în luna iulie.

Creșterea a fost, de asemenea, influențată în mare parte de temperaturile medii lunare mai mari decât în anul 2023 cu 1,7°C în luna iulie și cu 0,9°C în luna august, care au compensat scăderea rezultată din scăderea temperaturii în luna septembrie și din creșterea puterii instalate a prosumatorilor, care la 30 septembrie 2024 era de cca. 2.142 MW, cu peste 900 MW peste valoarea de la finalul trimestrului III din anul 2023.

Considerând pentru producția acestor prosumatori un procent din puterea instalată similar cu cel înregistrat în centralele electrice fotovoltaice a căror energie este măsurată și ținând cont de valoarea producției injectate de către prosumatori în rețea, se estimează că în trimestrul al III-lea din anul 2024 consumul alimentat direct de producția respectivă a reprezentat cel puțin 2% din consumul SEN.

Evoluția consumului în trimestrul IV a fost influențată atât de temperaturile medii lunare mai mici decât cele din anul 2023, cu un ecart negativ de 2,4°C în lunile octombrie și noiembrie, respectiv de 0,7°C în luna decembrie. În plus, scăderea numărului de ore de insolație în lunile octombrie, dar mai ales noiembrie, a condus la scăderea producției generate de prosumatori. Menționăm faptul că la data de 01 decembrie 2024, puterea instalată la prosumatori era de 2.336 MW, cu cca. 950 MW peste valoarea de la 01 decembrie 2023. Astfel, în trimestrul al IV-lea s-au înregistrat creșteri lunare ale valorilor consumului, cu un minim de 2,18% în luna decembrie și un maxim de 5,91% în luna octombrie.

Mixul producției de energie electrică

În structura mixului de producție, în perioada ianuarie - decembrie 2024 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023, s-a înregistrat o scădere pe toate componentele respectiv, din surse Termo în procent de 1%, Nuclear 3%, Hidro 22%, Regenerabile 6%.

Comparativ cu anul 2022 scăderile au fost de 16% pentru componenta termo, 2% a componentei nuclear și 3% a componentei regenerabile. Creștere a înregistrat componenta din surse Hidro în procent de 1%.

Începând cu al treilea trimestru din anul 2023, în mixul de producție s-a introdus producția din baterii, care, la sfârșitul anului 2024 a cumulat valoarea de 27,5 GWh.

Tabel 13: Mixul producției de energie electrică netă

TWh	2024	2023	2022
Termo	16,3	16,5	19,3
Nuclear	10,0	10,3	10,2
Hidro	14,2	18,2	14,0
Regenerabile	8,9	9,5	9,2
Baterii stocare*	0,03	0,0	0,0
Prosumatori	1,2	0,0	0,0
Total	50,6	54,4	52,7

*Valoarea în GWh înregistrată în anul În anul 2024 a fost 27,5 iar în anul 2023 a fost de 2,3 GWh

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – decembrie 2024 se observă că cea mai mare pondere, 32%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 28%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 18% respectiv 20%.

Figura 17: Mixul producției 2024 – 2022 (TWh)



Parcul național de producție

În anul 2024, puterea instalată în centralele pe surse termo a crescut cu aproximativ 1%, de la 5.447 MW instalați la 31 decembrie 2023, la 5.476 MW instalați la 31 decembrie 2024.

La data de 01 ianuarie 2025, puterea brută instalată în SEN totaliza 18.610 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 2.762 MW (2.162 MW net), hidrocarburi – 2.714 MW (2.187 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.633 MW (6.307 MW net), eolian – 3.095 MW (3.035 MW net), fotovoltaic – 1.853 MW (1.763 MW net), biomasă – 138 MW (127 MW net).

În ceea ce privește capacitățile instalate în cursul anului 2024 în centrale electrice clasice, precizăm următoarele:

- cei 330 MW pe cărbune aparțin grupului TA5 CTE Rovinari, care a fost retehnologizat în perioada anilor 2015 – 2024;

- cei 53 MW în centralele hidroelectrice aparțin grupului TH5 CHE Stejaru, care a fost retehnologizat.

Practic, cea mai mare creștere de capacitate instalată în centrale în cursul anului 2024 se înregistrează în centralele electrice fotovoltaice, unde s-au instalat 581 MW.

Menționăm faptul că la data de 01 decembrie 2024, puterea instalată la prosumatori era de 2.336 MW, cu cca. 950 MW peste valoarea de la 01 decembrie 2023.

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - decembrie în intervalul 2024-2022, este redată în tabelul de mai jos:

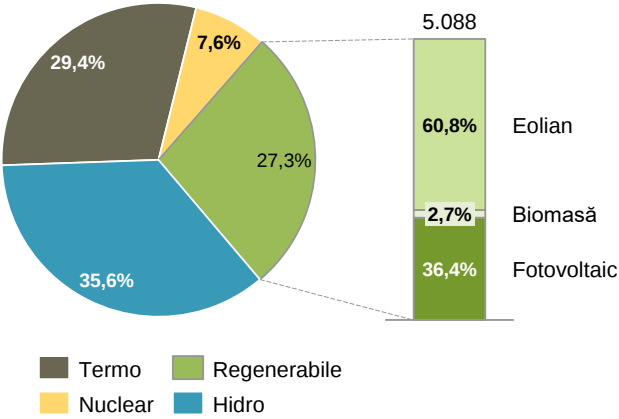
Tabel 14: Putere instalată (valori brute)

MW	2024	2023	2022
Termo	5.476	5.447	6.052
Nuclear	1.413	1.413	1.413
Hidro	6.633	6.643	6.642
Regenerabile	5.088	4.708	4.545
Total	18.610	18.210	18.652

Datele prezentate reflectă capacitățile de producție care au licență de exploatare comercială. Unitățile de producție aflate în perioada de probă nu sunt cuprinse în această situație.

Structura parcului de producție în anul 2024 este redată mai jos:

Figura 18: Putere instalată 2024 (18.610 MWh val. brută)

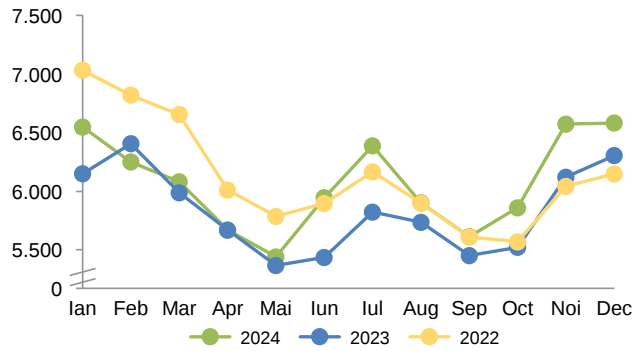


În decursul anului 2024 s-au pus în funcțiune centrale electrice care totalizează 1.143 MW, cu următoarea structură: 25 MW hidrocarburi, 30 MW eolian, 581 MW fotovoltaic, 53 MW hidro, 330 MW cărbune, 121 MW în baterii de stocare și respectiv 3 MW biogaz.

Consumul mediu și maxim

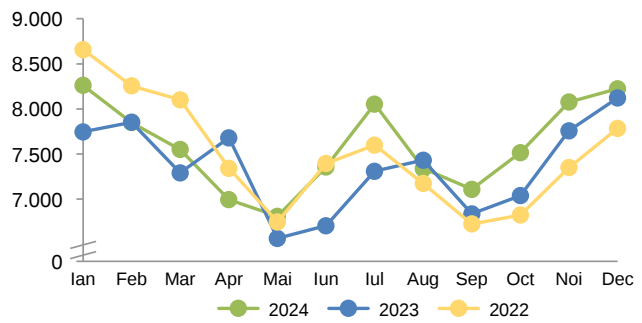
Consumul mediu net de energie electrică în anul 2024 s-a situat la un nivel mai ridicat în perioada prezentată mai jos.

Figura 19: Consum mediu net lunar (MWh/h)



Consumul maxim orar net corespunzător anului 2024, a înregistrat un punct maxim în luna ianuarie, în aceeași tendință a ultimilor ani când valorile maxime au fost înregistrate în lunile de iarnă.

Figura 20: Consum maxim orar net (MWh/h)



Tabel 15: Consum maxim

An	Lună	Valoare (MWh/h)
2024	Ian	8.262
2023	Dec	8.123
2022	Ian	8.658

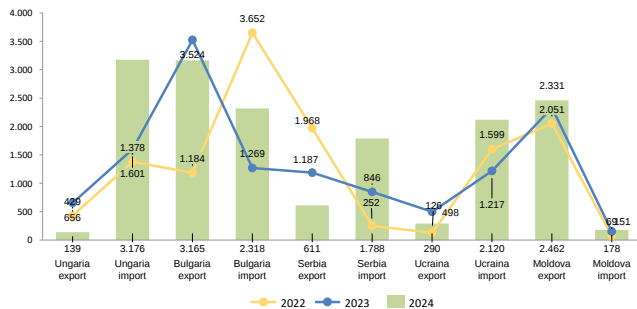
Fluxuri transfrontaliere

Fluxurile transfrontaliere fizice au înregistrat pe parcursul celor trei ani evoluții fluctuante pe toate granițele.

Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în anul 2024 față de anul 2023 se prezintă astfel:

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

Figura 21: Fluxuri fizice transfrontaliere (GWh)



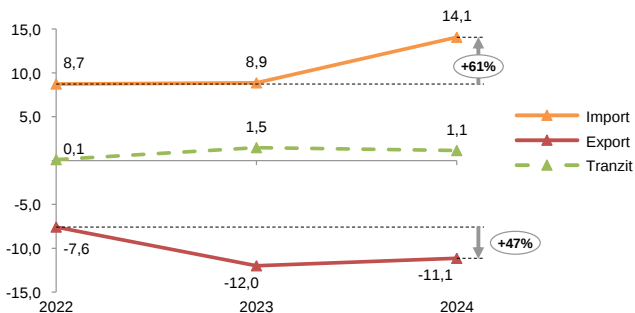
Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - decembrie 2023, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-10% -359GWh) Serbia (-49% -576GWh), Ungaria (-79% -517GWh) și Ucraina (-42% -208GWh) și au crescut pe granița cu Moldova (+6% +131GWh).

În anul 2024 soldul SEN s-a menținut pe import 2.914 GWh, de 2,4 ori mai mare față de soldul la 2022 care a fost de 1.193 GWh. În anul 2023 soldul SEN s-a menținut pe export -3.112 GWh.

Utilizare capacitate totală alocată

În ceea ce privesc fluxurile comerciale, în anul 2024 față de anul 2023 s-a înregistrat o creștere de aproximativ 59% a schimburilor comerciale la import și o scădere de 22% a energiei tranzitate.

Figura 22: Fluxuri comerciale cross-border (GWh)



Față de semestrul I din anul 2023, s-a înregistrat o creștere de aproximativ 64% a schimburilor comerciale la import și o scădere de 13% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidrolicități mai scăzute comparativ cu anul trecut în această perioadă a anului, în condițiile unui consum intern de energie electrică care, cu excepția lunilor aprilie și mai, a crescut față de perioada similară din anul 2023.

Comparativ cu trimestrul al III-lea din anul 2023, s-a înregistrat o creștere de aproximativ 52% a schimburilor comerciale la import și o scădere de 28% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidrolicități mai scăzute comparativ cu anul trecut în această perioadă a anului și în condițiile unui consum intern de energie electrică care, cu excepția lunii iulie, nu a variat foarte mult față de perioada similară din 2023.

Față de trimestrul al IV-lea din anul 2023, s-a înregistrat în general o scădere a gradului de utilizare a capacității alocate la export, respectiv o scădere de aproximativ 12% a schimburilor comerciale la export și de 35% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidrolicități mai scăzute comparativ cu anul trecut, în special în lunile noiembrie și decembrie și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mare față de perioada similară din 2023.

Schimburile comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

Tabel 16: Interconexiuni transfrontaliere (utilizare capacitate totală alocată %)

Graniță	Direcție	2024 [%]	2023 [%]	2022 [%]
Ungaria	export	100,00	100,00	50,11
	import	100,00	100,00	39,68
Bulgaria	export	28,98	29,00	6,91
	import	34,79	29,09	38,34
Serbia	export	26,48	46,37	40,87
	import	32,14	34,22	7,77
Ucraina	export	55,43	34,87	20,00
	import	69,67	87,51	74,12

Notă: valorile prezentate în tabel reprezintă medii anuale calculate ca medii aritmetice simple ale valorilor lunare medii

Pe granița cu Ungaria, gradul de utilizare este de 100%, atât la import cât și la export, având în vedere că licitațiile pe termen scurt sunt de tip implicit (se alocă simultan capacitate și energie), iar începând cu ianuarie 2023, s-a trecut complet în cazul licitațiilor pe termen lung de la mecanismul de alocare de tip Drepturi Fizice de Capacitate la mecanismul de alocare de tip Drepturi Financiare de Capacitate (capacitatea alocată la licitațiile anuală și lunare nu mai reprezintă un drept fizic care poate fi utilizat de către participant, ci doar un drept financiar al acestuia).

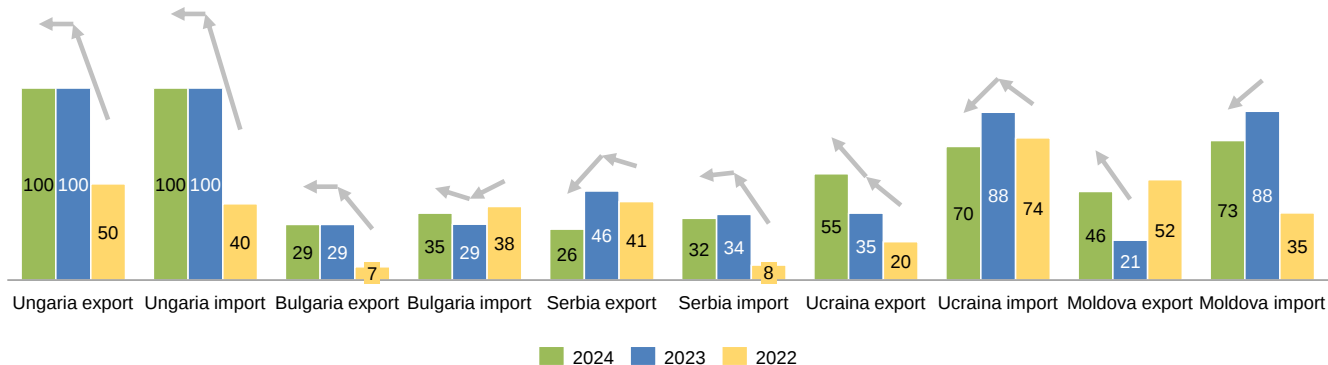
În data de 01 iulie 2024, la ora 00:00, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica S.A., a fost actualizat în ceea ce privește modul de activare a rezervelor de tip RRFa, activarea acestora realizându-se în ordinea de merit a prețurilor oferite de către participanți, cu ciclul de optimizare la 4 secunde.

Prin această actualizare, Transelectrica, Operatorul de Transport și Sistem din România, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea

sistemului de transport al energiei electrice (art. 21), fiind pregătit din punct de vedere tehnic, pentru a se alătura platformei de echilibrare europene pentru rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată, PICASSO.

Gradul de utilizare a drepturilor totale de capacitate pe o graniță și direcție, reprezintă raportul exprimat procentual dintre energia aferentă schimburilor comerciale realizate (notificate) la nivelul unei luni și energia corespunzătoare drepturilor totale de capacitate.

Figura 23: Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



Consumul propriu tehnologic înregistrat în rețeaua electrică de transport

Consumul propriu tehnologic (CPT) este un indicator de performanță general privind utilizarea RET raportat și monitorizat conform standardului de performanță al serviciului de transport (Ordinul ANRE nr. 12/2016 cu modificările și completările ulterioare).

CPT-ul în RET este determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET, raport exprimat în procente.

Evoluția consumului propriu tehnologic ("CPT") în RET este influențată de mai mulți factori, independenți de activitatea Transelectrica, precum: condițiile meteo, structura producției vs. localizarea consumului, fluxurile fizice de import/ export pe granițele SEN. Cele mai mici valori (raportate la energia intrată în conturul rețelei) se înregistrează în anii secetoși, hidraulicitatea scăzută determină intrarea în funcțiune a centralelor electrice care au ca sursă primară gazul, astfel se obține o structură favorabilă a producției, iar pierderile Corona sunt reduse.

Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale.

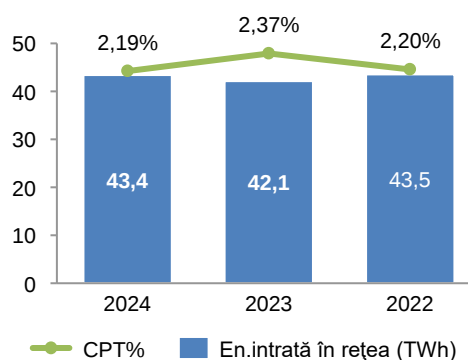
Tabel 17: Evoluție CPT

Indicator		2024	2023	2022
Energie intrată în rețea	GWh	43.381	42.146	43.495
Energie ieșită din rețea	GWh	42.432	41.147	42.536
Pierderi	GWh	949	999	959
CPT	%	2,19%	2,37%	2,20%

La nivelul întregului an 2024 a scăzut cu 5% comparativ cu anul 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice mult mai favorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații care au determinat scăderea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,37% la 2,19%, în condițiile în care energia intrată în conturul RET a fost mai mare cu 2,9% decât cea din anul 2023.

Figura 24: Evoluția CPT raportat la energia intrată în RET



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

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – decembrie 2024, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

Factori care au determinat evoluția CPT

În luna ianuarie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna ianuarie 2023 cu 10,1%, ca urmare a distribuției favorabile a producției și a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,62% în 2023 la 2,25% în 2024.

Energia intrată în contur crescut cu 4,6% în luna ianuarie 2024 (180,7 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii 3,35% (107,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 76,6% (226 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 39,5% (153 GWh) a energiei primite din RED.

În luna februarie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna februarie 2023 cu 6,5% ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,42% în 2023 la 2,17% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 4,4% (154,5 GWh) în luna februarie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii 2,36% (67,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 39,8% (126,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 12,2% (39,1 GWh) a energiei primite din RED.

În luna martie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna martie 2023 cu 3,4%, în special ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, dar și a condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,57% în 2023 la 2,24% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 11,2% (367,5 GWh) în luna martie 2024 față de perioada similară

din anul 2023, ca urmare a creșterii cu 9% (235,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 43,6% (161,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 10,1% (29,5 GWh) a energiei primite din RED.

În luna aprilie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna aprilie 2023 cu 9,9%, ca urmare a distribuției favorabile a producției și a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,63% în 2023 la 2,44% în 2024. Energia intrată în contur scăzut cu 2,7% în luna aprilie 2024 (88,2 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a scăderii cu 17,2% (450,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 36,6% (171,3 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 379,8% (534 GWh) a energiei primite din import.

În luna mai 2024 CPT-ul a scăzut față de luna mai 2023 cu 0,2% ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice ușor mai favorabile în zonele cu densitate mare de linii electrice de transport, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,29% în 2023 la 2,36% în 2024. Energia intrată în contur a scăzut cu 3,1% (94,4 GWh) în luna mai 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a scăderii cu 20,5% (504,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 25,1% (85,8 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 176,8% (495,7 GWh) a energiei primite din import.

În luna iunie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna iunie 2023 cu 16,1%, în special ca urmare a distribuției favorabile a producției și a fluxurilor fizice de import/export, mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,69% în 2023 la 2,21% în 2024. Energia intrată în contur a crescut cu 3% (64,4 GWh) în iunie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 95,2% (377,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 4,4% (108 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 48,5% (205,2 GWh) a energiei primite din RED.

În luna iulie 2024 CPT-ul a crescut față de luna iulie 2023 cu 9%, ca urmare a creșterii energiei intrate în RET și a fluxurilor fizice de import/export dezavantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Bulgaria și Serbia, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,91% în 2023 la 1,92% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 8,4% în luna iulie 2024 (297,1 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 90,79% (467 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 2,04% (56,0 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 44,23% (113,9 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

În luna august 2024 CPT-ul a scăzut față de luna august 2023 cu 21,5% ca urmare a scăderii energiei intrate în RET și a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina și Ungaria, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,15% în 2023 la 1,71% în 2024.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,9% (32,3 GWh) în luna august 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a scăderii cu 11,1% (315 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 31,1% (54,6 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 58,1% (337,2 GWh) a energiei primite din import.

În luna septembrie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna septembrie 2023 cu 9,6%, în special ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Bulgaria, Ucraina, Ungaria și Moldova, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de

surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,31% în 2023 la 2,05% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 1,9% (63,6 GWh) în septembrie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 42,8% (221,7 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 5,6% (10,5 GWh) a energiei primite din RED și cu 5,4% (146,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

Condițiile meteorologice au fost defavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

În luna octombrie 2024 CPT-ul a crescut față de octombrie 2023 cu 25,4%, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export dezavantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Serbia și Bulgaria care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,03% în 2023 la 2,50% în 2024. Energia intrată în contur crescut cu 2% în luna octombrie 2024 (72,2 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii 11,4% (23,4 GWh) a energiei primite din RED și cu 32,1% (269,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 8,4% (220,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna noiembrie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna noiembrie 2023 cu 10,4% ca urmare a energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina și Ungaria care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice mult mai favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,50% în 2023 la 2,21% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 1,3% (48,5 GWh) în luna noiembrie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 44,8% (497 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 36,2% (62,9 GWh) a energiei primite din RED și cu 14,9% (385,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET .

În luna decembrie 2024 CPT-ul a crescut față de luna decembrie 2023 cu 1,2%, în special ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET și a condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,32% în 2023 la 2,23% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 5,1% (201,7 GWh) în decembrie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 61,7% (783,9 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 5,1% (11,8 GWh) a energiei primite din RED și cu 21,4% (570,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În concluzie, pe ansamblul trimestrului I din 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 7% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria și a condițiilor meteorologice favorabile din primele două luni, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au scăzut de la 2,54% la 2,22%.

Pe ansamblul trimestrului II din 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 9% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina și Ungaria, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,54% la 2,34%.

Pe ansamblul trimestrului III din 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 8% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova, respectiv a condițiilor meteorologice mai favorabile din primele două luni analizate, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,12% la 1,89%.

Pe ansamblul trimestrului IV CPT-ul în RET a crescut cu 4% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a creșterii energiei intrate în RET, a fluxurilor fizice defavorabile pe liniile de interconexiune din primele două luni și a condițiilor meteorologice defavorabile din lunile octombrie și decembrie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,29% la 2,31%.

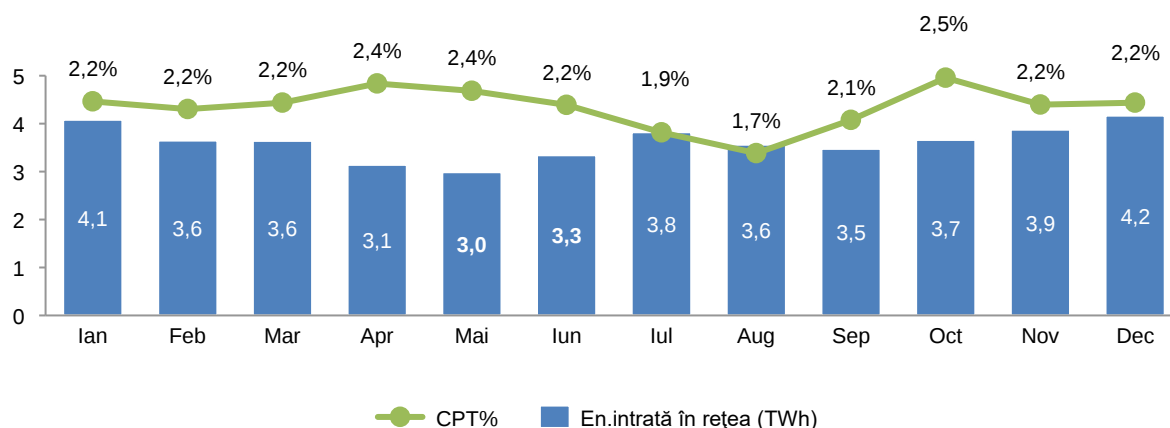
La nivelul întregului an 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 5% comparativ cu anul 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice mult mai favorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații care au determinat scăderea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,37% la 2,19%, în condițiile în care energia intrată în conturul RET a fost mai mare cu 2,9% decât cea din anul 2023.

CPT %

Nivel minim 2024– luna august 1,7%

Nivelul maxim 2024– luna octombrie 2,5%

Figura 25: Evoluția lunară a CPT în anul 2024



9. Dezvoltarea RET

Strategia Companiei cu privire la dezvoltarea RET prevede accelerarea proiectelor de investiții în vederea modernizării și întăririi Rețelei de transport a energiei electrice, creșterea capacității de interconexiune cu țările din cadrul ENTSO-E cât și cu cele din afara UE.

Accelerarea investițiilor este prioritatea zero pentru membrii Consiliului de Supraveghere (CS) și Directoratului, fiind motivată de însuși circuitul financiar de determinare a performanței financiare, corespunzător metodologiei de tarificare aprobată de ANRE aplicabilă Companiei, care determină asigurarea surselor de finanțare a activităților operaționale și investiționale.

Planul de dezvoltare RET – perioada 2024 – 2033

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și Condițiilor specifice asociate Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, Compania planifică dezvoltarea rețelei electrice de transport, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare doi ani un Plan de Dezvoltare pentru următorii zece ani succesivi.

Ultima ediție a Planului de Dezvoltare pe zece ani se referă la perioada 2024 – 2033. Aceasta a fost aprobată de ANRE prin Decizia nr.2715/2024. AGA CNTEE Transelectrica SA a aprobat Planul de Dezvoltare a RET perioada 2024 – 2033 coordonate principale prin Hotărârea nr.4/2024.

Planul de Dezvoltare a RET reprezintă un document deosebit de important pentru activitatea Companiei prin care se identifică și se propun proiectele de dezvoltare și modernizare a rețelei electrice de transport pentru următorii zece ani.

La baza „Planului de dezvoltare a RET – perioada 2024 - 2033” („Planul RET”), aprobat de ANRE, au stat analize privind regimurile de funcționare a SEN în perspectivă, bazate pe scenarii privind evoluția consumului, parcului de producție și schimburilor cu sistemele vecine, pe termen mediu și lung.

Principalele obiective ale proiectelor din Planul de Dezvoltare a RET sunt:

- Creșterea capacității de interconexiune cu alte sisteme;

- Integrarea producției din centrale din zonele de est și sud-est;
- Integrarea producției din centrale electrice din alte zone;
- Siguranța alimentării consumului din zone deficitare la parametrii normativi de calitate și siguranță;
- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente;
- Modernizări ale sistemelor de măsurare, de comandă și control, etc.

Parcul de producție din zona de sud-est a avut o dezvoltare rapidă. Au apărut numeroase centrale electrice eoliene și fotovoltaice precum și numeroase proiecte de centrale electrice care sunt necesare pentru atingerea Țintelor asumate de România în domeniul energiei regenerabile. Sunt, de asemenea, preconizate două noi unități nucleare la CNE Cernavodă.

Prin urmare, este necesară întărirea secțiunii de rețea internă care asigură transportul puterii spre centrele de consum din restul țării.

Dezvoltarea capacităților de producție bazate pe surse regenerabile conduce la intensificarea schimburilor de energie între sisteme și la creșterea variabilității fluxurilor de putere pe regiuni întinse.

Experiența ultimilor ani și prognoza pentru perioada următoare indică un grad mare de solicitare a rețelei din România la granițele cu Serbia și Ungaria, atât pentru schimburi între SEN și aceste sisteme, cât și pentru tranzit care traversează rețeaua SEN.

Pentru a asigura infrastructura necesară schimburilor de energie electrică în regiune, este necesară creșterea capacității de schimb la interfața de vest a sistemului.

Sunt în analiză, de asemenea, proiecte de interconectare cu Republica Moldova și Ucraina.

La categoria de proiecte care nu sunt incluse în Planul de Dezvoltare dar se vor putea include în funcție de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul părților interesate a fost introdus proiectul de cablu submarin România-Georgia și cablul subteran în curent continuu HVDC Albertirsa (HU) - Arad (RO) 525kV.

Din analizele de regim staționar și stabilitate statică, a rezultat că secțiunile monitorizate S4 (secțiunea de alimentare a zonei Transilvania de N-V) și S5 (secțiunea de alimentare a zonei Moldova) prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim

admisibile în secțiune atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, fiind demonstrată necesitatea întăririi fiecăreia dintre aceste secțiuni.

În acest sens, întărirea rețelei electrice de transport prin întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est și Nord-Vest a SEN este benefică în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5, cât și pentru secțiunea S3 (secțiunea comună de transport între zonele Dobrogea+Moldova și restul SEN).

Au fost identificate și câteva zone pentru care se estimează probleme locale de siguranță a alimentării consumului, unde trebuie instalate capacități suplimentare de injecție din rețeaua de 400 kV spre rețeaua de tensiune inferioară (Iernut, Sibiu).

De asemenea a rezultat necesitatea unor proiecte pentru creșterea siguranței în alimentare a consumatorilor din zona metropolitană București.

Din analizele realizate în cadrul ENTSO-E a rezultat necesitatea creșterii capacității de interconexiune pe granițele cu Serbia și Ungaria și în consecință au fost introduse în planul de dezvoltare, proiecte suplimentare pe termen lung.

Proiecte incluse în Planul de dezvoltare a RET – perioada 2024 - 2033

Prin specificul lor, proiectele de infrastructură RET necesită o durată mare de pregătire și realizare, astfel încât rezultatele devin vizibile după un anumit număr de ani.

Experiența ne arată că ciclul complet uzual al unui proiect de investiții (pornind de la faza de proiectare inițială, elaborare a studiului de fezabilitate, caietului de sarcini și proiectului tehnic și până la execuție și punerea în funcțiune a proiectului) pentru realizarea/retehnologizarea unei stații electrice este în medie de 5 ani, iar pentru construcția unei linii electrice noi de 9 ani.

Planul de Dezvoltare al RET reprezintă un document deosebit de important pentru activitatea Companiei prin care se identifică și se propun proiectele de dezvoltare și modernizare a rețelei electrice de transport pentru următorii zece ani, corelat cu evoluția prognozată a consumului de energie electrică, cu respectarea normelor tehnice în vigoare.

S-au identificat ca proiecte principale și s-a verificat adecvarea următoarelor dezvoltări ale RET, ale căror termene de finalizare au avut în vedere duratele necesare pentru realizarea investițiilor:



Creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Comisia

Europeană a introdus pe cea de a cincea listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul România–Serbia, între Reșița și Pancevo”, cunoscut sub denumirea „Mid

Continental East corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO)-Pancevo (Serbia) – finalizată ;
- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- Trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara, Arad și Săcălaz.

De asemenea sunt incluse următoarele proiecte:

- Echiparea circuitului 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba;
- LEA 400 kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2 - rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E;
- Recondutorarea LEA 220kV Porțile de Fier-Reșița;
- Interconexiune RO-HU (LEA 400 kV nouă Oradea-Jozsa (Debrecen Del), AT nou 400/220 kV Roșiori, recondutorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat)- rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E.

Creșterea capacității de schimb pe interfața de sud a României (granița cu Bulgaria) pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum și stocare sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:

➤ *clusterul „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte:*

- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan-Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței.

➤ *Pentru creșterea capacității de schimb pe interfața cu Republica Moldova:*

- LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (RM) simplu circuit;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă);
- LEA 400kV Gutinaș – Strășeni (LEA nouă)

➤ *Pentru interconexiunea cu Ucraina:*

- Montarea unui conductor de protecție cu fibră optică înglobată pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo.

În ediția următoare a Planului de Dezvoltare se va introduce trecerea la 400kV a LEA Isaccea - Ucraina Sud (via Primorska), proiect propus spre analiză și la TYNDP.

Creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat și integrarea în sistem a puterii generate din SRE și alte surse în Dobrogea

Pentru a întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului, au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport.

- Racord intrare-ieșire LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud (etapa I Extinderea stației de 400 kV Medgidia Sud și etapa II realizarea racordurilor);
- LEA 400 kV s.c. Gădălin-Suceava;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlp-Brașov;
- Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziție AT4 de 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest, realizare statie 400 kV Teleajen si retehnologizare statia 110 kV LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Medgidia Sud-Constanța Nord;
- Recondutorarea LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 8 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV București Sud - Pelicanu;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit;
- Mărirea capacității de transport LEA 220kV Gutinas-Dumbrava;
- Mărirea capacității de transport LEA 220kV Dumbrava-Stejaru;
- Mărirea capacității de transport LEA 220kV Fantanele-Ungheni;
- Mărirea capacității de transport LEA LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei;
- Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
- Recondutorarea LEA 220kV București Sud-Fundeni
- Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Medgidia Sud;
- Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Smardan;
- Echipare circuit 2 pt LEA noua 400 kV Smardan-Gutinas;
- Dispozitive de control al circulațiilor de puteri pentru evitarea suprasarcinilor pe LEA 220kV București Sud-Fundeni.

- Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (SVC) în stațiile: 400kV Gura Ialomiței, 400kV Arad, 220kV Brazi Vest.

Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale

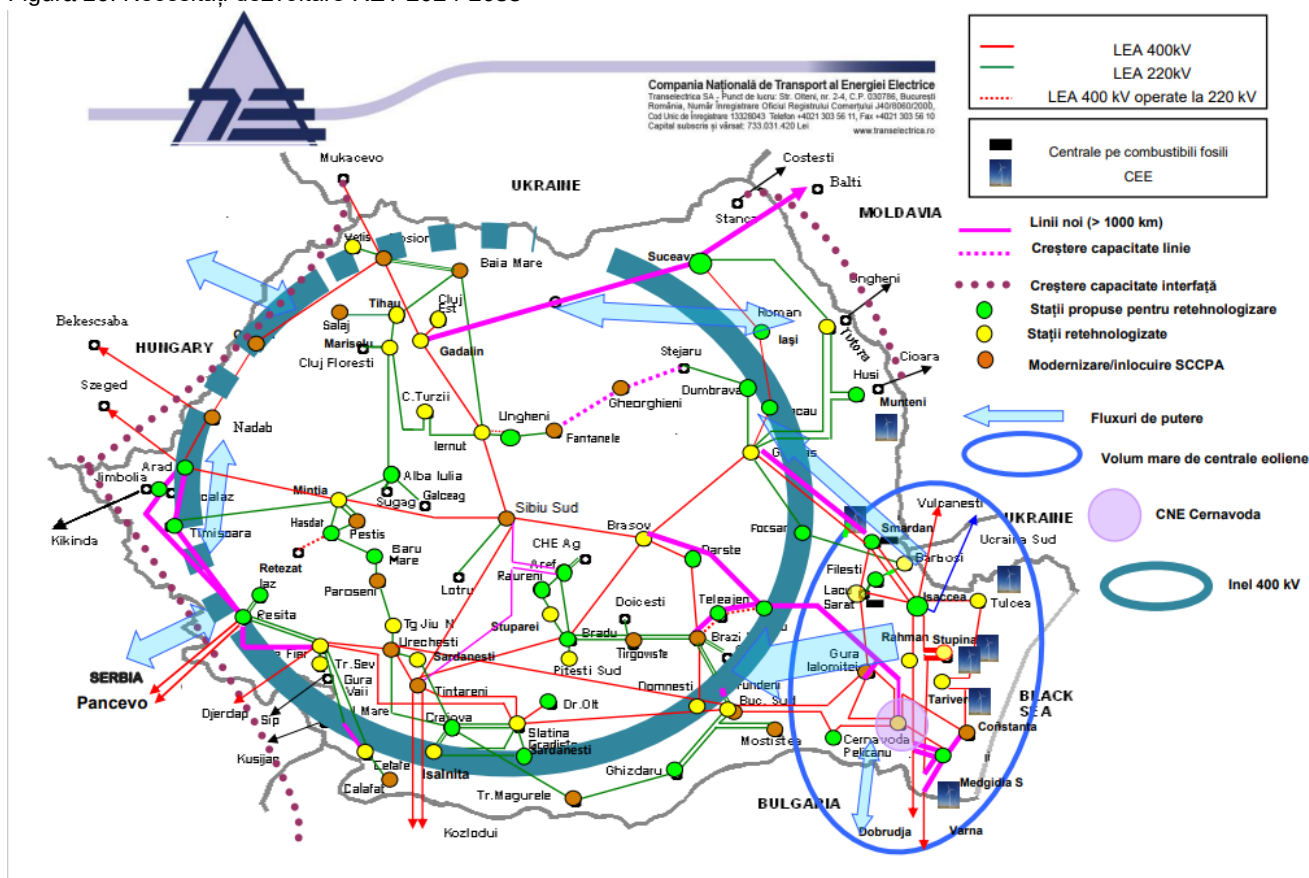
Sunt programate următoarele lucrări:

- Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrică SA evacuarea la 220 kV, prin construcția stației de 220 kV Ostrovul Mare, și a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate.

Pentru evacuarea puterii din CEF în sudul țării au fost introduse următoarele proiecte:

- Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Ghizdaru;
- Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Craiova Nord;
- Reconductorare LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru.
- Instalarea unui AT 220/110kV suplimentar în stația Stupărei
- Dispozitive de control al circulațiilor de puteri pentru evitarea suprasarcinilor pe LEA 220kV kV Urechești - Târgu Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare – Hășdat, până la realizarea reconductorării.
- LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru.

Figura 26: Necesități dezvoltare RET 2024-2033



Siguranța alimentării consumului

- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea-prin realizarea unei stații noi 400 kV Arefu, 1AT 400/220 kV 400 MVA și racord în LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud printr-o LEA 400 kV d.c. de aproximativ 0,05 km;
- Instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400MVA în stația 220/110 kV Fundeni, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni;

- Instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250MVA în stația 400/220/110 kV București Sud, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud;
- Stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești;

- Stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVar în stația nouă 400 kV;.
- Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED;
- Stație 400/110kV Bistrita de injecție din LEA 400kV Suceava - Gadalin în RED;
- Transformator 400/110kV Calea Aradului.

Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

Un număr semnificativ de stații existente se află/vor intra într-un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor:

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Starea tehnică reală a instalațiilor s-a menținut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanță desfășurat, cât și printr-un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

În următorii zece ani, se vor finaliza proiectele de retehnologizare aflate în derulare și se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică și importanța stațiilor:

- Înlocuiri AT și T în stații-etapa 3:
- AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2); FAI (AT 2).
- AT 220/110 kV 100 MVA Tihău;
- Trafo2 110/20 kV 40 MVA în stația Tg.Jiu Nord și Trafo2 110/10 kV 40 MVA în stația Cluj Est, Trafo 110/20 kV 40 MVA: T1 și T2 în stația Cluj Florești;
- T2 110/20 kV 25 MVA în stația Sălaj, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Câmpia Turzii, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Turnu Severin Est; Trafo T1 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est;
- Înlocuire AT 220/110kV 200MVA Stupărei
- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală (Proiect pilot DigiTEL Alba Iulia);
- Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II) ;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;

- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Darste
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru;
- Modernizare stație 400/110/20kV Drăgănești Olt;
- Modernizare stație 220/110/20kV Grădiște;
- Modernizare stație 220/110/20kV Fântânele;
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat;
- Modernizare SCADA în stația 400/110/20 kV Oradea Sud;
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400 kV Țânțăreni, 220/110 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 220/110/20 kV Târgoviște, 400 kV Cernavodă, 400/110/20kV Sibiu Sud, 220/110/20 kV Gheorgheni, 400kV Gădălin.
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile Transelectrica (Proiect DigiTEL Trafo Expert)
- Modernizare stația 400/220/110 kV Urechești
- Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Drăganesti Olt
- Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est
- Înlocuire Trafo 2 400/110kV stația Smârdan
- Înlocuire trafo T1 și T2 400/110kV Constanta Nord
- Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVar în stația Portile de Fier 400kV
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (Proiect DigiTEL Smart Lines)
- Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale (Proiect pilot DigiTEL Smart Vision)

- „Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostistea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green

Digitalizare RET

În anul 2024, în cadrul Companiei prin Direcția de Măsurare OMEPA, s-a continuat și finalizat implementarea Sistemului de contorizare și management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro.

Tot în anul 2024, a fost încheiat contractul pentru cel de-al doilea proiect finanțat din Fondul de modernizare pentru Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online pentru domeniul măsurării energiei electrice și al monitorizării calității energiei electrice, *Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)*.

Acest proiect se regăsește în cadrul contractului „Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online, pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro și pentru monitorizarea calității energiei electrice.

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) a fost proiectat în acord cu cele mai noi cerințe în domeniul monitorizării calității energiei electrice, al informaticii de proces, precum și în domeniul securității cibernetice. În cadrul proiectului sunt prevăzute: realizarea platformei informatice de la punctul central, înlocuirea analizoarelor de calitate a energiei electrice

existente care au durată de viață depășită, instalarea de analizoare noi și extinderea monitorizării în punctele de interes, precum și aducerea la zi a analizoarelor existente pentru conformitatea cu cerințele actuale în domeniul monitorizării calității energiei electrice.

Scopul Sistemului de Monitorizare a Calității Energiei Electrice este acela de a extinde monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile din RET, precum și în toate stațiile de interconexiune ale SEN cu sistemele electro-energetice vecine.

În luna octombrie a anului 2024 a fost pus în funcțiune Sistemul de contorizare și management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro.

Dezvoltarea în cadrul Companiei a acestor domenii are în vedere atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, cu prioritate, asigurarea de servicii performante de măsurare și de monitorizare a calității energiei electrice pentru care există obligații impuse de legislația în vigoare - în calitate de „Operator de măsurare și agregator unic al datelor de decontare pe piața angro de energie electrică”, rol îndeplinit prin operatorul de măsurare OMEPA din cadrul Companiei.

Pentru atingerea obiectivului de îndeplinire a acestui rol, Compania, implementează sisteme informatice moderne, securizate și performante pentru managementul datelor măsurate/agregate și de monitorizare a calității energiei electrice.

9.1. Programul anual de investiții

Detalierea cheltuielilor pentru investiții în intervalul 2024-2022 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale

Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Tabel 18: Valoarea investițiilor realizate în 2024-2022

Categorii de cheltuieli		Programat 2024 (mil lei)	Realizat 2024 (mil lei)	Realizat 2023 (mil lei)	Realizat 2022 (mil lei)
Total general (A+B)		678,30	665,70	471,95	460,95
A	Cheltuieli proprii Companiei	629,61	619,06	427,23	439,89
I	Investiții în continuare	605,45	597,85	402,37	426,30
II	Investiții noi	6,05	5,46	5,58	4,86
III	Alte cheltuieli de investiții	18,11	15,75	19,28	8,73
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	48,69	46,64	44,71	21,07

* PAI 2024 revizia A11

Astfel, gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 decembrie 2024 este de 98,1% față de Program la Total General, și de 98,3% față de Program la categoria Cheltuieli proprii Companiei.

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 597,85 mil lei și reprezintă 96,6% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2024.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 46,64 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pe anul 2024 a fost revizuit de 11 ori ca urmare a solicitărilor de introducere/eliminare a unor obiective de investiții, majorarea/diminuarea

unor valori ale cheltuielilor ca urmare a ritmului de execuție a proiectelor de investiții.

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

Scurtă descriere a principalelor proiecte demarate în anul 2024

Stația electrică 400 kV Stâlp și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp – realizată prin două contracte, furnizare echipamente și execuție lucrări

Scopul proiectului:

Stația 220/110/20 kV Stâlp a fost proiectată în anul 1971, construită în perioada 1974-1977 și conectată la SEN în anul 1977.

Retehnologizarea acestei stații electrice prin utilizarea rapoartelor de tensiune 400/110/20kV se impune a fi realizată din considerente de suplimentare a căilor de evacuare a puterii generate în zona de Sud-Est a SEN.

Astfel, dacă în prezent schema electrică de conexiuni a stației 220 kV este una redusă, o celulă LEA 220 kV Stâlp – Teleajen, respectiv o celulă AT 220/110kV, 200 MVA, prin trecerea la nivelul de 400 kV a stației, schema electrică de conexiuni va permite conectarea LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp (un circuit direct și un circuit cu intrare-ieșire în stația 400 kV Gura Ialomiței).

Descriere proiect:

Proiectul prevede realizarea stației de 400 kV în tehnologie GIS, (montată în interiorul incintei existente pe teritoriul actual al stației de 220 kV, fără necesitatea achiziționării unui teren suplimentar) și modernizarea stației electrice 220/110/20kV Stâlp pentru nivelurile de tensiune 110 kV și 20 kV.

La sfârșitul lucrărilor de trecere la tensiunea de 400 kV, stația 400/110/20 kV Stâlp va răspunde cerințelor impuse de funcționare a SEN în condiții de siguranță.

Sistem de Monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)

Scopul proiectului:

Prin realizarea noului obiectiv de investiții, „Sistem de Monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)” se urmărește exinderea monitorizării calității energiei electrice la nivelul întregii RET și pe liniile de interconexiune cu

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

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

sistemele electro-energetice vecine, precum și reducerea timpului de realizare a acestui obiectiv față de cazul în care analizoarele ar fi montate eşalonat prin proiectele de retehnologizare/ modernizare a stațiilor de transformare ale Companiei.

Sistemul de monitorizare PQMS este destinat să funcționeze în regim continuu și trebuie să poată măsura, înregistra, agrega, transmite on-line parametrii monitorizați (măsurați / calculați), să stocheze în baze de date de tip deschis și să permită accesul securizat al clienților la interfețele de date.

Descriere proiect:

Sistemul PQMS de monitorizare a calității energiei electrice, va cuprinde următoarele componentele principale:

- Subsistemele de monitorizare a calității energiei electrice din stațiile electrice de transformare;
- Platforma informatică ;
- Echipamentele pentru asigurare securitate cibernetică.

Modernizare stația 220/110 kV Calafat

Scopul proiectului:

Lucrările de modernizare a stației existente de 220/110 kV Calafat au drept scop aducerea instalațiilor la un nivel de siguranță și fiabilitate corespunzător zonei din punct de vedere energetic prin utilizarea de tehnicii actuale existente pe plan mondial, ceea ce va contribui la creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice și la creșterea siguranței în deservirea utilizatorilor rețelei electrice de transport. În aditie, înlocuirea unității de transformare existentă (AT 200 MVA) va contribui la reducerea consumului energiei electrice aferent stației.

Descriere proiect:

Modernizarea stației 220/110 kV Calafat va fi realizată în tehnologie AIS, cu un nou amplasament (fundatie cuvă + cale rulare) pentru noua unitate de transformare, clădire nouă aferentă Corpului de

comandă și Grupului Diesel, precum și racord în cablu la celulele de 110 kV AT și LEA Cetate. Soluția aleasă privind rețehnologizarea stației va consta în înlocuirea totală/parțială a echipamentului primar și totală a sistemului de comandă-control-protecție, inclusiv cablurile de J.T. aferente, având în vedere noua dispoziție constructivă, diferită față de cea existentă.

Pe lângă lucrările specifice de construcții și montaj echipamente primare, va fi implementat un sistem de ultimă generație de comandă-control, protecție automatizări și metering în stația nouă creată, cu respectarea strategiilor C.N.T.E.E. Transelectrica privitoare la teleconducerea stațiilor electrice din RET, respectiv asigurarea telecomenzii de la nivelul Centrului de Telecomandă și Supraveghere Instalații din cadrul U.T.T. Craiova.

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

Scopul proiectului:

Obiectivul proiectului „LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz” îl constituie trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara și reprezintă etapa a II-a din proiectul de trecere la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad.

Acest proiect face parte din strategia energetică a României pentru următorii ani, pentru creșterea siguranței în funcționare a SEN în condițiile apariției de noi investiții ce încurajează utilizarea eficientă a resurselor de energie primară și de noi consumatori de energie electrică.

Descrierea proiectului:

Realizarea trecerii la 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz – Arad etapa II: LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz generează o serie de avantaje atât pentru funcționarea rețelelor interne de transport din SEN cât și pentru consolidarea interconexiunii cu rețelele ENTSO-E (European network of transmission system operators for electricity):

- securizează alimentarea unei zone mari de consum, de circa 1.000 MW;
- întărește sectorul energetic Banat, contribuind astfel la creșterea stabilității tensiunilor în zonă și în consecință la reducerea pierderilor de putere și energie;
- conduce la întărirea rețelei în sud-vestul României și deci la creșterea cantității de energie electrică ce se poate tranzita între România și Serbia, ceea ce generează compensații financiare mai mari;

- îmbunătățește siguranța în funcționare și crește calitatea serviciului de transport în ambele sisteme electroenergetice.

Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud – furnizare echipamente

Scopul proiectului:

Stația de 110 kV Medgidia Sud are o importanță deosebită atât pentru alimentarea zonei de consum cât și pentru alimentarea serviciilor interne ale CNE Cernavodă și pentru evacuarea puterii CEE. Ieșirea din funcțiune a unor elemente ale stației 110 kV Medgidia Sud poate să conducă la nealimentarea unor zone de consum din județul Constanța sau la oprirea funcționării unor CEE (peste 250 MW). Stația de transformare 110/20 kV Medgidia Sud, pusă în funcțiune în anul 1978, se prezintă într-o stare necorespunzătoare cerințelor de sistem pentru zona deservită, atât ca urmare a performanțelor tehnice ale echipamentelor cât și a uzurii fizice și morale a întregii instalații. Prin urmare, este oportună și necesară rețehnologizarea stației electrice de 110/20 kV Medgidia Sud pentru creșterea siguranței în alimentare și pentru îmbunătățirea performanțelor echipamentelor și aparatajului.

Descrierea proiectului:

Modernizarea stației în varianta echipării AIS (air insulated substation) permite rețehnologizarea stației de 110 kV etapizat, utilizând metoda „pas cu pas”. Pe măsură ce se dezafectează stația existentă, circuitele se trec pe noua stație, fiind necesare lucrări de provizorat și întreruperea anumitor circuite pe durate mai îndelungate de timp. Pentru aceste lucrări de provizorat se vor utiliza 3 celule mobile GIS, dintre care 2 puse la dispoziție de Transelectrica și o a treia celulă mobilă GIS care se va procura prin acest proiect.

Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud cuprinde următoarele lucrări:

- montarea de echipamente primare și secundare de nivel tehnologic avansat, cu un raport ridicat performanțe/costuri de achiziție – exploatare – mentenanță și indicatori de fiabilitate adecvați unui înalt grad de siguranță în funcționare;
- realizarea unui sistem de comandă – control – protecție performant, unitar, numeric, integrat, redundant, configurabil de la distanță;
- asigurarea comenzii de la DEN/DET/CT Constanța a noilor instalații.

Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara

Scopul proiectului:

Stația 220/110 kV Timișoara a fost pusă sub tensiune în 1968. Echipamentul de 110 kV primar și secundar din stația de 110 kV Timișoara este perimat fizic și moral, nefiind capabil să comunice eficient cu noul sistem de comandă, control și protecție al stației de 400/220 kV iar durata de viață fiind depășită, sunt necesare cheltuieli ridicate de mentenanță și exploatare.

Deoarece pe parcursul exploatării stației au rezultat o serie de disfuncționalități, care au condus la cheltuieli ridicate de mentenanță și performanțe tehnice scăzute, prin acțiunea de re tehnologizare se creează premisele reducerii costurilor de mentenanță și se asigură monitorizarea și diagnosticarea de la distanță a echipamentelor.

Proiectul re tehnologizarea stației 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV - Stația 400 kV Timișoara are drept scop creșterea capacității de interconexiune.

Descrierea proiectului:

Lucrările de re tehnologizare a stației existente de 220/110 kV Timișoara au drept scop aducerea instalațiilor la un nivel de siguranță și fiabilitate corespunzător zonei din punct de vedere energetic, prin utilizarea tehnicii actuale existente pe plan mondial, ceea ce va contribui la creșterea calității serviciului de transport al energiei și la creșterea siguranței în deservirea utilizatorilor rețelei electrice de transport.

Realizarea trecerii stației de 220 kV la tensiunea de 400 kV împreună cu re tehnologizarea stației de 110 kV permite eșalonarea lucrărilor de re tehnologizare astfel încât începerea acestora cu stația de 110 kV nu este condiționată de lucrările axului de 400 kV și permite realizarea unor lucrări de la început în stația de 220 kV care se vor menține și în etapa finală.

Re tehnologizarea ambelor stații de 220 kV și 110 kV va permite la sfârșitul lucrărilor teleconducerea acestora de la centrul de teleconducere și de la Dispecer.

LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanța Nord - Medgidia Sud**Scopul proiectului:**

Noua LEA 400 kV dublu circuit (1 circuit echipat) Constanța Nord – Medgidia Sud va conduce la întărirea RET, necesară ca urmare a aglomerării unor mari surse de putere în zone cu consum relativ redus, o pondere importantă având-o sursele regenerabile și, în primul rând, sursele eoliene, excedentul rezultat trebuind să fie evacuat spre alte zone ale SEN.

Linia electrică aeriană poate fi utilizată pentru racordarea la SEN a unor noi producători de energie electrică, cu precădere a energiei produse din surse regenerabile, în zona Dobrogea fiind în derulare proiecte de realizare a unor centrale/parcuri electrice eoliene.

Prin acțiunea de construire a LEA 400 kV dublu circuit (1 circuit echipat) Constanța Nord – Medgidia Sud se creează premisele reducerii costurilor ca urmare a pierderilor de putere.

Descrierea proiectului:

Lucrările de construire a LEA 400 kV dublu circuit (1 circuit echipat) Constanța Nord – Medgidia Sud constau în realizarea a două tronsoane distincte, astfel:

un tronson de linie electrică aeriană de 400 kV, care se va realiza pe stâlpi metalici dublu circuit tip „DONAU” și se va echipa în prima etapă cu un sigur circuit trifazic alcătuit din 9 conductoare active de tip ACSR 300/69 mm² (3 conductoare pe fază), respectiv cu 2 conductoare de protecție dintre care unul tip OPGW. Lungimea LEA 400 kV dublu circuit (1 circuit echipat) Constanța Nord – Medgidia Sud este de aproximativ 35,35 km;

- un tronson de linie electrică în cablu (LEC), un circuit, de 400 kV care se va realiza pe porțiunea finală de racord în stația Medgidia Sud (va face legătura între porțiunea aeriană a liniei și stația Medgidia Sud) și va avea o lungime de aproximativ 2 km.

Tabel 19: Principalele Proiecte majore cu PIF (final și de etapă) realizate în anul 2024

Nr. crt.	Obiectiv	Contract	Valoare mil lei
1	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	C 637/2022	50,89 (partea de investiții)
2	LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier – (Anina) – Reșița	C 229/2015	160,30
3	Re tehnologizare stația 220/110 kV Filești	C 45/2021	49,66
4	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud: Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	C 838/2022	96,74
5	Re tehnologizarea stației 220/110/20 kV Baru Mare	C 165/2020	73,81

Nr. crt.	Obiectiv	Contract	Valoare mil lei
6	Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stații	C 67/2021	10,79
7	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3	C 207/2020, C 127/2020	12,57
8	Retehnologizarea stației 400/110 kV Pelicanu	C 5/2021	17,21
9	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele	C 254/2021	64,22
10	LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan	C 156/2021	30,74
11	Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea stației 400 KV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220	C 93/2023	83,38

Principalele proiecte finalizate în anul 2024

Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro–
Punere în funcțiune finală realizată în luna octombrie 2024

Scopul proiectului:

Conform Legii Energiei Electrice nr. 123/2012, CNTEE Transelectrica SA este societate comercială de interes național care desfășoară mai multe activități specifice printre care și aceea de "Operator de măsurare și agregator unic pe piața angro de energie electrică din România – OMEPA,,.

Astfel scopul principal al acestei lucrări este optimizarea activității de măsurare pe piața angro de energie electrică, prin respectarea noilor cerințe din Codului de măsurare a energiei electrice.

Descrierea proiectului:

În cadrul Proiectului se are în vedere înlocuirea sistemului existent de telemăsurare pentru piața angro, cu un sistem nou de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, sistem care va permite achiziția de date din contoare cu o perioadă de integrare de 1 minut, 15 minute și 60 minute. Astfel sunt avute în vedere execuția de lucrări, livrări de echipamente precum și prestări de servicii (proiectare, inginerie, testare, PIF) pentru elementele componente și întreg ansamblu aferent sistemului de contorizare.

LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier – (Anina) – Reșița -
Punere în funcțiune finală realizată în luna martie 2024

Scopul proiectului:

România și Serbia, au o singură linie de interconexiune, LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier – Djerdap. Zona de Vest a SEN este o zonă deficitară în ceea ce privește criteriul producție / consum. În anumite situații, ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Reșița, poate conduce la

nealimentarea unei zone de consum de peste 1000 MW, cu daune posibile de ordinul a milioane Euro/incident. Realizarea trecerii la 400 kV a arterei de Vest și a noii linii de interconexiune cu Serbia generează o serie de avantaje, atât pentru funcționarea rețelelor interne de transport din SEN, cât și pentru consolidarea interconexiunii cu rețelele UCTE.

Descrierea proiectului:

Traseul LEA 400 kV Porțile de Fier – (Anina) - Reșița pornește din Stația 400 kV Porțile de Fier și se continuă în imediata vecinătate a LEA 220 kV existentă Porțile de Fier – Reșița până la traversarea râului Cerna.

După traversarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, a râului Cerna, a DN6 precum și a căii ferate electrificate Orșova - Caransebeș, traseul LEA schimbă orientarea spre nord și se racordează la LEA 400 kV existentă Anina-Reșița în zona bornelor nr. 22-23 situate la est de localitatea Anina.

Lungimea traseului LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina este de circa 82 km și are 259 stâlpi, iar tronsonul reabilitat de linie existentă Anina – Reșița este de 36 km și 120 de stâlpi.

Traseul LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - Anina, traversează un număr de 10 unități administrativ teritoriale din cadrul județelor Mehedinți (Drobeta Turnu Severin, Ilovița, Breznița Ocol) și Caraș Severin (Anina, Bozovici, Prigor, Lăpușnicel, Iablanita, Mehadia, Topleț).

Retehnologizare stația 220/110 kV Filești -
Punere în funcțiune finală realizată în luna aprilie 2024

Scopul proiectului:

Stația de transformare 220/110 kV Filești este un nod important al RET în zona de est a țării (județul Galați), una din sursele ce alimentează Municipiul Galați, platforma industrială a acestuia, stația de distribuție

din județului Galați și întregeste bucla de 220 kV a SEN – spre stația Barboși, respectiv stația Lacu Sarăt – asigurând transferul energiei electrice către alte zone ale RET.

Stația de 220kV Filești realizează conexiuni prin LEA 220kV Filești –Lacu Sărat cu stația de transformare Lacu Sarat, prin LEA 220kV Filești – Barboși cu stația de transformare Barboși iar prin AT 200MVA, 220/110kV cu stația 110kV Filești din gestiunea DEER SA. La cele două bare colectoare 1 și 2 – 110kV ale stației Filești sunt racordate LEA 110kV Smârdan, Galați Nord, Galați Centru, Port CSG circ 1 și 2, Laminor, Șantierul Naval Galați.

Descrierea proiectului:

Echiparea stației 220 kV Filești se va realiza cu echipament primar nou, cu izolație în SF6 pentru schema de sistem dublu de bară având un nivel tehnologic avansat, cu un raport ridicat de performanțe exploatare-mentenanță și indicatori de fiabilitate adecvați unui înalt grad de siguranță în funcționare.

Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud: Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud - Punere în funcțiune finală realizată în luna aprilie 2024

Scopul proiectului:

Racordarea LEA 400 kV Isaccea – Varna și a LEA 400 kV Isaccea – Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud, concomitent cu reconsiderarea configurației și tehnologiei de realizare a stației 400 kV Medgidia Sud este oportun și necesar a fi realizată pentru a permite evacuarea în condiții de siguranță a energiei eoliene produse în centralele Rahmanu și Stupina, pentru a transforma stația 400 kV Medgidia Sud în viitoarea stație de interconexiune a SEN cu SE Bulgar și pentru a permite dezvoltarea acesteia prin conectarea de noi linii și transformatoare în condițiile de spațiu ale actualului perimetru.

Descrierea proiectului:

Varianta de traseu optimă are lungimea de 13,6 x 2 km (aproximativ 27 km). Soluția optimă de intrare în stația 400 kV Medgidia Sud a racordurilor LEA 400 kV Isaccea – Varna și Isaccea – Dobrudja prevede montarea liniilor spre stațiile 400 kV Varna și Dobrudja pe un racord și pe cel de al doilea racord, montarea liniilor spre viitoarele stații 400 kV Rahmanu și Stupina. Pentru realizarea investiției sunt necesari 3.295 mp în extravilanul municipiului Medgidia și 5.005 mp în extravilanul comunei Peștera și nu sunt necesare defrișări.

Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Baru Mare - Punere în funcțiune finală realizată în luna iunie 2024

Scopul proiectului:

Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Baru Mare (care a fost pusă în funcție în anul 1977) respectă principiile CNTEE Transelectrica SA, având scopul de a crește eficiența activității și de a reduce consumurile specifice de energie, a emisiilor poluante și creează premisele reducerii costurilor de exploatare și mentenanță prin monitorizarea și diagnoza de la distanță a tuturor echipamentelor.

Odată cu modernizarea stației a fost pus în funcțiune și un sistem de comandă-control-protecție-automatizare performant, ierarhizat, descentralizat, redundant și deschis, realizat cu TNCC și TNP, cu centralizarea în camera de comandă a comenzilor și informațiilor pentru toate celulele de înaltă, medie și joasă tensiune și cu transmiterea/recepția la/de la DEC (EMS SCADA)/DET/CTSI (Centrul de Telecomandă și Supraveghere Instalații) a fluxului de date necesar telecomandării stației.

A fost asigurată comunicația și integrarea echipamentelor de comandă, control, protecție și automatizare, toate funcțiile la nivelul stației și legătura la centrele de teleconducere Dispecerul Energetic Național (DEN) / Teritorial (DET), CTSI, precum și UPP pentru parametrizare reglare și setare a protecțiilor din stație, de la DEN și de la Serviciul SCCPA al STT Timișoara.

Descrierea proiectului:

Realizarea lucrărilor la celulele 220 kV, 110 kV și 20 kV a fost făcută cu echipamente tip AIS (Air Insulated Substation) în următoarele configurații ale schemelor electrice monofilare:

- 220 kV: sistem dublu de bare colectoare, cuplă transversală și dispunerea celulelor față în față;
- 110 kV: sistem dublu de bare colectoare cu bară 2 secționată (2A și 2B), o cuplă longitudinală, două cuple transversale și dispunerea celulelor față în față;
- 20 kV: sistem simplu de bară secționată cu cuplă longitudinală.

Amplasarea celulelor a fost făcută la interior, în construcție prefabricată (containere), denumit în continuare Corp Conexiuni 20 kV.

Stația de 110 kV are în prezent 15 celule (8 celule de linie, 1 celulă de AT, 2 celule de Trafo, 1 celulă de CL, 2 celule de CTv+Măsură, 1 celulă de Măsură).

Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile

C.N.T.E.E. Transelectrica SA - Punere în funcțiune finală realizată în luna iunie 2024**Scopul proiectului:**

Sistemele de monitorizare sunt necesare pentru desfășurarea serviciului de transport și au în componența lor toate dispozitivele necesare achiziției de informații care permit analiza în timp real a funcționării unității de transformare (sarcină, tensiuni, circulație de puteri active / reactive, stare fizică (internă) a componentelor active, starea de sănătate și calculul indicilor de risc).

Aceste date/informații sunt stocate în memoria internă a SMI la intervale de timp programabile, permițând afișarea la distanță a acestor mărimi și controlul unității de transformare.

Descrierea proiectului:

Lucrarea a fost promovată în urma mai multor defecțiuni la unitățile de transformare urmate de incendii și a fost însoțită ca o măsură rezultată dintr-un program privind incidentele din RET.

Au fost montate 21 de sisteme în 14 stații aparținând de 7 sucursale, a fost creată structura sistemului, modul de comunicație stație - STT - Executiv DEN și DTEETN și s-au creat premisele de a se integra alte 65 sisteme de monitorizare deja instalate pe unități de transformare din RET.

Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 - Punere în funcțiune finală realizată în luna iunie 2024**Scopul proiectului:**

Evacuarea din zona Dobrogea a puterii produse în viitor de:

- grupurile 3 și 4 ale CNE Cernavodă,
- centralele electrice eoliene ce urmează să fie conectate la RET,
- un grup suplimentar în centralele termoelectrice clasice Galați și /sau Brăila. (perspectivă).

Descrierea proiectului:

Prezentul proiect presupune următoarele: Procurarea și montarea a două celule noi 400 kV, cu racord în cablu 400 kV, pentru racordarea liniilor LEA Cernavodă 2 și LEA Cernavodă 3 și transformarea celulei existente LEA Cernavodă 2 în LEA Stâlp, și integrarea acestora în toate instalațiile aferente stației existente.

Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele - Punere în funcțiune finală realizată în luna noiembrie 2024**Scopul proiectului:**

Înlocuirea conductoarelor active pe LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântânele (proiectată în perioada 1960 ÷ 1961 cu PIF în anul 1962), cu conductoare noi performante reprezintă o soluție comodă și economică de abordare a problemelor legate de necesitatea tranzitului crescut de putere, evitându-se astfel construcția de linii electrice noi. Prin această investiție se realizează mărirea capacității de transport al energiei electrice cu 50%.

Descrierea proiectului:

Lucrările pentru reconducerea LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântânele, prevăd utilizarea unui conductor cu capacitatea de transport mărită, conductor a cărui masă și diametru vor fi mai mici decât cele ale conductorului actual utilizat pe linie, tip AIOI 400/75 mm². Acest lucru va conduce la micșorarea încărcărilor în stâlpi.

Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea stației 400 KV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 KV- Punere în funcțiune finală realizată în luna decembrie 2024**Scopul proiectului:**

Prin stația Arefu 400 kV se va realiza o a doua legătură a inelului 220kV Bradu – Arefu – Râureni – Stupărei – Bradu cu rețeaua electrică de transport 400 kV și o creștere importantă a siguranței în funcționare a zonei de rețea electrică Argeș – Vâlcea.

Descrierea proiectului:

Realizarea stației 400 kV Arefu, inclusiv a racordului acesteia la LEA 400 kV Tântăreni — Sibiu Sud, cuprinde în principal următoarele lucrări:

- realizarea noii stații de 400 kV în tehnologie GIS, interioară, inclusiv a racordurilor în tubulatură GIS/GIL exterioară spre cadrele de ieșire ale liniilor și spre autotransformator;
- montarea unui autotransformator nou AT3 - 400/220 kV;
- realizarea circuitelor exterioare (echipamente primare și conductoare) spre stâlpul LEA 400 kV, prin intermediul cadrelor intermediare și spre bornele autotransformatorului;
- realizarea unui sistem integrat, numeric, de comandă – control – protecție pentru noua stație de 400 kV, montat în corpul de comandă existent (în aceeași încăpere cu sistemul de comandă – control – protecție al stației modernizate de 220 kV) și în dulapurile din clădirea stației GIS 400 kV.

Programul de investiții pentru anul 2025 și estimarea pentru anii 2026 – 2027

Principalele obiective de investiții majore ale căror contracte de execuție s-au semnat în anii anteriori și care se vor afla în anul 2025 în etapa de derulare lucrări de execuție (*investiții în continuare*) structurate conform capitolelor din Planul de Dezvoltare:

- 7 proiecte de investiții - *Retehnologizare RET*,
- 2 proiecte de investiții - *Siguranța alimentării consumatorilor*,
- 2 proiecte de investiții - *Integrarea producției din Dobrogea și Moldova*,
- 1 proiect de investiții - *Integrarea producției din alte zone*,
- 5 proiecte de investiții - *Creșterea capacității de interconexiune*.
- 2 alte proiecte în derulare.

Valoarea totală a investițiilor în continuare reprezintă 62% din Cheltuielile de investiții proprii Companiei.

Compania are un program amplu de investiții (astfel cum a fost supus aprobării AGOA pentru data de

01/02 Aprilie 2025), orientat spre modernizarea și retehologizarea Rețelei Electrice de Transport, completarea inelului de 400 kV al României cât și spre creșterea capacităților de interconexiune cu țările vecine atât din perspectiva asigurării siguranței Sistemului Electroenergetic Național, cât și facilitarea exporturilor de energie electrică.

Obiectivele de investiții a căror execuție se va demara în anul 2025 sau anii imediat următori (Investiții noi) însumează 133 mil lei, respectiv 22% din Cheltuielile de investiții proprii Companiei.

Tabel 20 Structura Cheltuielilor de investiții pe anul 2025

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	2025 (mil.lei)
	Total general (A+B)	659
A	Cheltuieli proprii Companiei	613
I	Investiții în continuare	380
II	Investiții noi	133
III	Alte cheltuieli de investiții	100
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	46

Riscuri care pot afecta realizarea PAI 2024

Riscurile identificate pentru obiectivele de investiții cuprinse în categoria cheltuielilor proprii Companiei care pot afecta realizarea Programul Anual de Investiții pentru anul 2025, sunt după cum urmează:

- Externe: întârzieri în realizarea lucrărilor conform estimărilor prevăzute și termenelor contractuale, cauzate în principal de:
 - ✓ situația economică mondială, respectiv războiul din Ucraina și criza energetică;
 - ✓ contextul legislativ;
 - ✓ situația financiară a unor executanți;

- ✓ întârzieri semnificative în emiterea de HG pentru declanșare proceduri de expropriere / scoatere din fond forestier;
- ✓ numărul redus al firmelor de proiectare/execuție în domeniu, fapt ce conduce la nefinalizarea procedurilor de achiziție publică.

Impactul acestor riscuri ar putea fi de 8% din cheltuielile de investiții proprii Companiei.

- Interne (alte cauze)- cu un impact de 2%.

În condițiile apariției acestor constrângeri, gradul de realizare al Programului de investiții (cheltuieli proprii Companiei) va fi de aproximativ 90%.

9.2. Activitatea privind achizițiile sectoriale

În materia achizițiilor sectoriale în decursul anului 2024 au fost atribuite 757 procese de achiziție compuse din 346 proceduri de achiziție și 411 procese de achiziții directe.

În sinteză, gradul de realizare a proceselor de achiziție (proceduri finalizate cu contracte și proceduri inițiate) în perioada ianuarie - decembrie 2024, este: este 97,63% din punct de vedere valoric și 68,65% din punct de vedere numeric.

În ceea ce privește achizițiile finanțate din fonduri de investiții, la nivel de Companie au fost semnate contracte, a căror valoare totală la semnare este de **781,9 mil lei**.

În plus, au fost inițiate, respectiv se afla în curs de inițiere, un număr de 5 proiecte de investiții finanțate din fonduri nerambursabile - Fondul pentru modernizare, însumând o valoare estimată totală de **1.491 mil lei**, a căror finalizare, după caz inițiere se preconizează a se va realiza în cursul anului 2025:

- Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și retehologizarea stației 110 kV Teleajen
- LEA 400 kV s.c Gadalin - Suceava
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (etapa iii)

- Proiect pilot – retehnologizare stația 220/ 110 / 20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală
- Proiect pilot digitel power of the future – trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit (proiectare).

Pe parcursul anului 2024 au intervenit măsuri legislative cu impact asupra activității comerciale printre care:

- prelungirea restricțiilor din Ordonanță de Urgență nr. 34/12.05.2023 privind unele măsuri fiscal-bugetare, prorogarea unor termene, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative,
- Ordonanța de Urgență nr. 52/2024 pentru modificarea și abrogarea unor prevederi din acte normative în domeniul achizițiilor publice și achizițiilor sectoriale,
- Ordinul nr. 840/2024 privind aprobarea listelor de verificare aferente exercitării controlului de calitate și regularitate al procesului de atribuire a contractelor/acordurilor cadru de achiziție publică/sectoriale/concesiune și anexele acestuia
- Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 3/2024 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 19/2022 privind unele măsuri referitoare la garanțiile de bună execuție constituite în cadrul contractelor de achiziție publică și al contractelor sectoriale și pentru abrogarea Legii nr. 69/2016 privind achizițiile publice verzi
- ORDIN nr. 1.946 din 9 august 2024 pentru aprobarea criteriilor ecologice aplicabile categoriilor de produse care au impact asupra mediului pe durata întregului ciclu de viață, prevăzute în anexa nr. 2 la Normele metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului sectorial/acordului-cadru din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale.

9.3. Fonduri europene

Tabel 21 Proiecte finanțate din fonduri europene

Nr. crt.	Obiectiv	Program finanțare	Rata finanțare	Valoare finanțare mil eur
1	LEA 400kv d.c. Medgidia Sud-Constanța Nord	Fond Modernizare	100%	22,99 €
2	LEA 400kv Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN	Fond Modernizare	100%	101,21 €
3	„Axul Banat”, Etapa II LEA 400kv Reșița – Timișoara/ Săcălaz	Fond Modernizare	100%	45,18 €
	„Axul Banat” , Etapa II Retehnologizare stația 110kv Timișoara și trecerea la 400kv	Fond Modernizare	100%	18,43 €
4	„Axul Banat” , Etapa III LEA 400kv Timișoara/Săcălaz - Arad	Fond Modernizare	100%	27,28 €
	„Axul Banat” , Etapa III Retehnologizare stația 110kV Arad și Stația 400 kV Arad	Fond Modernizare	100%	13,41 €
	„Axul Banat” , Etapa III Stația 400 kV Săcălaz	Fond Modernizare	100%	16,82 €
5	LEA 400 kV Brazi Vest -Teleajen – Stâlpu (Lotul I)	Fond Modernizare	100%	51,07 €
	Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4) (Lotul II)			
6	Stația 400 kV Teleajen și retehnologizare stația 110 kV	Fond Modernizare	100%	46,96 €
	Proiect pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală			
7	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	Fond Modernizare	100%	52,34 €
8	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)	Fond Modernizare	100%	10,48 €
9	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața anară	Fond Modernizare	100%	10,67 €
	Sistem monitorizare calitate energie electrica (PQMS)	Fond Modernizare	100%	7,58 €
10	Proiect pilot DigiTEL Green - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului	Fond Modernizare	100%	48,34 €
11	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	Fond Modernizare	100%	64,06 €
12	Investiția 5. Eficientizarea, modernizarea și digitalizarea rețelei de transport al energiei electrice, finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență, aferentă Componentei 16. REPowerEU	PNRR	100%	56,24 €
13	LEA 400kv d.c. Gutinaș – Smârdan*	POIM (Etapa 1)	60,23% și 66,88%**	28,91 €
		PDD	-	21,00 €

* În aplicarea prevederilor *Instrucțiunii MIPE nr.71 din 14.11.2023 privind etapizarea proiectelor finanțate în cadrul Programului Operațional Infrastructură Mare 2014 – 2020*, proiectul LEA 400kV d.c. Gutinaș – Smârdan, finanțat inițial prin Contractul de finanțare POIM nr. 276/03.10.2019, a fost etapizat prin contractul de finanțare PDD nr. 146/12.12.2024.

** În aplicarea prevederilor HG nr. 379/2020, care reglementează *Metodologia de ajustare a prețurilor în cadrul devizelor generale aferente proiectelor de infrastructură publică finanțate prin POIM 2014-2020*, rata de finanțare a proiectului LEA 400kV d.c. Gutinaș – Smârdan a fost majorată de la 60,23% la 66,8856% prin Actul Adițional nr. 4/06.12.2022 la Contractul de finanțare POIM nr. 276/03.10.2019.

Fondul pentru Modernizare

Pentru proiectele 1-9, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres pentru semestrul II al anului 2023 și rapoarte anuale aferente 2023, precum și alte categorii de informații solicitate de către Minister (raportări aferente procedurilor de achiziții publice etc).

În perioada ianuarie-decembrie 2024 au fost depuse cereri de rambursare pentru următoarele proiecte:

- În luna **mai 2024** pentru proiectul 9. „Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, și pentru Monitorizarea calității energiei electrice”, în valoare de 8.602.106,45 lei.
- În luna **august 2024** pentru proiectul 5. „Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp” în valoare de 1.975.252,10 lei.
- În luna **septembrie 2024** pentru proiectele:
 - 1. „Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Constanța Nord – Medgidia Sud, echipată cu un singur circuit” în valoare de 2.088,27 lei,
 - 2. „Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusive interconectarea la SEN” în valoare de 2.482.965,39 lei,
 - 8. „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)” în valoare de 2.414.052,08 lei.
- În luna **noiembrie 2024** pentru proiectul 7. „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu” în valoare de 28.305.298,85 lei.
- În luna **decembrie 2024** pentru proiectul 9. „Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, și pentru Monitorizarea calității energiei electrice” în valoare de 14.916.924,14 lei.

Fișe de proiect în vederea finanțării prin Fondul pentru Modernizare

Au fost depuse fișe de proiect la Ministerul Energiei în vederea finanțării prin Fondul pentru Modernizare, care s-au finalizat cu semnarea Contractului de finanțare, și anume:

Proiectul 10 - *Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului.*

În data de 14.12.2023 a fost publicată decizia de aprobare a finanțării nerambursabile din Fondul pentru Modernizare - C(2023) 9054 - pentru „Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului”.

Contractul de finanțare între Ministerul Energiei și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a fost semnat în data de 20.02.2024 (C62 și C101/20.02.2024), în valoare de 48.340.733,89 euro.

Proiectul 11 - *Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Optimizarea LEA prin instalarea de stâlpi inovatori cu impact redus asupra mediului.*

În trimestrul I 2024, Banca Europeană de Investiții a confirmat că acest proiect reprezintă o investiție prioritară, iar în data de 12.06.2024, a fost publicată Decizia de aprobare a finanțării nerambursabile de 64.068.257,62 euro din Fondul pentru Modernizare - C(2024) 4190, urmând ca în trimestrul III 2024 să se semneze Contractul de finanțare dintre Ministerul Energiei și Transelectrica.

În luna septembrie 2024 a fost semnat Contractul de finanțare dintre Ministerul Energiei și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru Proiectul „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit” P262/27.09.2024 (C880/27.09.2024), în valoare de 64.068.257 lei.

De asemenea, responsabilii Contractelor de finanțare participă, în mod constant, la reuniuni tehnice online cu reprezentanții Ministerului Energiei în scopul monitorizării contractelor finanțate din Fondul pentru Modernizare.



Proiectul 12 - PNRR

Planul REPowerEU - Investiția 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice prin Planul Național de Redresare și Reziliență, Componenta 16. REPowerEU

Investiția are drept obiectiv general accelerarea integrării surselor de energie regenerabilă și creșterea rezilienței SEN/RET (Sistemul Electroenergetic Național/Rețeaua Electrică de Transport) pentru asigurarea aprovizionării cu energie electrică prin reducerea blocajelor și a disfuncționalităților interne la nivelul RET și întărirea securității cibernetice, prin îmbunătățirea capacității de răspuns la atacurile cibernetice.

În data de 09.04.2024 a fost semnat Contractul de finanțare din Planul Național de Redresare și Reziliență pentru implementarea acestei investiții între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și Secretariatul General al Guvernului, în calitate de Coordonator de reformă și/sau investiție, în valoare de 56.237.200 euro.

Investiția 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice cuprinde următoarele Subinvestiții:

- Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);
- Subinvestiția 5b. – Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 18.240.000 euro);
- Subinvestiția 5c. - Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).

De la semnarea contractului și până în luna decembrie 2024 au fost transmise către Secretariatul General al

Guvernului raportări săptămânale și bilunare privind stadiul implementării Investiției 5.

Proiectul 13 - POIM/ PDD

“LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”

În ceea ce privește Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan” finanțat prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 8 - *Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale, Obiectivul specific 8.1 – Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile, în perioada iunie-septembrie 2024 au fost depuse 2 (două) cereri de rambursare cu o valoare totală rambursată de 27.590.123,87 lei către Autoritatea de Management – POIM.*

Finanțarea acestui proiect a fost valabilă până la data de 31.12.2023. Având în vedere faptul că au fost îndeplinite condițiile aplicabile operațiunilor care fac obiectul unei implementări etapizate, Proiectul a fost inclus în Lista de proiecte care pot fi etapizate și continuate la finanțare în Programul Dezvoltare Durabilă (PDD) 2021-2027.

În data de 11 iunie 2024, Transelectrica a depus Cererea de finanțare pentru continuarea finanțării nerambursabile a Proiectului prin PDD 2021-2027, cu o valoare de 100.339.057,89 lei, finanțare nerambursabilă.

În perioada iunie-decembrie 2024 s-a desfășurat evaluarea aplicației, iar în data de 12.12.2024 a fost semnat Contractul de finanțare nr.146/12.12.2024 pentru acordarea finanțării nerambursabile de către AM PDD, pentru implementarea proiectului intitulat „LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan, etapa a II-a”.

În luna decembrie 2024 a fost semnat Actul adițional nr. 6 la Contractul de finanțare nr. 276/03.10.2019 aferent proiectului „LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan” pentru încheierea programului operațional finanțat în perioada de programare 2014-2020 (POIM).

Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București

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

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

După depunerea în luna martie 2023 a cererii de finanțare pentru proiectul "Campus Dual POLITEHNICA București", în cadrul Apelului PNRR/2022/C15/MEDU/I6/Program-pilot pentru dezvoltarea consorțiilor regionale pentru învățământ dual, în data de 11.05.2023 în urma evaluării eligibilității, proiectul a fost declarat admis.

Menționăm că la începutul lunii octombrie 2023 a fost semnat contractul de finanțare și, prin urmare, a fost demarată implementarea proiectului.

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



În data de 19.03.2024, a avut loc prima întâlnire de lucru în cadrul proiectului la sediul Universității Naționale de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București împreună cu toți partenerii implicați și reprezentanți ai Ministerului Educației.

În data de 30.05.2024, a avut loc a doua întâlnire de lucru cadrul proiectului la sediul Universității Naționale de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București împreună cu toți partenerii implicați".

Evenimente

În ceea ce privesc **elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul anului 2024**, se pot menționa:

- Volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor, cu impact asupra valorii contribuției companiei la finanțarea proiectelor.
- Întârzieri mari înregistrate în avizarea de către instituțiile abilitate a proiectelor de acte normative care reglementează transferul dreptului de administrare, în numele statului român, asupra unor terenuri aflate pe culoarul liniilor electrice aeriene pe care le construiește Transelectrica.

Perspective 2025

- Abordarea oportunităților de finanțare nerambursabilă vizează două paliere
 - *procesul de monitorizare a oportunităților de finanțare nerambursabilă lansate de autoritățile finanțatoare de la nivel național și european, care se desfășoară în mod constant,*
 - *identificarea oportunităților de finanțare care se realizează corelat cu prioritățile de dezvoltare a companiei, precum și cu nevoile identificate de susținere a implementării acestora.*
- Continuarea unei bune colaborări inter-instituționale, cu Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, Ministerul Energiei, Ministerul Economiei, Secretariatul General al Guvernului și celelalte entități guvernamentale, pentru asigurarea cadrului legal necesar implementării proiectelor de interes comun și de importanță națională pe care le implementează Compania.

9.4. Calitatea serviciilor de transport și de sistem furnizate

Conform Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice – aprobat prin ordinul ANRE 12/2016, indicatorii de performanță reprezentativi pentru gestionarea și

exploatarea RET precum și pentru continuitatea serviciului de transport sunt:



100%

Disponibilitatea rețelei de transport

- energia electrică transportată (GWh) și coeficientul procentual al pierderilor de energie în rețeaua electrică de transport – valori prezentate în secțiunea corespunzătoare CPT (Date operaționale);
- indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor, determinată de evenimentele programate sau neprogramate (accidentale), raportată la km pentru linii (INDLIN), sau MVA pentru transformatoare și autotransformatoare (INDTRA);

Tabel 22: Indicatori pentru activitatea de gestionare/ exploatare RET

Indicator	2024	2023	2022
INDLIN (ore/ an)			
Totală	221,88	243,11	206,95
· Neprogramată (accidentală)	9,03	12,58	4,91
· Programată	212,85	230,53	202,04
INDTRA (ore/ an)			
Totală	106,86	75,17	226,32
· Neprogramată (accidentală)	15,15	1,48	7,10
· Programată	91,71	73,69	219,22

În perioada ianuarie-decembrie 2024 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 221,88 ore/interval, cu 10% mai mică decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2023 (243,11 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor în 2024 față de 2023 este:

- ✓ ▼ **3,6 ore/interval – neprogramată**
- ✓ ▼ **18 ore/interval – programată**

Se constată că în decursul anului 2024, a scăzut indisponibilitatea programată, cât și indisponibilitatea neprogramată. Scăderea indisponibilității neprogramate are drept cauză impactul diminuat pe care incidentele cu declanșare (cauzate în special de condițiile meteorologice nefavorabile) l-au avut asupra perioadei de indisponibilizare a LEA.

Scăderea indisponibilității programate a rezultat pe fondul realizării unor lucrări de mentenanță fără retragerea din exploatare a LEA (de ex. toaletare vegetație) sau cu durate de retragere din exploatare mai mici.

În ianuarie-decembrie 2024 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 106,86 ore/interval cu 42% mai mare față de cea înregistrată

în aceeași perioadă a anului trecut (75,17 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în 2024 față de 2023 este:

- ✓ ▲ **13,7 ore/interval – neprogramată**
- ✓ ▲ **18 ore/interval – programată**

Creșterea indisponibilității neprogramate are drept cauză impactul sporit pe care declanșarea / defectarea unor unități de transformare de putere sau anexelor acestora (de ex. treceri izolate) l-a avut asupra perioadei de indisponibilizare a acestor unități.

Creșterea indisponibilității programate a rezultat pe fondul realizării mai multor lucrări de mentenanță cu retrageri programate din exploatare (de ex. RT) necesare la unitățile de transformare.

- energia nelivrată consumatorilor - ENS (en. „Energy Not Supplied”), din cauza întreruperilor și timpul mediu de întrerupere – AIT (en. „Average Interruption Time”) care reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică.

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport și de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții

normale de funcționare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către Companie a serviciului de transport performant și pentru buna funcționare a pieței de energie electrică.

Tabel 23: Indicatori de continuitate a serviciului de transport

Indicator	2024	2023	2022
ENS în urma incidentelor produse în RET [MWh]	83,80	37,13	54,05
ENC în urma incidentelor produse în RET [MWh]	39,06	10.154,90	1.160,36
AIT-ENS (min/an)	0,76	0,34	0,52
AIT-ENC (min/an)	0,36	93,30	11,15

În anul 2024 valoarea totală TMI (AIT-ENS) a fost de 0,76 min, mai mare decât valoarea AIT-ENS înregistrată în aceeași perioadă a anului 2023, care a fost de 0,34 min.

În ianuarie-decembrie 2024 s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 83,80 MWh, mai mare cu 125% față de cantitatea de energie nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2023 (37,13 MWh).

În anul 2024 AIT-ENC, perioada medie echivalentă în timp, în care a fost blocată energia în centralele producătorilor, a ajuns la 0,36 min și a înregistrat o scădere importantă de la 93,30 min/an în anul 2023.

Măsurile prevăzute de Companie pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și AIT, conform planului de Dezvoltare a RET perioada 2024-2033, sunt:

- ✓ Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice.
- revizii normative,
- analiza prin programe de calcul moderne a capacității structurale a liniilor electrice aeriene din RET în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.

Verificările constau în analiza cu programe de calcul, aliniate la cele mai moderne concepte de proiectare.

Astfel, programul de calcul permite o modelare 3-D a întregii structuri LEA, incluzând și elementele ce țin de topografia terenului și oferă întreaga gama de funcții necesare verificării și analizei unei linii electrice aeriene, precum:

- analiza structurală a tuturor elementelor liniei (stâlpi, lanțuri de izolatoare, conductoare);
- simulări privind comportarea liniei electrice aeriene în diferite scenarii (condiții meteo deosebite, suprasolicitari mecanice sau electrice, etc.);
- stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
- upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
- calcule de câmp electric și magnetic;
- calcule privind capacitatea de transport a LEA.
- ✓ Înlocuirea în cadrul programului de mentenanță și investiții a echipamentelor uzate cu echipamente performante).
- disponibilitatea datelor din Sistemul de telecontorizare a energiei electrice pe piața angro și Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice: 100%.

9.5. Mentenanță

Activitatea de mentenanță RET se conformează *Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM)* elaborat pe baza Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) nr. 96/2017, cu modificările și completările ulterioare, (care a abrogat Ordinul nr.35/2002), pentru aprobarea Regulamentului de organizare a activității de mentenanță, Norma tehnică internă Transelectrica - *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* - având indicativul NTI-TEL-R-001-2007 și *Programelor anuale de mentenanță RET (PM RET)*.

PAM realizează *reglementarea activității, introducerea concepției moderne de optimizare și desfășurare a activității* și se aplică tuturor componentelor activității de mentenanță (tehnice, economico-financiare, relaționale, organizatorice) efectuate asupra tuturor activelor din cadrul RET. PAM înglobează și menține - asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea, actualizarea documentelor privitoare la mentenanță, în funcție de necesități - *toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță*.

NTI-TEL-R-001-2007 prevede ca lucrările/ serviciile de mentenanță să se efectueze numai la *momentele oportune, în cantitatea și calitatea necesare*, în așa fel încât să fie îndeplinite următoarele deziderate importante:

- menținerea unui nivel corespunzător al siguranței în funcționare a instalațiilor RET;
- menținerea nivelurilor intrinseci de fiabilitate ale ansamblurilor funcționale și echipamentelor componente;
- creșterea disponibilității instalațiilor;
- optimizarea costurilor totale pe durata de utilizare.

Acesta prevede categorii (preventivă, corectivă) și niveluri de mentenanță (minoră, majoră) de mentenanță, principii de fundamentare și planificare, operații generale orientative, periodicități, etc. și stă la baza elaborării programelor anuale (valorice și fizice) de mentenanță RET.

Programele de mentenanță anuale sunt fundamentate pe baza *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* și concretizează principiile activității de mentenanță în lucrări și servicii de mentenanță asigurând totodată resursele financiare necesare.

Categoriile, nivelurile și tipurile de mentenanță practicate în Transelectrica; modul de alegere a tipurilor de mentenanță

Categorii de mentenanță

În Transelectrica, asupra instalațiilor electrice se efectuează, după caz, următoarele servicii/lucrări de mentenanță:

- preventivă – profilactică, pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau de degradare;
- corectivă – după detectarea defectării, incluzând toate acțiunile destinate repunerii unei instalații în starea care-i permite să-și îndeplinească funcția specificată, urmărindu-se optimizarea obiectivelor propuse în cadrul RET:
 - ✓ siguranță în funcționare,
 - ✓ disponibilitate,
 - ✓ eficiență

și încadrarea în prevederile Standardului de performanță.

Nivelurile și tipurile acțiunilor de mentenanță

Lucrările/serviciile de mentenanță se încadrează conform „Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță”, respectiv PAM, pe 4 niveluri (nivelul 1 - 4) care reprezintă gradul de complexitate al conținutului serviciilor/lucrărilor, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori/executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii/lucrări încadrate în categoria de *mentenanță minoră* - de regulă supraveghere, control vizual, inspecții și revizii, iar nivelurile 3 și 4, lucrări de *mentenanță majoră* - de regulă reparații.

Mentenanță preventivă

Principiul de bază este acela că orice acțiune de mentenanță preventivă trebuie să aibă ca efect prevenirea unor indisponibilități accidentale.

Tipurile de servicii/lucrări de mentenanță preventivă (planificată) se încadrează pe niveluri astfel:

- nivelul 1 – supraveghere, control periodic, monitorizare, probe funcționale;
- nivelul 2 – lucrări de revizii tehnice – RT;
- nivelul 3 – lucrări de reparații curente – RC;
- nivelul 4 – lucrări de reparații capitale – RK.

Un tip aparte de mentenanță îl constituie *reabilitarea*, definită conform Ordin 96/2017 al ANRE, ca ansamblu de lucrări de *mentenanță complexe* prin care, fără modificarea tehnologiei inițiale, se restabilește starea tehnică și de eficiență a instalațiilor la un nivel apropiat de cel avut la începutul duratei de

viață. În cadrul RET sunt avute în vedere acțiuni de reabilitare a stațiilor electrice cu înlocuiri de echipamente și la LEA prin înlocuiri de elemente pentru îmbunătățirea fiabilității.



Mentenanța corectivă

Serviciile/lucrările de mentenanță **corectivă** se încadrează pe două niveluri, în cadrul mentenanței minore (acțiuni de control, inspecții, verificări, măsurători, revizii în urma constatării unor evenimente accidentale – defecțiuni tehnice și incidente) și al mentenanței majore (reparații și înlocuiri de echipamente ca urmare a unor evenimente accidentale de tip incidente cu deteriorări grave de echipamente).

Acțiunile de mentenanță corectivă (serviciile/lucrările accidentale) se execută la toate instalațiile în regim de urgență și în conformitate cu obligațiile executantului/prestatorului de lucrări/servicii de mentenanță asumate prin contract.

În cadrul RET se va utiliza combinația metodelor prezentate, respectiv:

- Serviciile/lucrările de nivelul 1 și 2 constituie acțiuni de mentenanță preventivă minoră (MPm) și, în funcție de categoria, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale ansamblurilor funcționale și componentelor acestora, se planifică pe bază de timp - prin planificare la intervale predeterminate de timp bazate pe experiența de exploatare, ținând cont și de importanța acestora în cadrul RET, putând fi ajustată (particularizată) în funcție de stare și de importanță;
- Lucrările de nivelul 3 și 4 constituie acțiuni de mentenanță preventivă majoră (MPM) și sunt bazate pe stare, în funcție de condiția tehnică a instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

Mentenanța preventivă bazată pe stare include activități de determinare/proгноzare a stării tehnice realizate pe baza informațiilor obținute prin *supraveghere, controale vizuale, expertiză, inspecții și revizii tehnice*, adică a informațiilor primare obținute în cadrul mentenanței minore.

La realizarea programelor anuale de mentenanță RET se acordă prioritate lucrărilor/serviciilor care conduc la mărirea gradului de siguranță în exploatare a instalațiilor, finalizării lucrărilor/serviciilor contractate și a celor care contribuie la buna funcționare a instalațiilor. De asemenea trebuie avută în vedere și perspectiva implementării programului de telecomandă și supraveghere a instalațiilor electrice, care necesită reabilitarea echipamentelor electrice, ceea ce va conduce în viitor la reducerea cheltuielilor de personal și exploatare.

Pentru anul 2024, au fost efectuate cheltuieli cu mentenanța RET în valoare de 123,42 mil lei.

Tabel 24: Tipuri de mentenanță a RET (mil lei)

Mentenanță	Buget 2024	Realizări 2024
Preventivă minoră	53,45	52,87
Corectivă minoră (inclusiv echip/materiale)	44,29	42,49
Preventivă majoră	29,69	28,07
Total	127,43	123,42

Programul de mentenanță RET pentru anul 2025 și estimarea perioada 2026-2027

Programul de Mentenanță RET pentru anul 2025 cuprinde managementul activității de exploatare a instalațiilor electrice și al mentenanței activelor corporale imobilizate de natura instalațiilor electrice și clădirilor tehnologice (cu excepția celor IT și Tc, sistemelor de telecontrol și ale sistemelor integrate de securitate) care formează rețeaua electrică de transport (RET), în condițiile minimizării costurilor, utilizării optime și creșterii performanțelor acestora, servicii/ lucrări de mentenanță preventivă, corectivă și bazată pe fiabilitate, servicii/ lucrări de proiectare și servicii/ lucrări în curs de realizare și a fost structurat pe programe și proiecte în funcție de tipul instalațiilor, astfel:

- servicii/lucrări la stații electrice și transformatoare de putere;
- servicii/lucrări la Linii Electrice Aeriene, construcții și alte instalații tehnologice;
- servicii/lucrări specifice mentenanței echipamentelor de măsurare a energiei electrice (realizare sau remediere circuite de alimentare, comunicații, reparații echipamente de măsurare și monitorizare a calității energiei electrice etc).

Principală preocupare în realizarea programelor de mentenanță RET a fost și este asigurarea siguranței în funcționarea SEN prin:

- actualizarea politicii, strategiei și regulamentului de mentenanță al CNTEE Transelectrica SA, armonizarea acestora cu actele normative, în special cele emise de către ANRE;
- asigurarea mentenanței preventive și corective: (i) mentenanța minoră în baza contractului încheiat cu Filiala SMART SA; (ii) mentenanța majoră pe proiecte (unitățile de transformare de mare putere, LEA, stații și construcții și alte instalații tehnologice) în baza contractelor încheiate cu entități specializate;
- utilizarea de aplicații informatice/baze de date în activitatea de exploatare și mentenanță;
- optimizarea costurilor, reducerea timpilor de remediere și a duratei de indisponibilității a instalațiilor prin încheierea acordului cadru pentru furnizarea echipamentelor primare de medie și înalta tensiune;
- optimizarea costurilor mentenanței LEA prin efectuarea inspecțiilor multispectrale (în spectrele vizibil, infraroșu și ultraviolet), și realizarea lucrărilor de remediere a neconformităților.

Față de anii anteriori, modalitatea de acoperire a costurilor de mentenanță RET prognozate pentru anii următori începând cu anul 2025, se va face și din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Prin urmare, începând cu anul 2025, cheltuielile de mentenanță se vor detalia, pe lângă componenta aferentă costurilor din tariful de transport, și pe componenta reprezentată de veniturile obținute prin alocarea de capacități de interconexiune transfrontalieră.

În acest sens, ANRE a emis Decizia nr. 2624/10.12.2024, *prin care se aprobă cheltuieli de mentenanță RET din alocarea de capacități de interconexiune transfrontalieră, în valoare de 20.950.000 lei, pentru proiectele de mentenanță majoră LEA.*

Pentru anul 2025, lista elementelor de rețea care au o contribuție semnificativă la capacitatea de interconexiune cuprinde un număr de 35 elemente RET din care 32 LEA (cca.20% din numărul total al LEA din care este alcătuită RET).

Pentru anii 2026 și 2027, la estimarea valorilor Programelor de mentenanță RET s-a ținut seama în principal de continuarea lucrărilor de mentenanță majoră, în special la LEA, care sunt în derulare și de Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile

și echipamentele din cadrul RET, precum și de solicitările Sucursalelor Teritoriale de Transport.

În perspectivă se are în vedere eficientizarea activității de mentenanță RET prin:

- accentuarea operațiilor de mentenanță preventivă pentru a se reduce mentenanța corectivă;
- continuarea programului de inspecție multispectrală a LEA;
- utilizarea metodelor non-invazive pentru constatarea stării tehnice a instalațiilor electrice;
- achiziția contractului sectorial pentru furnizarea de echipamente primare de medie și înalta tensiune și punerea acestora la dispoziție pentru montare în instalațiile Companiei;



10. Proiecte europene, platforme, afilieri

10.1. Proiecte europene

Compania a fost selectată de Comisia Europeană pentru a face parte din echipele de specialiști ale mai multor proiecte europene, unele dintre ele fiind integral finanțate din fonduri structurale.

Mai jos vă prezentăm pe scurt câteva dintre aceste proiecte:

Proiectele regionale de cuplare piețe de energie electrică și alocare implicită a capacității de transport transfrontaliere

Provocările cu care se confruntă Europa în domeniul energiei includ aspecte cum ar fi creșterea dependenței de importuri, diversificarea limitată, nivelul ridicat și volatilitatea prețurilor la energie, creșterea cererii de energie la nivel global, riscurile de securitate care afectează țările producătoare și pe cele de tranzit, amenințările din ce în ce mai mari provocate de schimbările climatice, progresul lent în ceea ce privește eficiența energetică, provocările care decurg din ponderea tot mai mare a energiei regenerabile, precum și nevoia de o mai mare transparență, de o mai bună integrare și interconectare pe piețele de energie.

Pentru a face față acestor probleme, Europa are nevoie de o strategie clară în domeniul energiei, strategie care să aibă în centrul său un ansamblu de măsuri, menite să asigure implementarea unei piețe energetice integrate și realizarea celor 3 obiective principale:

- securitatea aprovizionării
- competitivitate
- durabilitate

Sunt vizate finalizarea integrării pieței energetice pan-europene, consolidarea coordonării politicilor naționale, eliminarea barierelor de piață și a izolării energetice, scăderea prețului la energie pentru consumatori, modernizarea infrastructurii și atragerea investițiilor în sectorul energetic cu accent pe tehnologiile inovative și capacitățile de producție a energiei verzi.

Realizarea unei piețe pan-europene a energiei pe deplin funcțională este crucială pentru îndeplinirea obiectivelor de menținere a securității aprovizionării cu energie, de creștere a competitivității și de asigurare a faptului că toți consumatorii europeni pot achiziționa energie la prețuri accesibile.

Securitatea aprovizionării cu energie reprezintă un element esențial al siguranței publice și este, prin

urmare, indisolubil legată de funcționarea eficientă a pieței interne a energiei electrice și de integrarea piețelor izolate ale energiei electrice din statele membre ale Uniunii Europene.

Modelul țintă al Pieței interne pan-europene de energie electrică pentru orizontul ziuă următoare prevede cuplarea acestor piețe prin preț, pe baza unei soluții unice europene de cuplare (mecanismul PCR - Price Coupling of Regions), cu alocare implicită a capacităților de interconexiune și cu calculul capacităților de interconexiune pe bază de circulații de puteri (metoda Flow-Based - FB).

Pentru a realiza o piață a energiei electrice cu adevărat integrată, trebuie continuată armonizarea normelor actuale privind alocarea capacităților, gestionarea congestiilor și comerțul cu energie electrică.

În acest context, a fost elaborat și aprobat *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*, document care stabilește norme minime armonizate în vederea cuplării unice a piețelor pentru ziuă următoare și a piețelor intrazilnice, la nivel pan-european, permițând utilizarea mai eficientă a rețelei și creșterea concurenței, în beneficiul consumatorilor.

În prezent, la nivel european se desfășoară mai multe inițiative care vizează realizarea cuplării piețelor naționale/regionale, pe segmentele de timp zilnic și intra-zilnic, într-o piață unică europeană de energie electrică și implementarea mecanismelor de alocare implicită a capacității de transport transfrontaliere cu aplicarea metodelor de calcul de capacitate pe bază de fluxuri de puteri sau ATC (available transmission capacity).

În data de 15 noiembrie 2016, la nivel guvernamental, a fost semnat Memorandumul privind Participarea României la proiectele de cuplare a piețelor de energie electrică, pe orizonturile de timp ziuă-următoare și intra-zilnic, în curs de dezvoltare la nivel european, în cadrul procesului de implementare a pieței europene de energie.

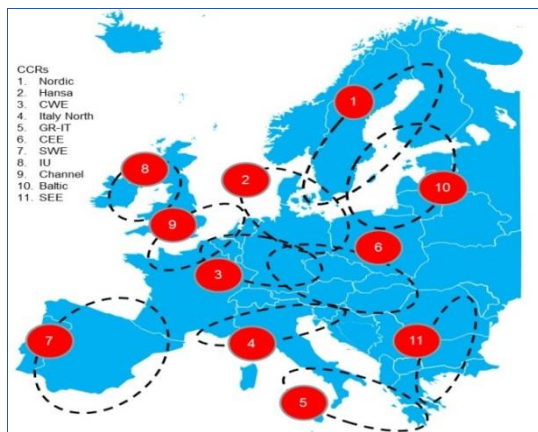
În conformitate cu Articolul 2 din *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor* (Definiții), aceste regiuni sunt definite ca „Regiuni de calcul al capacităților (RCC)”, însemnând „zona geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților”. Prin urmare, o RCC trebuie să includă

un set de granițe ale zonei de ofertare pentru care calculul capacităților va fi coordonat de OTS-uri în conformitate cu Regulamentul amintit.

Propunerea privind configurația regiunilor de calcul a capacității de transport transfrontaliere (RCC) pentru toate granițele sistemului european de transport a energiei electrice, reprezintă o abordare pan-europeană dinamică și pragmatică cu perspectivă pe termen scurt și mediu, care susține coordonarea peste granițele zonelor de licitație unde s-a constatat cea mai mare interdependență.

RCC propuse, de către Operatorii de Transport și de Sistem europeni din cadrul ENTSO-E, și aprobate de către toți reglementatorii din domeniu, la nivelul ACER, servesc la asigurarea unei utilizări optime a infrastructurii de transport europene. În cadrul RCC definite, interdependențele dintre capacitățile trans-zonale pot fi modelate cu maximă precizie și eficiență iar pe piață poate fi oferit nivelul optim al acestei capacități trans-zonale. RCC servesc obiectivul optimizării calculului și alocării capacității trans-zonale conform art. 3(d) din *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*, deoarece RCC instituie coordonarea în interiorul RCC și între RCC-uri.

Figura 27: Configurația celor 11 RCC propuse de ENTSO-E



Prin Decizia ACER nr.6/2016 a fost aprobată propunerea tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem pentru definirea regiunilor de calcul al capacităților. Transelectrica este membră a regiunii de calcul al capacităților CORE prin granița RO-HU și respectiv a regiunii de calcul al capacităților din Sud Estul Europei (SEE) prin granița RO-BG.

În cadrul procesului de stabilire a metodologiilor de calcul de capacitate și a dezvoltărilor ulterioare în cadrul proiectului de cuplare piețe și alocare implicită de capacitate, Compania este membră în structurile de conducere și de lucru ale proiectelor asociate.

În data de 16 august 2016 Transelectrica împreună cu cei 15 Operatori ai statelor membre ale regiunii CORE au semnat un acord de cooperare (CEWE CoA), prin care își exprimă angajamentul de a coopera în vederea dezvoltării unei metodologii comune de calcul a capacității de interconexiune și o viitoare bază a implementării cerințelor tuturor codurilor de rețea în această cea mai importantă regiune definită în Europa.

Transelectrica a semnat Accession Agreement, în data de 31 august 2016, prin care România a devenit parte a proiectului de cuplare piețe din regiunea central-est europeană NWE-CEE FB MC.

În cadrul RCC SEE soluția în ceea ce privește guvernanta regională a fost identificată în comun cu OTS-urile din regiune (Romania, Bulgaria, Grecia). În luna iulie 2019 cele trei OTS-uri din regiune au semnat un memorandum de înțelegere pentru stabilirea modului de organizare la nivelul regiunii în vederea îndeplinirii cerințelor regulamentelor europene.

Setul de reglementări din noul pachet legislativ în domeniul energiei, este, poate, cel mai complex de până acum și conține trei Comunicări privind Energia curată pentru toți Europeanii, Accelerarea Inovării în Domeniul Energiilor Curate, o Strategie Europeană în Domeniul Sistemelor de Transport Inteligente. Suplimentar, pachetul include două propuneri de revizuire a Regulamentelor privind Piața Internă a Energiei Electrice și Funcționarea Agenției Europene a Reglementatorilor în Domeniul Energiei ACER, patru propuneri de revizuire a Directivelor privind Energiile Regenerabile, Eficiența Energetică, Regulile Comune privind funcționarea Pieței Interne de Energie Electrică și Performanța Energetică a Clădirilor.

În prezent, la nivel european se desfășoară mai multe inițiative care vizează implementarea celor opt Coduri europene de rețea, adoptate de Comisia Europeană și Parlamentul European în cadrul unui proces de comitologie, documente cu caracter de Regulament european (legislație direct aplicabilă la nivelul țărilor din Uniunea Europeană), care reglementează aspecte ale funcționării sistemelor electroenergetice interconectate sincron, la nivel pan-european, și ale armonizării și integrării piețelor naționale de energie electrică în piața unică europeană de energie.

Una dintre principalele obligații rezultate din conținutul Regulamentului Uniunii Europene nr. 1222/2015 (CACM), conform capitolului 5 – „*Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare*”, respectiv capitolului 6 – „*Cuplarea unică a piețelor intrazilnice*” este acela de unificare a piețelor de energie pe termen scurt (zilnice și intrazilnice), obligații ce trebuie îndeplinite de către OPEED – „*Operatorii de Energie Electrică Desemnați*”

și OTS – „Operatorii de Transport și Sistem” din Europa.

La momentul de față, în ceea ce privește cuplarea piețelor de energie electrică din România (zilnică și intrazilnică), există următoarele proiecte în derulare:

- Proiectul XBID de cuplare a piețelor intrazilnice de energie electrică din Uniunea Europeană. Proiectul prevede cuplarea pieței intrazilnice de energie electrică din România. Cuplarea s-a realizat pe granițele România - Ungaria și România – Bulgaria în data de 19 noiembrie 2019.
- În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).
- În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a Proiectului Core Flow-Based Market Coupling (Core FB MC) de cuplare a piețelor zilnice de energie electrică din RCC Core, fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).
- În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice.

Pe baza Deciziei ACER nr.01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, va fi introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv.

Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței.

În acest scop, OPEED și OTS participanți la SIDC au înființat proiectul IDA, care a fost lansat în 13 iunie 2024.

În paralel, în domeniul energiei electrice, la nivelul Operatorilor de Transport și Sistem se desfășoară o serie de proiecte care investighează o serie de aspecte specifice din domeniul cercetării, dezvoltării, inovației sau al provocărilor legate de implementarea noului pachet legislativ: Clean Energy Package.

Programul Horizon 2020, este unul dintre cele mai importante programe de cercetare și inovație finanțate de către Comisia Europeană, cu un buget de aproximativ 80 miliarde Euro, fonduri ce au fost distribuite pe o perioadă de 7 ani (2014-2020).



În cadrul acestui program, în cadrul pilonului LCE – 04- 2017 “*Demonstration of system integration with smart transmission grid and storage technologies with increasing share of renewable*” sunt alocate fonduri pentru susținerea activității de transport energie electrică, respectiv:

- proiectele se adresează Operatorilor de Transport și de Sistem din cadrul ENTSO-E;
- proiectele trebuie să demonstreze o combinație din cel puțin două aspecte din următoarele:
 - ✓ tehnologii de transport energie electrică și managementul surselor de producție la o scală mare, în contextul creșterii ponderii surselor de energie regenerabilă;
 - ✓ capacitate de stocare la scală mare pentru rețelele de transport incluzând diferite tehnologii de stocare care să fie administrate centralizat;
 - ✓ tehnologii de comunicații, instrumente de control în timp real, pentru a crește flexibilitatea în operarea rețelor de transport, pentru integrarea facilităților de stocare, mecanisme de cerere - răspuns și interfețe cu operatorii de rețelele de distribuție energie electrică;
- noi perspective privind piețele angro de energie electrică, facilitând participarea surselor de energie regenerabilă, participare activă ca agregatori de date în vederea reducerii costurilor cu operarea rețelor;
- propunerile de proiecte vor include analize ale cadrului de reglementare existent, coduri și standarde aplicabile, analiza modelelor de afaceri și a arhitecturii pan-Europene de piață de energie;
- proiectele vor susține programul Horizon 2020 în contextul smart grid și al promovării stocării.

În ceea ce privește piața de energie electrică, principalele obiective rezultate din conținutul regulamentelor europene sunt următoarele:

- ✓ Realizarea unui model comun de rețea, la nivelul UE, necesar calcului de capacitate coordonat la nivel regional, pentru toate orizonturile de timp (termen lung, zilnic și intrazilnic);
- ✓ Implementarea conceptului FB – “Flow-Based” de calcul al capacităților, care are drept scop creșterea capacităților de interconexiune cu cel puțin 10% față de metoda bazată pe NTC, pe de o parte, respectiv creșterea bunăstării sociale (“welfare-ului”), pe de altă parte, prin alinierea prețului de energie electrică, la nivel European, ca urmare a cuplării piețelor locale de energie electrică;
- ✓ Înființarea și cuplarea piețelor zilnice și intrazilnice de energie electrică la nivel regional și inter-regional;
- ✓ Asigurarea fermității (firmness) capacităților notificate (graficelor de schimb), prin mecanisme de redispecerizare și vânzare în contrapartidă;
- ✓ Armonizarea regulilor de alocare a capacităților pe termen lung (anuale și lunare) prin înființarea și operarea unei platforme unice (SAP – Single Allocation Platform) de alocare la nivelul UE;
- ✓ Realizarea unui mecanism de raportare, transparent și nediscriminatoriu, în ceea ce privește alocarea capacităților de interconexiune dintre statele membre UE;
- ✓ Trecerea la un interval de decontare de 15 minute în ceea ce privește piețele de energie electrică;

Având în vedere obligațiile ce rezultă din cele trei Regulamente UE, au fost inițiate, de către OTS-urile din cadrul UE, activități care decurg din punerea în aplicare a conținutului acestora. Activitățile respective se realizează atât la nivelul regiunilor de calcul al capacităților (RCC) cât și la nivel inter-regional.

Transelectrica, fiind parte atât din regiunea CORE (prin alăturarea regiunilor CWE-CEE) cât și din regiunea SEE, este implicată direct în următoarele proiecte/activități (realizate ca urmare a punerii în aplicare a Regulamentului 943/2019 cu privire la revizuirea zonelor de ofertare):

- Activități ce au drept scop realizarea documentelor ce rezultă din punerea în aplicare a Regulamentelor UE (întocmirea de metodologii, proceduri, reguli, etc.)
- Activități aferente proiectului de cuplare a piețelor zilnice de energie din regiunea Core pe fluxuri de putere;

- Activități realizate ca urmare a inițierii proiectului de cuplare a piețelor zilnice de energie la nivel inter-regional (MRC – MultiRegional Coupling);
- Activități aferente proiectului de cuplare a piețelor intrazilnice la nivelul UE, numit generic SIDC (Single Intraday Coupling);
- Activități aferente proiectului interimar de cuplare a piețelor zilnice de energie 4MMC-DE-AT-PL;
- Activități realizate ca urmare a cuplării piețelor zilnice de energie din România și Bulgaria;
- Activități realizate ca urmare a trecerii la intervalul de decontare de 15 minute în ceea ce privește piețele de energie electrică.

Interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental

Transelectrica este Operatorul de Transport și de Sistem care a sprijinit în mod substanțial, în cadrul ENTSO-E, interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental.

Calendarul de implementare a proiectului de interconectare a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu rețeaua Europa Continentală, propus inițial de către Ukrenergo, a avut o durată de 6 ani (începând din 2017) cu posibilitate de prelungire de încă 2 ani la solicitarea Î.S. Moldelectrica și Ukrenergo.

Acțiuni agreate prin acordurile semnate:

- realizare studii suplimentare pentru definirea în detaliu a tuturor măsurilor tehnice necesare în vederea interconectării; aceste studii s-au finalizat în decembrie 2021;
- implementare măsuri tehnice și de reglementare rezultate din studiile suplimentare în Republica Moldova și Ucraina. (termen inițial de finalizare – 2021);
- derularea testelor de interconectare conform procedurilor ENTSO-E (termen de finalizare estimat – 2023, în funcție de realizarea studiilor suplimentare și de implementarea măsurilor necesare).

Au fost prevăzute teste de funcționare izolată în anul 2022. În luna februarie 2022 s-au realizat teste de funcționare izolată și au fost reușite integral.

În anul 2023 erau prevăzute teste de funcționare interconectată, dacă testele de funcționare izolată aveau rezultate bune și dacă se implementau toate măsurile necesare.

Având în vedere conflictul apărut între Ucraina și Rusia, în data de 28.02.2022, Ucraina și Republica

Moldova au transmis o solicitare de interconectare sincronă în regim de urgență a sistemelor energetice ale celor două țări cu rețeaua energetică europeană.

S-a lucrat intens la nivelul ENTSO-E pentru elaborarea procedurilor necesare funcționării interconectate, și, pe fondul războiului din Ucraina, în data de 16 martie 2022 s-a realizat interconectarea în regim de urgență a sistemelor energetice ale Ucrainei și Republicii Moldova la sistemul energetic european, ENTSO-E – Europa Continentală, proces coordonat la nivelul ENTSO-E Grupa Regională Europa Continentală (RGCE).

În operarea interconectată a celor două sisteme în cadrul interconexiunii Europa Continentală (ENTSO-E), apar limitările generate de siguranța în funcționare la nivel regional și al întregii interconexiuni Europa Continentală.

La 30 iunie 2022, Ucraina și UE au început să comercializeze energie electrică.

Începând cu data de 15 octombrie 2022, Transelectrica organizează licitații zilnice pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Transelectrica organizează licitații zilnice pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

Începând cu luna octombrie 2024, Transelectrica organizează licitații lunare pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

În data de 2 noiembrie 2023 au fost implementate Regulile de Alocare Zilnică pe granița România-Ucraina. Ukrenergo – OTS din Ucraina organizează licitațiile de alocare de capacitate zilnică pe platforma EAP.

Activitatea consorțiului care a pregătit procesul de interconectare s-a încheiat. De asemenea, s-a încheiat activitatea grupei de proiect inițiale și s-a format o nouă grupă de proiect în cadrul Grupului Regional Europa Continentală din cadrul ENTSO-E, care coordonează toate activitățile aferente acestui subiect. Astfel, la nivelul ENTSO-E se derulează activități prin intermediul unor grupe de lucru dedicate, privind:

- stabilirea capacității de transfer în interconexiune, la nivelul profilului acesteia (respectiv, interconexiunile dintre Ucraina – Moldova, Ucraina – Ungaria, Ucraina – Slovacia, Ucraina – România și Republica Moldova – România);
- identificarea și procedurarea măsurilor de urgență în caz de avarii extinse sau imposibilitatea păstrării funcționării interconectate;
- elaborarea unui document legal (Multilateral Agreement) privind toate aspectele menționate anterior și cele de natură operațională, care să fie agreat la nivel ENTSO-E, de către toți OTS din zona sincronă Europa Continentală.

Proiecte de finanțare din Programul de Cercetare – Inovare al Uniunii Europene Horizon

Proiectele, la care Compania participă ca partener în cadrul consorțiilor trans-naționale, și-au continuat

derularea în perioada ianuarie-decembrie 2024 prezentând următoarele caracteristici:

Tabel 25: Proiecte de cercetare-inovare finanțate din programul HORIZON

Nr. crt.	Denumire Proiect	Data start	Durata (luni)	Valoare eligibilă estimată (euro)	Valoare maximă de rambursat (euro)	Procent de rambursare %	Acord de finanțare
1	TwinEU	ian.24	36	125.000	87.500	70	101136119 — TwinEU — HORIZON-CL5-2023-D3-01
2	ELECTRON	oct.21	36	245.000	171.500	70	101021936 — ELECTRON — H2020-SU-DS-2018-2019-2020 / H2020-SU-DS-2020
3	CyberSEAS	oct.21	36	217.235	152.064	70	101020560 — CyberSEAS — H2020-SU-DS-2018-2019-2020 / H2020-SU-DS-2020
4	FARCROSS	oct.19	48	183.750	128.625	70	864274 — FARCROSS — H2020-LC-SC3-2018-2019-2020/H2020-LC-SC3-2019-ES-SCC

Proiectul TwinEU

Proiectul TwinEU (Digital Twin for Europe) finanțat prin programul Horizon Europe, a demarat la data de 01.01.2024 și se va derula pentru o perioadă de 36 de luni.

Compania face parte din consorțiul format pentru dezvoltarea acestui proiect – care reunește 71 de parteneri din Europa, printre care se numără operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții.

Obiectivul proiectului vizează creșterea nivelului de eficiență și de penetrare a tehnologiilor Smart în cadrul rețelelor electrice conducând către o rețea cu adevărat inteligentă. Rezultatele proiectului sunt așteptate să contribuie la dezvoltarea unor noi arhitecturi de rețele inteligente, precum și la integrarea acestora în cadrul infrastructurii digitale europene.

Beneficiile estimate pentru Companie privind participarea în cadrul Consorțiului format pentru dezvoltarea proiectului TwinEU constau în instruirea și familiarizarea personalului cu soluțiile tehnice de dezvoltare a rețelei de transport folosind tehnologiile Smart și cu beneficiile pe care acestea le pot aduce sistemului, având în vedere necesitatea găsirii unor soluții pentru integrarea energiei din surse regenerabile la cotele stabilite în Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC) pentru anul 2030 și a îndeplinirii obligațiilor impuse de ANRE.

În trimestrul I al anului 2024, Compania a încasat prefinanțarea în sumă de 65.625 euro, reprezentând 75% din valoarea bugetului estimat la rambursare, iar activitatea în cadrul proiectului pentru anul 2024 a continuat conform graficului.

Proiectul ELECTRON

Proiectul ELECTRON (rEsilient and seLf-healed EleCTRical pOwer Nanogrid), finanțat prin programul Horizon 2020 al Uniunii Europene a dezvoltat tema de cercetare referitoare la construirea și testarea unei platforme complexe ce cuprinde analiza riscurilor, detectarea și limitarea intruziunii sistemului electroenergetic prin atacuri cibernetice, îmbunătățirea confidențialității componentelor sistemului electroenergetic, antrenarea și certificarea în domeniul cibernetic, precum și limitarea efectelor produse de atacatorii cibernetici. În acest context proiectul a conținut câteva idei după cum urmează:

- protecție suplimentară și eficientă atât pentru Internet of Things (IoT), cât și pentru activele de tip legacy (adică, atât entitățile hardware, cât și cele

software) ale ecosistemului Sistemului Electroenergetic,

- detectarea și limitarea potențialelor intruziuni împotriva dispozitivelor conectate la rețeaua electrică,
- implementarea unei scheme pentru evaluarea continuă a riscului, calculând astfel nivelul de risc al fiecărui activ implicat,
- îmbunătățirea confidențialității comunicațiilor dintre componentele infrastructurii avansate de măsurare (IAM),
- testarea eficienței platformei de conservare a confidențialității, pentru a preveni potențialele atacuri de criptanaliză împotriva comunicațiilor IAM.

Bugetul alocat Companiei a fost de 245.000 euro, iar suma încasată până la finalul proiectului pentru implicarea sa a fost de 145.775 euro.

Conform Acordului de finanțare nr. 101021936, Proiectul a fost structurat pe 10 pachete de lucru și a fost realizat în cadrul unui Consorțiu format din 34 parteneri, Compania fiind implicată în 9 pachete de lucru. Perioada de implementare a proiectului a fost de 36 de luni, continuându-și activitatea și pe parcursul anului 2024, finalizându-se în data de 30.09.2024. Evaluarea finală asupra proiectului a fost realizată în data de 25.11.2024, de către reprezentanții Comisiei Europene.

Proiectul CyberSEAS

Proiectul CyberSEAS (Cyber Securing Energy data Services), finanțat prin programul Horizon 2020 al Uniunii Europene. Obiectivul proiectului a fost de a îmbunătăți reziliența lanțurilor de aprovizionare cu energie, protejându-le de perturbări care exploatează interacțiunile consolidate și modelele de implicare extinsă ale părților interesate și ale consumatorilor în scenarii complexe de atac, caracterizate de prezența sistemelor moștenite și de conectivitatea tot mai mare a fluxurilor de date. Soluțiile CyberSEAS au fost validate prin campanii experimentale constând în peste 100 de scenarii de atac, testate în 3 laboratoare înainte de a trece la una dintre cele 6 infrastructuri de pilotare din cele 6 țări europene.

Proiectul a fost structurat pe 9 pachete de lucru, după cum urmează:

- Obiectivul WP1 este de gestionare și coordonare a proiectului CyberSEAS;
- Obiectivul WP2 este de a efectua o analiză amănunțită și interdisciplinară a vulnerabilităților legate de atacurile cibernetice de-a lungul întregului lanț de aprovizionare cu energie;

- Obiectivul WP3 este de a oferi designul arhitectural al setului de instrumente CyberSEAS, pornind de la vulnerabilitățile și amenințările identificate în WP2;
- Obiectivul WP4 este de a oferi instrumente care să sprijine operatorii EPES să detecteze rapid și să răspundă eficient la atacurile și incidentele cibernetice;
- Obiectivul WP5 este de a oferi operatorilor EPES instrumente care îi ajută în prevenirea amenințărilor cibernetice;
- Obiectivul WP6 este de a lega operatorii EPES și alte părți interesate pentru a crea un spațiu comun de date energetice securizat cibernetic;
- Obiectivul WP7 este validarea CyberSEAS prin rafinarea listei de scenarii care vor fi apoi pilotate prin campanii experimentale;
- Obiectivul WP8 este de a promova cultura lanțului de aprovizionare cu energie cyber-rezistent și definește, pornind de la practicile și guvernanta actuale, procesele de colaborare între operatorii individuali din lanțul de aprovizionare cu energie, precum și între operatorii altor infrastructuri EPES;
- Obiectivul WP9 este de a sprijini alinierea măsurilor de securitate CyberSEAS la piață și de a încuraja adoptarea acestora.

Bugetul alocat Companiei a fost de 217.235 euro, iar suma încasată de către Companie pentru implicarea sa în cadrul proiectului a fost de 129.254 euro.

Conform Acordului de finanțare nr. 101020560 și Consortium Agreement, la realizarea proiectului au participat 26 parteneri, Compania fiind implicată în 6 din cele 9 pachete de lucru ale proiectului. Perioada de implementare a proiectului a fost de 36 de luni, continuându-și activitatea și pe parcursul anului 2024, finalizându-se în data de 30.09.2024. Evaluarea finală asupra proiectului a fost realizată în data de 06.11.2024, de către reprezentanții Comisiei Europene.



Proiectul FARCROSS

Proiectul FARCROSS (FACilitating Regional CROSS-border Electricity Transmission through Innovation) a fost demarat în octombrie 2019 cu o durată de 48 luni, și a fost încadrat în programul „Horizon 2020” al Comisiei Europene pe axa LC-SC3-ES-2-2019. A presupus conectarea părților interesate importante din lanțul de transformare al energiei și prezentarea de soluții integrate de hardware și software pentru a “debloca” resursele pentru fluxurile de energie electrică transfrontaliere și pentru cooperare regională.

Proiectul a avut în vedere:

- abordarea tehnologiilor de înalt nivel, care să faciliteze mărirea capacității de transfer a liniilor (de ex. Dynamyc Line Rating și Power Flow Control);
- dezvoltarea piețelor și a platformelor de cuplare a piețelor pentru îmbunătățirea piețelor actuale intra-day;
- managementul în timp real al incidentelor
- suport pentru managementul sistemelor, prin asigurarea echilibrului și al serviciilor de reducere a riscului, la nivel regional
- testarea serviciilor de asigurare a flexibilității, pentru evitarea congestiilor, a reglării frecvenței și pentru integrarea flexibilă a micreștelor care generează/utilizează energie electrică.
- proiectul este structurat pe 10 pachete de lucru, astfel:
- WP1 - cerințe de etică pe care proiectul trebuie să le respecte.
- WP2 - managementul proiectului și asigurarea calității
- WP3 - modificări ale reglementărilor naționale privind eliminarea barierelor pentru inovații și cooperare transfrontalieră.
- WP4 - Desfășurarea, demonstrația și evaluarea proiectului pilot - MPFC DEMO: Deblocarea capacității transfrontaliere cu soluții modulare de control al debitului de putere
- WP5 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - DLR-H DEMO: Management complex de rețea, tehnologie pentru tratarea problemelor legate de capacitatea liniilor de transport transfrontaliere.
- WP6 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - WAMS DEMO: Implementarea unei zone largi privind Sistemul de protecție, automatizare și control (WAMPAC) aplicat sistemelor de transmisie transfrontalieră.

- WP7 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot – DEMO, EUROPAN: pan-european Cadru de modelare pentru îmbunătățirea planificării / prognozei funcționării sistemului și analiza la nivel inter-TSO.
- WP8 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - OPTIM-CAP DEMO: Co-optimizarea algoritmului de licitație de capacitate transfrontalieră.
- WP9 - Analiza cost-beneficiu. Evaluarea rezultatelor.
- WP10 - Exploatare, diseminare și comunicare.

Compania a făcut parte din consorțiul de 30 parteneri, format pentru derularea proiectului, conform Acordului de finanțare nr. 864274 și Consortium Agreement, având alocată suma de 183.750 euro cheltuieli eligibile. Proiectul a fost încheiat în anul 2024.

Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network)

CARMEN se numără printre cele 5 proiecte din aria tematică "Implementarea rețelelor inteligente", având indicativul 12.2 - CARMEN (BG, RO), pentru a consolida cooperarea transfrontalieră OTS-OTS, pentru a investi în extinderea rețelei și a crește capacitatea de integrare a noilor surse regenerabile și pentru a îmbunătăți stabilitatea, securitatea și flexibilitatea rețelei.

C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A., Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD, Operatorul de Transport și de Sistem din Bulgaria și Electrodistribution Grid West – Operator de Distribuție din Bulgaria, în calitate de Parteneri activi în cadrul Proiectului, vor face demersuri pentru obținerea finanțării din fonduri nerambursabile prin depunerea unei aplicații unice în cadrul apelului / apelului de propuneri lansat în anul 2024 prin Mecanismul pentru Interconectarea Europei (CEF).

În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A., în cazul în care aplicația ce va fi depusă în cadrul apelului/apelurilor de propuneri de proiecte prin CEF va fi aprobată, va putea beneficia de fonduri nerambursabile pentru următoarele Obiective de investiții:

- „Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori;
- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni, Dumbrava – Stejaru și Gutinaș - Dumbrava”;
- „Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE);

- „Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”;
- *Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:*

Principalele obiective ale proiectului vizează modernizarea și digitalizarea rețelei de transport și distribuție a energiei electrice, participând la îmbunătățirea:

- stabilității și capacității rețelei de a integra energia produsă din surse regenerabile prin modernizarea echipamentelor în funcțiune;
- reglajului de tensiune coordonat la nivelul rețelelor de transport și distribuție;
- calității și cost-eficienței serviciilor oferite clienților;
- securității și flexibilității rețelei, prin introducerea tehnologiei Demand Side Management;
- gestionării rețelelor prin schimb de date și implementarea funcționalităților Smart Grid;
- interconexiunii cu infrastructura de transport, prin creșterea securității, flexibilității și calității rețelei de distribuție în regiune;
- monitorizarea stării sistemului interconectat în timp real, prin fluxurile de putere activă și reactivă atât pe liniile de interconexiune, cât și pe linii interne.

Beneficiile anticipate de implementarea Proiectului pot fi evidențiate în trei categorii majore:

- Beneficii economice și societale:
 - Reducerea costurilor de operare și mentenanță;
 - Reducerea pierderilor de energie electrică;
 - Creșterea eficienței serviciilor prin implementarea tehnologiilor smart grid;
 - Creșterea gradului de interconectivitate concretizată în siguranță, disponibilitate și flexibilitate la nivelul infrastructurii naționale și europene de transport și distribuție;
 - Creșterea nivelului de observabilitate a rețelei transfrontaliere și a capacității operaționale la nivelul conducerii prin dispecer.
- Beneficii pentru clienți / prosumatori:
 - Îmbunătățirea indicatorilor de calitate a rețelei de energie electrică;
 - Creșterea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile, inclusiv energia de la prosumatori;
- Beneficii de mediu:
 - Reducerea emisiilor prin modernizarea și digitalizarea infrastructurii de transport al energiei electrice;

- Asigurarea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile;
- Implementarea tehnologiilor non-poluante, de ultimă generație, din categoria Best Available Technologies;
- Creșterea sustenabilității rețelei pe termen lung prin înlocuirea echipamentelor primare uzate tehnic.

Durata estimată a proiectului este de 36 luni.

Proiectul CARMEN este inclus pe prima listă a Uniunii Europene de proiecte de interes comun (PCI) și proiecte de interes mutual (PMI) în temeiul Regulamentului (UE) nr. 2022/869 TEN-E revizuit, care a fost adoptat de Comisia Europeană la 28 noiembrie 2023.

National Phasor Data System (NPDS) connected to International Phasor Data Exchange Platformă Națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE)

Proiectul „National Phasor Data System connected to International Phasor Data Exchange – Platformă Națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE)” reprezintă pachetul de lucru (subproiectul) cu numărul 9 al proiectului CARMEN – „Carpathian Modernized Energy Network”, primul Proiect de Interes Comun din aria tematică Smart Grid dezvoltat pe teritoriul României, Ungariei și Bulgariei.

10.2. Platforme

Platforma FSKAR

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem la nivelul ENTSO-E reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie.

Noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, astfel încât implicit au fost eliminate compensările bilaterale în natură, pe care Transelectrica le înregistra distinct în Bugetul de

Proiectul are o perioadă de implementare de 1 an și constă în realizarea unei noi platforme ca o extindere a platformei naționale existente și conectarea acesteia la International Phasor Data Exchange (localizată la Praga în cadrul CEPS - OTS din Cehia), platformă internațională utilizată în comun, acoperind zone extinse de rețea și implicit magistrale transfrontaliere de rețea, cu acces și schimb de date între partenerii zonali de interconexiune.

Noua Platformă va fi realizată într-o structură redundantă și va asigura schimbul de date operative între Operatorii de Transport și de Sistem din România, Cehia, Slovacia, Bulgaria și Ungaria cu un nivel ridicat de securitate, pentru monitorizarea funcționării și analiza evenimentelor de interes pe magistrale extinse (transfrontaliere) de transport al energiei electrice.

Obiectivele specifice ale Platformei Naționale de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE):

- acces național și regional la datele din sistemul de sincrofazori pentru o mai bună observabilitate și o funcționare sigură a rețelei;
- disponibilitatea unor date importante și de calitate (rezoluție mare) pentru analize posteveniment;
- simplificarea modului de schimb de date între Operatorii de Transport și Sistem;
- membri IPDE vor putea alege să primească date de la orice PMU, de la orice membru IPDE.

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

Metodologia de calcul FSKAR, denumită Accounting and Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period s-a implementat de la data de 1 Iunie 2021.

Centrele de Decontare de la Amprion Germania și Laufenburg Elveția transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare de 15 minute.

Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO-E, fiind exprimat în Euro/MWh.

În conformitate cu Deciziile de aprobare, la nivelul membrilor ENTSO-E, operatorii de transport și sistem au dezvoltat la Centrul de Calcul Coordonat – Amprion

o platformă de stabilire a dezechilibrelor Operatorilor de Transport și Sistem denumită platforma FSKAR

JAO a fost desemnat operator pentru serviciul de facturare lunară a energiei rezultate din schimburile intenționate și din schimburile neintenționate. Facturarea se realizează în Euro, ore CET.

Platforma CMM

Pe data de 01.03.2021 a intrat în vigoare Contractul privind furnizorul de servicii comune pentru platforma CMM (Capacity Management Module).

În cursul anului 2020 a fost aprobat de către ENTSO-E Market Committee, dezvoltarea unei platforme informatice, denumită CMM care să calculeze și să armonizeze capacitățile disponibile pe liniile de interconexiune între țările membre în proiectele PICASSO, IGCC, TERRE și MARI.

Totodată, prin Decizia ACER nr. 02/2020 pentru Cadrul de implementare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare pentru restabilirea frecvenței prin activare automată și prin Decizia ACER nr. 03/2020 pentru Cadrul de implementare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare pentru restabilirea frecvenței prin activare manuală, a fost aprobat ca Operatorii de Transport de Sistem să implementeze o funcție de management a capacității transfrontaliere, care să calculeze în mod coordonat disponibilitatea acestei capacități și transmiterea valorilor către platformele pe care se tranzacționează produsele standard de echilibrare.

Dezvoltarea și operarea CMM se vor realiza cu respectarea principiilor și dispozițiilor stabilite în Contractul Principal pentru platformele europene de echilibrare din 01.07.2020 (denumit în continuare „Acordul principal”); Pe data de 01.03.2021 a intrat în vigoare Contractul privind furnizorul de servicii comune pentru platforma CMM.

În prezent platforma CMM a fost dezvoltată la operatorul de transport și sistem din Republica Cehă, ČEPS și pusă în funcțiune de vedere tehnic în octombrie 2023. Platforma gestionează capacitatea transfrontalieră de schimb de energie a operatorilor de sisteme de transport din Europa. Principala țintă a platformei este de interfațare cu platformele europene de schimb de energie de echilibrare TERRE, MARI, PICASSO și IGCC.

Platforma IGCC - International Grid Control Cooperation

Proiectul IGCC reprezintă proiectul de referință și punctul de plecare pentru crearea Platformei Unice Europene de Compensare a Dezechilibrelor în timp real (Imbalance Netting).

Cadrul de implementare pentru platforma europeană de compensare a dezechilibrelor a fost aprobat de către ACER în data de 24 iunie 2020, prin Decizia nr. 13/2020.

Obiectivul principal al acestui proces îl reprezintă reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de restabilire a frecvenței cu activare automată RRFa, la nivel de ansamblu

La data de 1 decembrie 2021, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica, a fost conectat la serverele TransnetBW Germania, realizându-se astfel integrarea modului IGCC local al Transelectrica la funcția de proces INPF (Imbalance Netting Process Function) localizată în Wendlingen (server principal), respectiv Esslingen (server de rezervă) Germania.

Prin această alăturare, Compania s-a conformat obligațiilor legale instituite prin Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (art. 22).

Ca rezultat al derulării acestui proiect cantitatea de energie evitată la activare în cadrul platformei de compensare a dezechilibrelor IGCC compensată în anul 2024 a fost de 252,7 GWh (import) în sensul creșterii de putere, respectiv de 369,9 GWh (export) în sensul reducerii de putere. Beneficiul obținut din participarea la acest mecanism a fost de aproximativ 225 mil. euro, sumă care reprezintă o diminuare a costurilor rezultate în Piața de Echilibrare de care beneficiază toți furnizorii de rezervă de reastabilire cu activare automată (FFRa) participanți la piața de echilibare din România.

Platforma MARI – Platforma europeană pentru schimburi de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală (proiect european MARI)

În conformitate cu articolul 20 din *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică*, toți OTS dezvoltă și operează o platformă europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală („Platforma MARI”).

De la data de 01 ianuarie 2018, Transelectrica a devenit membru cu drepturi depline în proiectul european MARI (Manually Activated Reserves Initiative), proiect care se ocupă cu implementarea și exploatarea platformei comune folosită pentru serviciul restaurare a frecvenței prin activare manuală (RRFM).

În prezent platforma MARI se află în funcțiune operațională din luna octombrie 2022, cu OTS din Germania, Austria, Spania, Portugalia, Republica Cehă, Slovacia și Țările Baltice.

Platforma PICASSO – Platforma europeană pentru schimburi de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată

În conformitate cu articolul 21 din *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică*, toți OTS dezvoltă și operează o platformă europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței prin activare automată („Platforma PICASSO”).

De la data de 01 octombrie 2018, Transelectrica a devenit membru cu drepturi depline în proiectul european PICASSO (Automatic Activated Reserves Initiative), proiect care se ocupă cu implementarea și exploatarea platformei comune folosită pentru serviciul de restaurare a frecvenței prin activare automată (RRFa).

Platforma numără în prezent un total de 30 de operatori de transport și de sistem, dintre care 26 au statut de membru – ADMIE Grecia, APG Austria, Elia Belgia, ESO – EAD Bulgaria, Swissgrid Elveția, CEPS Republica Cehă, 50Hz Germania, Amprion Germania, TenneT DE Germania, TransnetBW Germania, Energinet Danemarca, RTE Franța, HOPS Croația, MAVIR Ungaria, Terna Italia, CREOS Luxemburg, TenneT NL Țările de Jos, Transelectrica România, PSE Polonia, REN Portugalia, ELES Slovenia, REE Spania, SEPS Slovacia, Fingrid Finlanda, Svenska Kraftnät Suedia, Statnett Norvegia, respectiv 4 membri cu statut de observator – AS Augstsprieguma tīkls – Letonia, Litgrid AB – Lituania, Elering AS – Estonia și MEPSO Macedonia de Nord.

În prezent platforma PICASSO se află în funcțiune operațională din luna iunie 2022, cu OTS din Germania, Austria, Republica Cehă, Slovacia, Olanda, Italia, Belgia și Bulgaria.

Integrarea instalațiilor de stocare cu baterii de acumulare în SEN

La data de 01 februarie 2025, la nivelul SEN instalațiile de stocare cu baterii de acumulare dețineau licență de exploatare 13 facilități de stocare, totalizând o putere instalată de 137,2 MW, energia disponibilă fiind de 269 MWh.

Din totalul instalat, valoarea calificată pentru furnizarea serviciilor de sistem, cumulat la creștere și la reducere de putere, este de 143 MW pentru

furnizarea de RRFa, 136 MW pentru RRFm și respectiv 129 MW pentru RI.

Este important de menționat faptul că primul furnizor de rezerve utilizând facilități de stocare, a intrat în exploatare comercială încă din a doua jumătate a anului 2023.

Începând cu data de 01 iulie 2024, CNTEE Transelectrica SA a fost pus în funcțiune noul sistem informatic al pieței de echilibrare DAMAS II și a actualizat sistemul informatic EMS – SCADA.

Noul Sistem informatic al pieței de echilibrare, DAMAS II are ca scop reabilitarea funcțională a platformei informatice a Pieței de Echilibrare – DAMAS și aducerea acestuia la parametrii de funcționare normali, prin înlocuirea echipamentelor uzate tehnologic și moral și migrarea/actualizarea aplicațiilor specifice Pieței de Echilibrare în vederea armonizării proceselor specifice piețelor de energie electrică administrate de către CNTEE Transelectrica SA cu procesele similare ale operatorilor de transport și de sistem din Europa.

Aceasta s-a realizat în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL), ale Regulamentului (UE) nr. 943/2019 privind piața internă de energie electrică (reformare), ale Regulamentului (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și ale Ordinilor ANRE privind condițiile de decontare la un interval de 15 minute, a Regulamentelor de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor Părților Responsabile cu Echilibrarea, a Clauzelor și Condițiilor pentru Furnizori de Servicii de Echilibrare și a Părților Responsabile cu Echilibrarea.

Actualizarea sistemului informatic EMS – SCADA a fost dezvoltată prin extinderea unor funcții noi și a modificări de software pentru implementarea regulilor de operare la nivel regional prin intermediul unor centre de coordonare a securității și un nou design de funcționare a piețelor de energie, rezultat din cuplarea regională a piețelor, inclusiv a celor apropiate de timpul real (de echilibrare).

10.3. Afilieri

Având în vedere rolul important al C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conducerea SEN și a pieței de electricitate, activități cu o puternică dimensiune națională și internațională, Compania este membră în

organizații și organisme naționale și internaționale de profil și are în vedere să participe în continuare la activitatea acestora. În calitate de membru, reprezentanții companiei fac parte din comitetele și grupele de lucru ale acestor organizații, participă la luarea deciziilor, la elaborarea de studii și expertize științifice. De asemenea, Transelectrica este implicată în dezvoltarea unor proiecte cu impact regional și pan-european.

ENTSO-E - Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică

ENTSO-E este structura de cooperare între Operatorii de Transport și Sistem (OTS) din Europa, atât la nivel pan-european cât și la nivel regional, având un rol esențial în promovarea pieței interne europene a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice coordonate a rețelei europene de transport de energie electrică. Participarea OTS-urilor din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul UE nr. 943/2019).

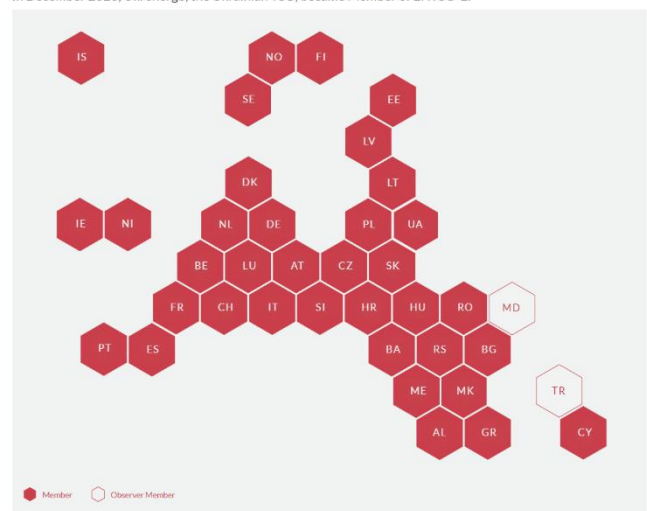
La nivelul Operatorilor de Transport și de Sistem din domeniul energiei electrice, ENTSO-E – European Network for Transmission System Operators, contribuie la dezvoltarea cooperării și coordonării între Operatorii de Transport și de Sistem în vederea asigurării unei funcționări sigure și în parametri de calitate a sistemelor electroenergetice interconectate, a gestionării unui acces eficient și transparent la rețelele de transport transfrontaliere, a integrării piețelor de energie electrică la nivel regional și ulterior european (IEM – piața unică europeană de electricitate) și pentru a asigura o planificare coordonată și eficient orientată spre viitor a sistemului de transport al energiei electrice în cadrul Comunității.

Asociația promovează aspecte importante ale politicii în domeniul energiei, devenind vocea comună a tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem din Europa față de Comisia Europeană, reglementatori (ACER) și alți stakeholderi, prin care aceștia își exprimă pozițiile coerente și coordonate față de problematica energetică la nivel regional și pan-european, punctele de vedere ale Asociației față de documentele comunitare fiind apreciate de către Comisia Europeană ca și contribuții importante la elaborarea viitoarelor pachete legislative în domeniul energiei.

Transelectrica este membru activ în toate structurile ENTSO-E (Adunarea Generală, Comitete, Grupuri Regionale și Grupe de Lucru), specialiștii noștri având o participare activă și constantă la activitatea

organizației, promovând interesele Companiei, atât în plan regional cât și european. Reuniunile la nivel de Comitete, Grupe Regionale, echipe de lucru ad-hoc și workshopuri organizate în cadrul ENTSO-E, servesc drept forum de dezbatere și vin în sprijinul pregătirii unor soluții realiste în procesul de reglementare și de implementare a proiectelor din sectorul energetic. Mai mult, acestea asigură susținerea intereselor României în negocierile pe care Asociația le poartă cu entitățile competente la nivel european, și anume Comisia Europeană și ACER – și reprezintă și o oportunitate de a intra în contact cu actori cheie de pe scena europeană în sectorul energetic, de a prezenta poziția Transelectrica privind unele subiecte de interes și de a influența cursul deciziilor și evoluția unor acțiuni.

In December 2023, Ukrenergo, the Ukrainian TSO, became Member of ENTSO-E.



SECI – South East Cooperation Initiative

Proiectul SECI TSP a fost finanțat până în octombrie 2017 de către USAID, iar începând cu noiembrie 2017 proiectul SECI TSP a devenit proiect special în cadrul ENTSO-E, funcționând ca subgrupă a Grupei Regionale Continental Sud-Est (RG CSE).

În cadrul proiectului SECI TSP sunt implicate 10 țări/companii: Albania – OST; Bosnia și Herțegovina – NOS BiH; Slovenia – ELES; Macedonia de Nord – MEPSO; România – Transelectrica; Serbia – EMS; Muntenegru – EPCG, Grecia – IPTO, Italia – TERNA și Kosovo – KOST, iar participarea Transelectrica la acest proiect special SECI TSP a fost aprobată în decursul anului 2017.

CIGRE – Consiliul internațional al marilor rețele electrice de înaltă tensiune

CIGRE (Conseil International des Grands Reseaux Electriques) - este un organism tehnico-științific internațional ce are ca obiectiv de bază dezvoltarea cunoștințelor în domeniul rețelelor de înaltă tensiune și schimbul de informații între țările membre privind: producerea și transportul energiei electrice la înaltă

tensiune, construcția și exploatarea stațiilor de conexiune și transformare și echipamentele componente ale acestora; construcția, izolația și exploatarea liniilor de înaltă tensiune; interconectarea sistemelor și exploatarea și protecția sistemelor interconectate.

CIGRE este cea mai mare organizație mondială profesională din industria energetică și are peste 17500 de experți din întreaga lume care lucrează activ în programe de lucru structurate, coordonate de comitetele de studiu CIGRE, supravegheate de Consiliul Tehnic. Obiectivele lor principale sunt proiectarea și implementarea sistemului energetic pentru viitor, optimizarea echipamentelor și sistemelor energetice existente, respectarea mediului și facilitarea accesului la informații.



Totodată din ianuarie 2023 s-a înființat forumul "Women in Energy". CIGRE WiE România va avea drept misiune să inspire și motiveze femeile care activează în domeniul energetic ajutând la formarea de legături către experți de la nivel mondial și modele de urmat, precum și pentru a demonstra influența și rolul comunităților profesionale feminine.

Structura WiE se adresează femeilor inginer asigurându-le suportul pentru recunoașterea și creerea competențelor profesionale.

Viziunea WiE este cea a unui forum dedicat doamnelor care lucrează în energie conceput pentru a dezvolta interacțiunea, dezvoltarea carierei, creșterea încrederii în sine și îmbunătățirea abilităților profesionale.

Primul comitet director care conduce activitatea este reprezentat de două doamne care activează în sectorul energetic în cadrul Transelectrica-Dispeceratului Energetic National.

AIR - Asociația Investitorilor din România în Republica Moldova

AIR este o asociație neguvernamentală, apolitică, nonprofit și de utilitate publică, creată ca o „uniune de persoane juridice”, în conformitate cu Constituția Republicii Moldova și Codul Civil al Republicii Moldova. Participarea Companiei în cadrul acestei Asociații are următoarele avantaje și permite:

- facilitarea colaborării cu operatorul omolog și cu alte companii din domeniul energiei electrice din Republica Moldova,
- o mai bună identificare a posibilităților de valorificare a expertizei deținute de Companie în dezvoltarea, operarea și întreținerea rețelelor de transport al energiei electrice și a rețelelor de telecomunicații conexe și informaticii de proces aferente, cât și în implementarea legislației europene incidente operatorilor de transport și sistem, prin desfășurarea de activități lucrative în cadrul sectorului energetic din Republica Moldova,
- posibilitatea promovării, împreună cu membri Asociației, a unor inițiative legislative în interesul investitorilor români.

Asociația este constituită și își desfășoară activitatea în baza principiilor libertății de asociere, legalității, transparenței, egalității în drepturi a tuturor membrilor, liberei exprimări a opiniei de către toți membri și accesul lor la orice informație ce ține de activitatea Asociației, autoadministrării și autogestiei.

LWA - Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune

Asociația promovează concepția, proiectarea și utilizarea tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST), îndeplinind un rol de supraveghere și consultanță în domeniu, fără atribuții de execuție de lucrări având ca obiective:

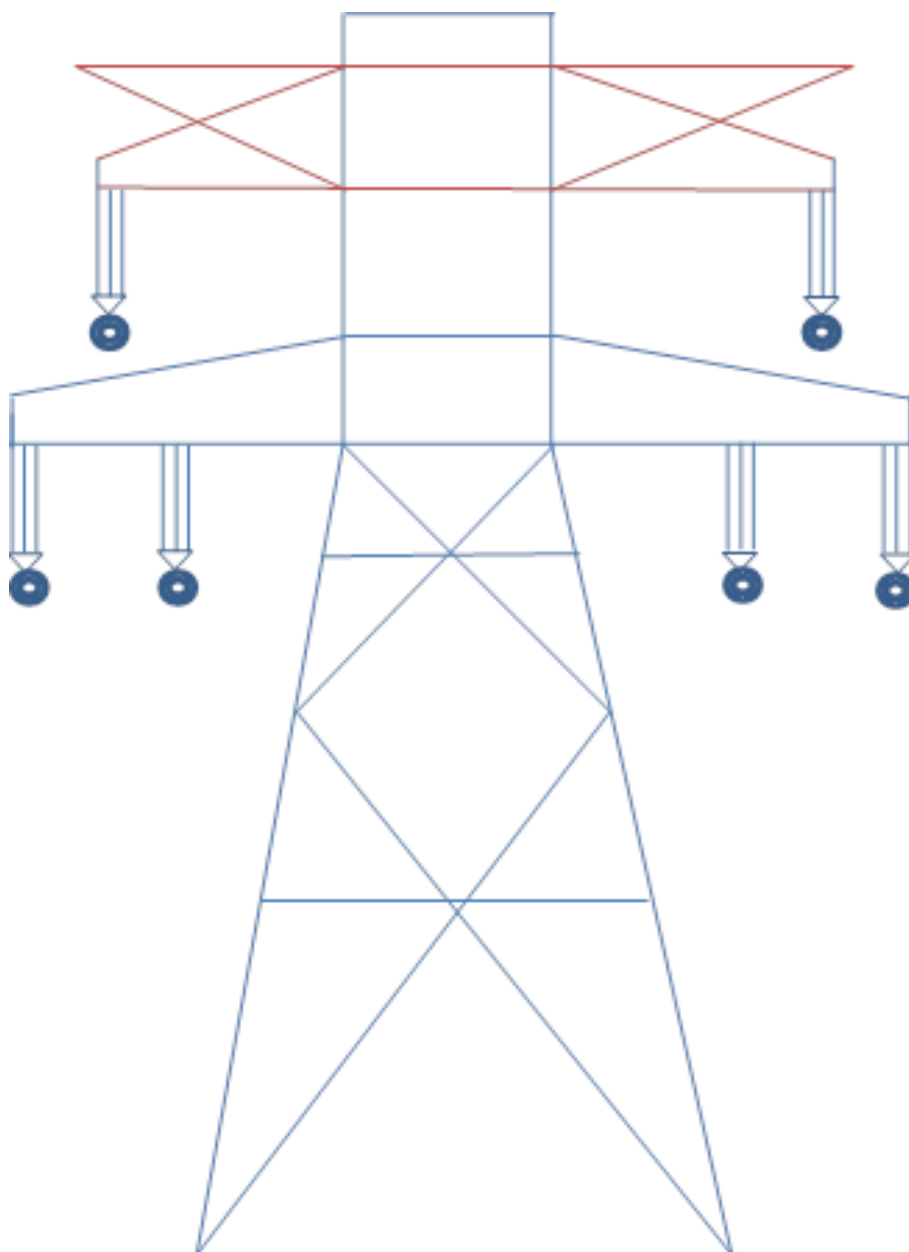
- propunerea strategiei de LST pentru toate tipurile de rețele electrice din România;
- urmărirea realizărilor pe plan mondial în domeniul LST;
- organizarea și participarea la manifestări științifice în domeniul LST;
- organizarea și solicitarea de schimburi de experiență cu firme din țară și străinătate, care aplică tehnologia LST;
- participarea la omologarea sau experimentarea dispozitivelor de lucru sub tensiune sau a tehnologiilor de lucru sub tensiune, la solicitarea furnizorilor de servicii și produse;
- participarea la editarea unor buletine sau reviste în domeniul LST;
- promovarea, în învățământul tehnic românesc, de cunoștințe tehnice, standarde și tehnologii privind LST;
- reprezentarea României în cadrul „Live Working Association” (LWA) – Asociația Lucrului sub Tensiune;
- colaborarea cu alte asociații și fundații, persoane fizice și juridice, în vederea realizării scopului și obiectivelor asociației.

ISSA – Asociația internațională pentru securitate socială/ocupațională

ISSA (International Social Security Association) este o organizație care aduce împreună instituții, companii și entități administrative din diferite țări ale lumii care se confruntă cu unul sau mai multe aspecte ale securității sociale/ocupaționale. Activitatea se desfășoară în cadrul a numeroase secțiuni, pe domenii de activitate. Una dintre acestea, care își desfășoară activitatea sub coordonarea Comisiei speciale ISSA pentru prevenție, este „Secțiunea pentru electricitate, gaz și apă”.

Asigurarea securității și sănătății la locul de muncă a fost de mult recunoscut ca fiind un principiu umanitar fundamental. Aceasta înseamnă, pentru secțiunea mai sus amintită, protecția lucrătorilor împotriva accidentelor de muncă și îmbolnăvirilor profesionale datorate electricității și a radiațiilor ionizante.

Obiectivul general al Secțiunii Electricitate este reprezentat de reducerea numărului de accidente, îmbunătățirea standardelor privind securitatea în muncă, adoptarea unor practici corecte privind securitatea și sănătatea la locul de muncă.





Raport Financiar

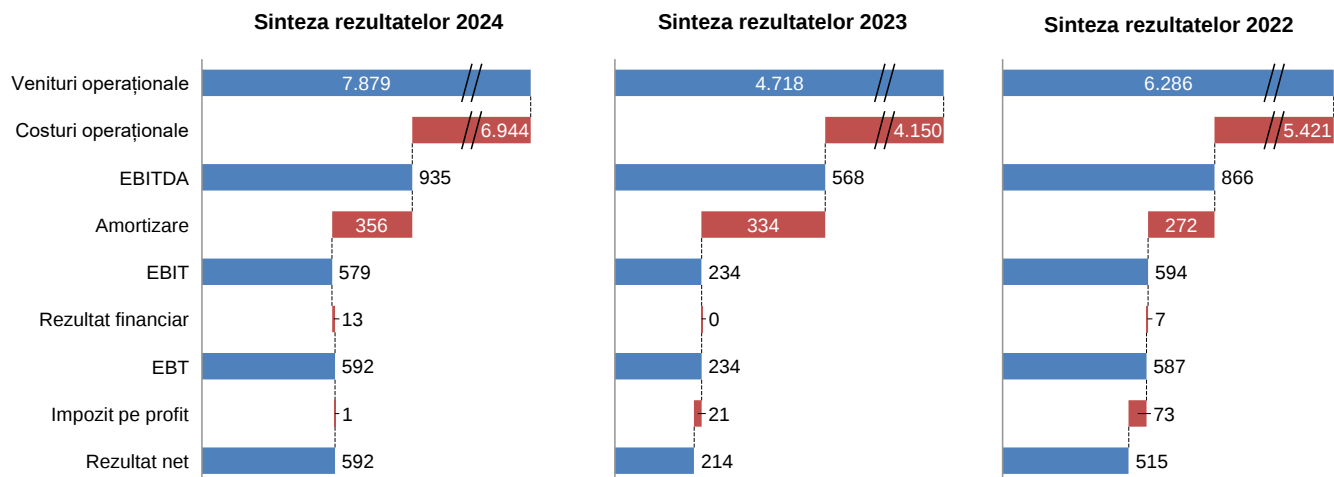


11. Rezultate financiare separate 2024

Veniturile totale operaționale ale Companiei realizate în intervalul ianuarie-decembrie 2024 au înregistrat o creștere în procent de 67% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (7.879 mil lei în 2024 față de 4.718 mil lei în 2023) în contextul impactului semnificativ a veniturilor din activitățile zero-profit.

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizare) au înregistrat o creștere în procent de 63% comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent (7.301 mil lei în anul 2024 față de 4.484 mil lei în anul 2023) în contextul impactului semnificativ a creșterii cheltuielilor din activitățile zero-profit.

Figura 28: Rezultatul net (mil. lei)



Segmentul activităților cu profit permis: a înregistrat o creștere cu 12% a veniturilor (2.343 mil lei în anul 2024 față de 2.090 mil lei în anul 2023) în principal pe fondul creșterii veniturilor din tariful reglementat, în contextul creșterii cantității tarificate de energie (+2,8%), a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor din ajutoare de avarie, a veniturilor din capitalizare CPT și înregistrarea unor venituri conjuncturale, provenite din câștigarea litigiului cu ANAF, sentința 6169/2023, transmisă Companiei în luna mai 2024.

Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (2.087 mil lei în 2024 față de 1.988 mil lei în 2023) a fost influențată în principal, de creșterea cantității de energie electrică, cât și de tariful aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 75 mil. lei (+5%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

Veniturile din alocare capacitate de interconexiune în sumă de 282 mil lei, au înregistrat o diminuare (-61 mil lei), comparativ cu anul 2023.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 actualizat și Regulamentul UE nr. 943 din 05 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, fiind sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Veniturile nete din alocarea capacităților de interconexiune (net de impozitul pe profit) se utilizează pentru realizarea de investiții în rețeaua electrică de transport pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Compania a înregistrat în 2024 **venituri din capitalizarea CPT** în sumă de 102 mil lei (venit nemonetar) față de 13,7 mil lei venit înregistrat în anul 2023, reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 30 decembrie 2024.

Costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) au fost în sumă de 609 mil lei pentru anul 2024, cu 90 mil lei mai mari decât în anul precedent (+17%), în contextul înregistrării unei cantități nete de CPT de 949 GWh, în scădere ușoară față de cantitatea de 999 GWh a anului 2023, și a unor prețuri medii de achiziție mai mari pe toate piețele (Piața Contractelor Bilaterale, Piața pentru Ziua Următoare, Piața Intrazilnică și Piața de Echilibrare).

Costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către ANRE, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Menționăm că venitul din capitalizarea CPT este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eșalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani (2024-2028) în conformitate cu prevederile legislative incidente.

Segmentul activităților cu profit zero: Pe zona activităților cu profit zero, s-a înregistrat o creștere semnificativă pe parcursul anului 2024 a veniturilor și a costurilor pe piața de echilibrare, în procent de 119% comparativ cu anul 2023. Acest segment a avut o pondere de 63% în veniturile totale operaționale înregistrate în anul 2024, din care, valoarea cea mai mare este reprezentată de piața de echilibrare.

Cheltuielile din activități zero profit au înregistrat de asemenea o creștere, în principal pe fondul majorării costurilor pe piața de echilibrare.

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

Începând cu data de 01 iulie 2024 a intrat în vigoare Ordinul ANRE privind aprobarea clauzelor și condițiilor în materie de echilibrare, Ordinul ANRE nr.127/08.12.2021 pentru aprobarea *Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei publicat în Monitorul Oficial nr. 1196 din 17 decembrie 2021, cu modificările și completările ulterioare.*

11.1. Contul separat de profit și pierdere

Mil. Lei	2024	2023	2022		24/23*
Volum tarifat de energie [TWh]	51,82	50,39	52,18	▲	2,8%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS					
Venituri operaționale	2.343	2.090	2.319	▲	12%
Transport și alte venituri din piața de energie	2.087	1.988	1.930	▲	5%
Alte venituri	256	102	389	▲	151%
Costuri operaționale	(1.455)	(1.382)	(1.474)	▼	(5%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(716)	(640)	(902)	▼	(12%)
Reparații și mentenanță	(129)	(115)	(108)	▼	(12%)
Cheltuieli cu personalul	(373)	(348)	(306)	▼	(7%)
Alte costuri	(238)	(278)	(158)	▲	15%
EBITDA	888	708	845	▲	25%
Amortizare	(356)	(334)	(272)	▼	(7%)
EBIT	531	374	573	▲	42%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT					
Venituri operaționale	5.537	2.628	3.967	▲	111%
V.Servicii de sistem	571	359	488	▲	59%
V.Piața de echilibrare	4.966	2.269	3.479	▲	119%
Costuri operaționale	(5.489)	(2.768)	(3.946)	▼	(98%)
Ch. Servicii de sistem	(524)	(499)	(467)	▼	(5%)
Ch. Piața de echilibrare	(4.966)	(2.269)	(3.480)	▼	(119%)
EBIT	48	(140)	21	-	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)					
Venituri operaționale	7.879	4.718	6.286	▲	67%
Costuri operaționale	(6.944)	(4.150)	(5.421)	▼	(67%)
EBITDA	935	568	866	▲	65%
Amortizare	(356)	(334)	(272)	▼	(7%)
EBIT	579	234	594	▲	147%
Rezultat financiar	13	0,3	(7)	▲	n.a
EBT	592	234	587	▲	153%
Impozit pe profit	(6)	(21)	(73)	▲	70%
Profit net	586	214	515	▲	174%
Profit net pe acțiune	7,99	2,91	7,02	▲	174%

*▲ (impact pozitiv) Venituri (+), ▲ (impact pozitiv) Cheltuieli (-)

Activități cu profit permis

Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie–decembrie 2024, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile

prestate pe piața de energie electrică (51,82 TWh) a înregistrat o creștere de 2,8% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023 (diferența între cele două perioade fiind de 1,4 TWh).

Tabel 26: Venituri din activitățile cu profit permis

Mil. lei	2024	2023	2022		24/23
Venituri operaționale	2.343	2.090	2.319	▲	12%
Transport și alte venituri din Piața de Energie	2.087	1.988	1.930	▲	5%
Venituri din tarif transport	1.619	1.545	1.401	▲	5%
Venituri din interconexiune	282	343	399	▼	(18%)
Alte venituri din transport	185	100	130	▲	85%
Schimburi de energie	-	-	0,15	—	n/a
Alte venituri	256	102	389	▲	151%

În intervalul ianuarie-decembrie 2024 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o diminuare, de la 343 mil lei în 2023 la 282 mil lei în 2024 motivată de următoarele:

- *Nivelul 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,*
- *Alocările implicite, în care se atribuie simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.*

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.

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

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

pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

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

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost la 2024 în sumă de 25,8 mil lei, mai mari (+12,6 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2023 când au fost 13,2 mil lei și provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova.

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

Creșterea acestor venituri este determinată de:

- *Modificarea tariful pentru schimburile cu țările perimetrice, începând cu data de 15.06.2023, de la 1,2 EUR/MWh la 3 EUR/MWh, ceea ce a condus la o creștere a veniturilor față de perioada similară a anului trecut.*
- *Schimburile de energie înregistrate în prima jumătate a anului 2024 cu ambele țări perimetrice (Ucraina și Republica Moldova), spre deosebire de perioada similară a anului 2023, când schimburile au fost doar cu Republica Moldova.*

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT) au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare.

În 2024, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (95,5 mil lei) mai mari comparativ cu perioada similară a anului 2023 (46,8 mil lei), respectiv +48,7 mil lei.

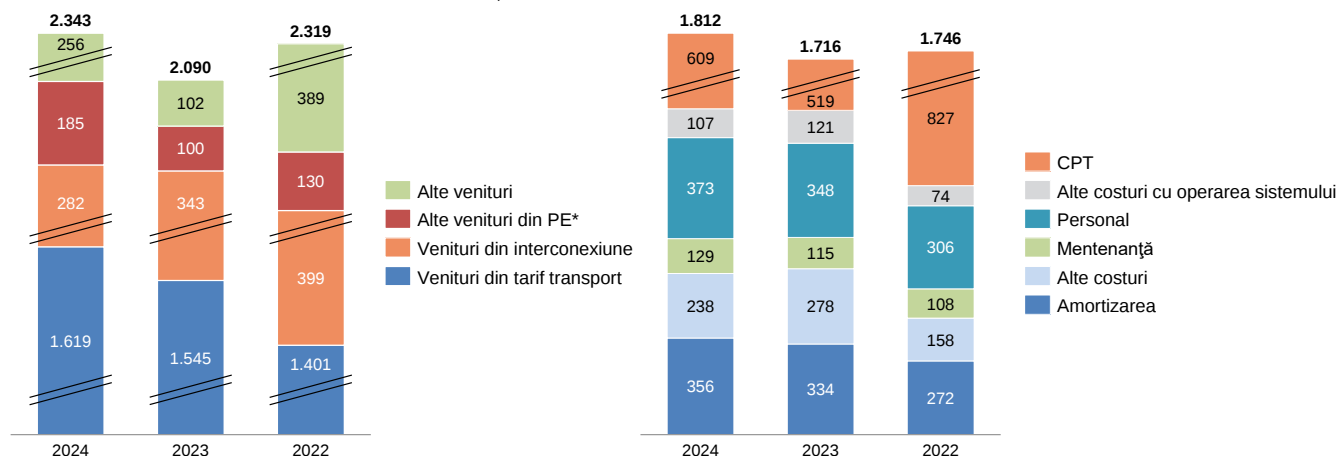
În structura acestor venituri, cele obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost la nivelul a circa 50% din veniturile realizate în perioada similară a anului precedent, având în vedere că o mare parte din CPT necesar a fost achiziționat pe piețele pe termen lung prin mecanismul MACEE, iar prețurile pe piețele pe termen scurt au scăzut față de anul precedent, înregistrându-se și intervale cu prețuri negative.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost de peste 2 ori mai mari decât cele realizate în perioada similară a anului precedent având în vedere prețurile foarte mari înregistrate pe Piața de Echilibrare, precum și faptul că dezechilibrele înregistrate pentru CPT au fost în sens contrar celor ale sistemului, ceea ce a condus la achiziționarea energiei la preț negativ. Această tendință a fost mai accentuată în primul semestru al anului, în al doilea semestru înregistrându-se venituri comparabile cu cele din anul precedent.

Veniturile din ajutoare de avarie

În intervalul ianuarie-decembrie 2024 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 62,2 mil lei față de 31,8 mil lei venituri înregistrate în ianuarie-decembrie 2023. Astfel în 2024 au fost acordate ajutoare de avarie către Ucraina pe fondul afectării infrastructurii energetice din aceasta țară în urma conflictelor armate și către Serbia, pe fondul opririlor accidentale de grupuri din această țară.

Figura 29: Venituri și Cheltuieli din activități cu profit permis (mil. lei)



Tabel 27: Costuri din activitățile cu profit permis

Mil lei	2024	2023	2022		24/23*
Costuri operaționale	1.455	1.382	1.474	▲	5%
Costuri de operare a sistemului	716	640	902	▲	12%
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	609	519	827	▲	17%
Cheltuieli cu congestiile	0,1	0,1	0,3	▲	19%
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET	46	38	40	▲	22%
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. Decizie ANRE)	13	-	-	—	n/a
Cheltuieli privind serviciile de sistem funcționale	-	-	0,03	—	n/a
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compensation)	47	83	34	▼	(43%)
Cheltuieli de administrare OPCOM	0,34	0,36	0,14	▼	(6%)
Reparații și mentenanță	129	115	108	▲	12%
Cheltuieli cu personalul	373	348	306	▲	7%
Alte costuri	238	278	158	▼	(15%)
Amortizare	356	334	272	▲	7%
Costuri operaționale inclusiv amortizare	1.812	1.716	1.746	▲	6%

*▲ (impact pozitiv) Venituri (+), ▲ (impact pozitiv) Cheltuieli (-)

Cheltuielile operaționale din activitățile cu profit permis (inclusiv amortizarea) realizate în anul 2024 au crescut cu 6% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.812 mil lei de la 1.716 mil lei).

Costuri de operare a sistemului

Pe segmentul activităților cu profit permis, costurile de operare a sistemului au înregistrat o creștere de 12% (716 mil lei în anul 2024 față de 640 mil lei în anul 2023), cheltuielile cu achiziția CPT, cheltuieli ITC, cheltuielile privind consumul de energie - consum servicii interne stații din RET și RED, cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE).

Cheltuieli privind CPT

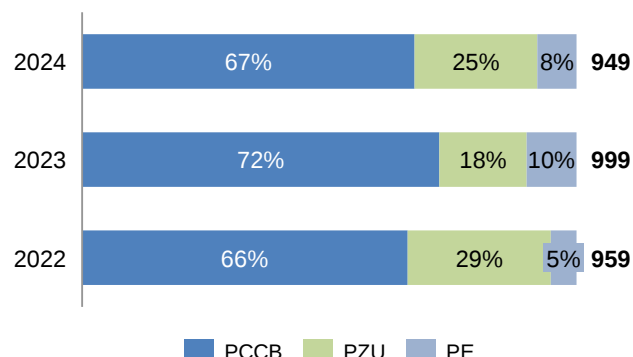
În intervalul ianuarie-decembrie 2024 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 609 mil lei, mai mari cu 17% (+90 mil lei) comparativ cu anul 2023, motivată de următoarele:

- datorită caracteristicilor sale, CPT în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- ca urmare a prevederilor OUG nr. 153/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022, CNTEE Transelectrica SA a achiziționat energie electrică pentru acoperirea a 75% din cantitatea aferentă prognozei de CPT validate prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE). Pentru 50% din necesarul validat, energia s-a achiziționat prin alocarea anuală, la un preț de achiziție reglementat la valoarea de 450 lei/MWh. Pentru restul de energie necesară s-au efectuat alocări lunare, la prețul de 450 lei/MWh, respectiv 400 lei/MWh (din 1 aprilie 2024);
- începând cu 01.04.2024, mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice MACEE a fost modificat prin OUG nr. 32/2024, în sensul:
 - reducerii prețului de achiziție reglementat la valoarea de 400 lei/MWh;
 - eliminării obligativității de participare a producătorilor la mecanism;
 - modificării perioadei de aplicare a mecanismului de la 31.03.2025 la 31.12.2024;

- *permitterii participării la mecanism și a altor producători, cu capacități de producție mai mici de 10MW.*

- modificările introduse prin OUG nr. 32/2024 au condus spre o ieșire treptată din schema de sprijin și o revenire la mecanismele de piață concurențiale. Ca urmare, începând cu alocările lunare aferente lunii august, cantitatea alocată pentru acoperirea CPT prin MACEE a fost aproape zero. Energia necesară a fost achiziționată prin contracte bilaterale și din PZU;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori (de la cca 420 MW la începutul anului 2023, la cca 1500 MW la începutul anului 2024), împreună cu creșterea ponderii energiei eoliene și solare, au condus la o scădere a prețurilor energiei pe piețele pe termen scurt.
- prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână;

Figura 30: Mixul de procurare în funcție de cantitățile cumpărate de pe piețe (GWh)

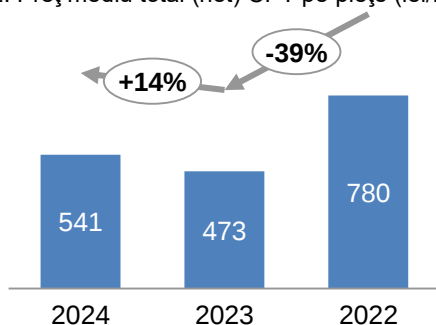


Începând cu data de 01 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare.

Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult. Astfel, costurile rezultate din acoperirea deficitului de energie pe această piață au fost de circa două ori mai mari comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în 2024 a fost 541 lei/MWh, mai mare cu 14% față de prețul din perioada similară a anului 2023, respectiv 473 lei/MWh.

Figura 31: Preț mediu total (net) CPT pe piețe (lei/MWh)



Prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții-vânzări)

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În componența cheltuielilor privind operarea sistemului în 2024 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 12,8 mil lei. Pentru anul 2024, prin deciziile ANRE nr. 2642/14.11.2023 și nr. 2643/14.11.2023 au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2024 pentru Distribuție Energie Oltenia S.A. și pentru E-Distribuție Dobrogea S.A.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În anul 2024 aceste cheltuieli au fost mai mici cu 35 mil lei comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent. Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între TSO-urile care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E.

Factorii care influențează valorile costurilor/veniturilor cu mecanismul ITC sunt schimburile de energie electrică – import, export, tranzit pe liniile de interconexiune ale SEN, corelate cu fluxurile de energie electrică tranzitate la nivelul tuturor țărilor participante la mecanism.

Din categoria “**Alte costuri**” (o scădere de 40 mil de lei în perioadele analizate) cele care au avut impact în perioada analizată sunt:

- creșterea următoarelor elemente:
 - *alte cheltuieli cu serviciile executate de terți cu +23 mil lei din care paza 7 mil, coduri paneuropene 6 mil, mentenanța Teletrans 5.5 mil, alte servicii cu terți 3.2 mil,*
 - *cheltuieli privind mărfurile (valorificări deșeuri) cu +12 mil lei,*
- scăderea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:
 - *cheltuieli cu provizioane și ajustări -68 mil lei,*
 - *cheltuieli nete din reevaluarea imobilizărilor corporale cu -20 mil lei.*

Cheltuielile cu amortizarea prezintă în anul 2024 o creștere cu 22 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+16 mil lei), calculată la valoarea reevaluată a activelor la 31 decembrie 2023, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în 2024 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 74 mil lei și prezintă o creștere față de 2023 (+6 mil). Costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Rezultat operațional – activități profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 531 mil lei în 2024 în creștere față de rezultatul în sumă de 374 mil lei realizat în 2023, în condițiile în care veniturile operaționale au crescut cu 253 mil lei, corelate cu o creștere mai mică a cheltuielilor (inclusiv amortizarea) cu 96 mil lei.

Activități zero-profit

Tabel 28: Sinteza veniturilor din activități zero-profit

Mil. lei	2024	2023	2022		24/23
Venituri operaționale	5.537	2.628	3.967	▲	111%
V.Servicii de sistem	571	359	488	▲	59%
V.Piața de echilibrare	4.966	2.269	3.479	▲	119%

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o creștere semnificativă (+2.908 mil lei) față de aceeași perioadă din anul precedent, de la 2.628 mil lei în anul 2023 la 5.537 mil lei în anul 2024 determinată în

principal prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, concomitent cu aprecierea veniturilor din servicii de sistem (+212 mil lei), la tariful aprobat de

ANRE, comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul creșterii cantității cu 2,8%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o creștere a costurilor cu un procent de 98% (+2.721 mil lei) de la 2.768 în anul 2023 la 5.489 mil lei în anul 2024, determinată de valoarea majorată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

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

- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori, de la aproximativ 420 MW la începutul anului 2023 la aproximativ 1500 MW la începutul anului 2024;
- lipsa controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și preocuparea redusă pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;
- gradul redus de ajustare a producției producătorilor de energie regenerabilă cu poziția netă contractuală (menționăm aici și producători beneficiari de certificate verzi, în baza prevederilor din Legea 220/2008);
- creșterea accentuată a prețurilor de ofertă în piața de echilibrare (pozitive la creștere, respectiv negative la scădere), cu impact asupra prețurilor marginale înregistrate în special în cazul energiilor activate pentru reglajul secundar, respectiv în cazul energiilor activate pe terțiar rapid la scădere în situațiile cu producție puternic excedentară;
- pentru perioada iunie - august 2024, în condițiile unui sistem preponderent excedentar, la nivelul pieței de

- echilibrare se înregistrează un volum mare al selecțiilor la reducere de putere, respectiv prețuri negative semnificative în Piața de Echilibrare care determină, pe de o parte venituri importante pentru producătorii care au oferit prețuri negative la reducere de putere, respectiv costuri considerabile pentru PRE care au înregistrat dezechilibre pozitive;
- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
 - evoluția hidraulicității;
 - evoluția producției și consumului de energie electrică.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost de peste 2 ori mai mari în 2024 față de 2023.

Pentru anul 2025 este important să se evalueze corect echilibrul producție-consum, iar cele mai importante elemente care vor avea un impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

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

Tabel 29: Sinteza cheltuielilor din activități zero-profit

Mil. lei	2024	2023	2022	24/23
Costuri operaționale	(5.489)	2.768	3.946	▼ n/a
Ch. Servicii de sistem	(524)	499	467	▼ n/a
Ch. Piața de echilibrare	(4.966)	2.269	3.480	▼ n/a

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în procent de 59% comparativ cu perioada similară a anului trecut (571 mil lei în 2024 față de 359 mil lei în 2023), determinată de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor (+2,8%) în condițiile aplicării tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii.

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare se efectuează 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.

Contractarea acestor servicii se realizează:

- în regim reglementat, în baza Hotărârilor de Guvern și a Deciziilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE);
- prin mecanisme concurențiale.

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare 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 2024, contractarea serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare 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.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în 2024, a înregistrat o creștere (+5%) comparativ cu aceeași perioadă din 2023.

Valoarea costurilor cu achiziția serviciilor de sistem/capacitate de echilibrare a fost influențată de următorii factori:

- în conformitate cu prevederile art. II din Ordinul ANRE nr.18/30.05.2024, pe o perioadă de 3 luni, conform regulamentului 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, în perioada 01.06.2024-31.08.2024, achiziția serviciilor de capacitate de echilibrare pentru stabilitatea frecvenței contractate de Companie se realizează astfel:
 - la un preț maximal de 82,30 lei/hMW pentru rezerva de reglaj secundar/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată la creștere și pentru cea cu activare automată la reducere;
 - la un preț maximal de 37,94 lei/hMW pentru rezerva de reglaj terțiar rapid la creștere/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală la creștere;
 - la un preț maximal de 16,38 lei/hMW pentru rezerva de reglaj terțiar rapid la reducere/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală la reducere.
- în conformitate cu prevederile art. I, pct. 3 din Ordinul ANRE nr.18/30.05.2024, începând cu data de 01.09.2024 prețurile maxime nu mai sunt aplicabile, iar procedura de licitație se organizează la nivelul Transelectrica SA pe baza prețului de ofertă.

Începând cu data de 01 iulie 2024 a intrat în vigoare Ordinul ANRE nr.127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea definește noile tipuri de rezerve care vor fi achiziționate de către Companie, în conformitate cu cerințele codurilor Europene.

Este vorba de Rezerva de Stabilizare a Frecvenței (bandă simetrică), Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată și manuală, respectiv Rezerva de Înlocuire.

Aceste rezerve vor fi calificate ca și rezerve standard, în baza Ordinului ANRE nr. 89/2021 privind aprobarea

de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem.

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

- o creștere abruptă a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere. Astfel s-au înregistrat creșteri ale prețului de achiziție a rezervei de la 9,82 lei/hMW la valori de până la 250 lei/hMW (preț de achiziție pentru Rezerva terțiară rapidă - reducere de putere înregistrat în perioada aprilie-mai 2024).
- aceeași tendință s-a constatat și la Rezerva secundară, în perioada ianuarie - iunie 2024.
- în perioada iunie- august 2024 prețurile de achiziție a capacităților de echilibrare RRFa, RRFm, la creștere și reducere de putere, s-au menținut la nivelul prețurilor reglementate de prevederile art. II din Ordinul Președintelui ANRE nr.18/30.05.2024, fiind înregistrate și prețuri sub limita maximă impusă de autoritate.
- în luna septembrie 2024, odată cu eliminarea prețurilor plafonate, conform prevederilor art. II din Ordinul Președintelui ANRE nr.18/30.05.2024, s-a înregistrat un trend de creștere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și RRFm la reducere de putere.

Pentru anul 2025 facem următoarele precizări:

- cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creștere și reducere de putere) achiziționată efectiv, va fi ajustată de DEN în funcție de rezultatele analizelor privind funcționarea SEN pe orizonturi de timp mai apropiate de ziua de funcționare.
- trendul de evoluție al prețurilor pe piața capacităților de echilibrare va fi crescător, având în vedere evoluția prețurilor pentru perioada septembrie – decembrie 2024.
- estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul Transelectrica, îl vor avea cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, evoluția prețurilor pe piața de echilibrare cât și contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică.

Rezultat operațional – activități zero profit

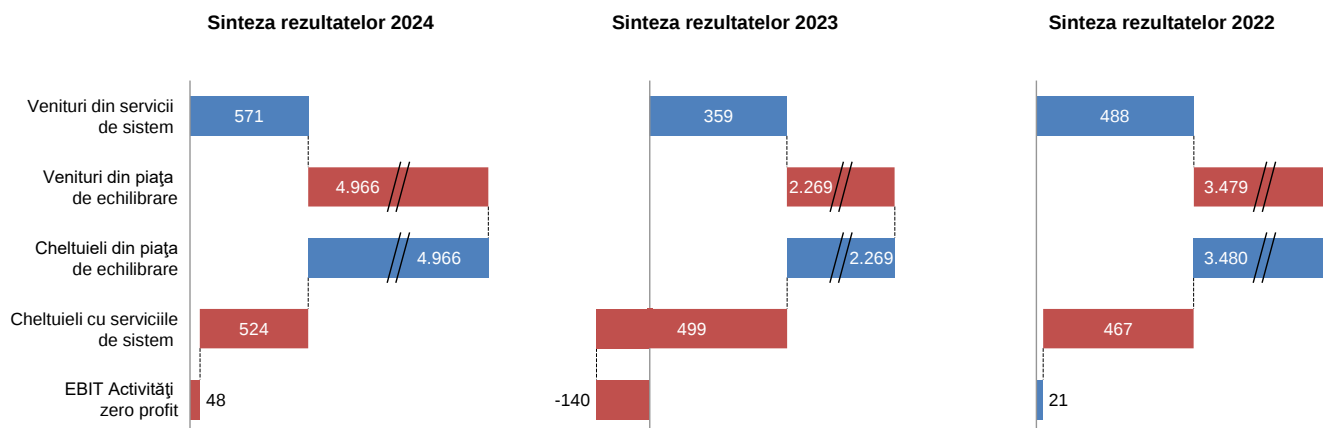
EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat pozitiv în 2024 în sumă de 48 mil lei, în creștere cu +188 mil lei față de rezultatul negativ de 140 mil lei realizat în 2023.

Pentru activitatea de servicii de sistem, potrivit reglementărilor ANRE surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă)

aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv.

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

Figura 32: Rezultate din activități zero-profit (mil. lei)



Rezultat brut Companie (EBT)

În anul 2024 a înregistrat o creștere semnificativă de la 234 mil lei în anul 2023 la 579 mil lei în anul 2024, în principal datorită creșterii cu 2,8% a cantității de energie electrică livrată consumatorilor, și a veniturilor conjuncturale (a veniturilor din tranzacții CPT, veniturilor din ajutoare de avarie +30 mil lei, veniturilor din capitalizare CPT (nemonetare) +88 mil lei, a altor

venituri din exploatare +66 mil lei unde creșterea a fost determinată, în principal, de înregistrarea veniturilor din despăgubiri, amenzi și penalități ca urmare a recuperării pe cale juridică, conform Hotărârii civile nr. 6169/2023, comunicată Companiei în data de 15 mai 2024).

Rezultatul financiar

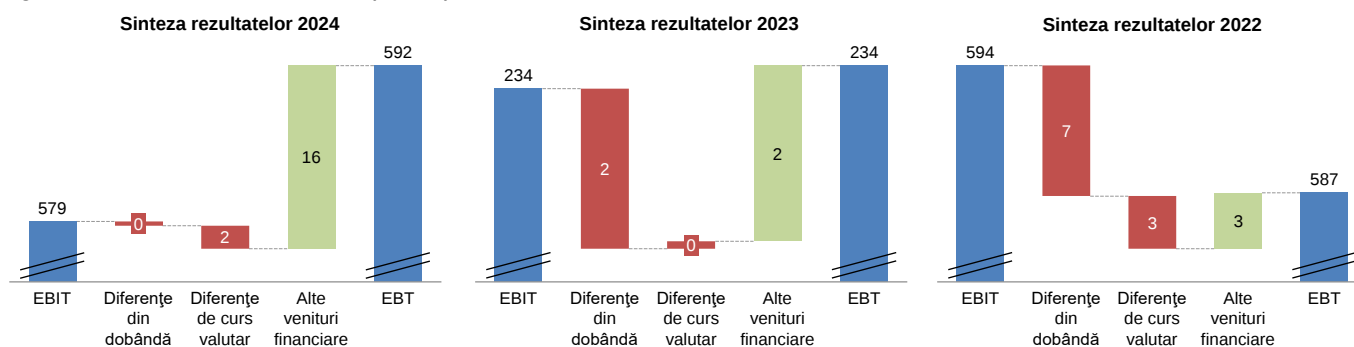
Rezultatul financiar net înregistrat în anul 2024 în valoare netă de 13 mil lei, comparativ cu profitul de 0,3 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat de încasarea dividendelor de la filiala OPCOM SA în sumă totală de 14,6 mil lei, de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în

perioada analizată, în condițiile în care s-au înregistrat pierderi din diferențe de curs valutar al monedei naționale în raport cu monedele străine (euro), influențat în principal de volumul tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor.

Tabel 30: Evoluția cursului de schimb valutar la 31 decembrie

Lei	2024	2023	2022	24/23
1 EUR	4,9741	4,9746	4,9474	▲ 0,0%

Figura 33: Rezultate financiare (mil.lei)



Rezultatul net

Rezultatul brut influențat de impozitul pe profit în valoare de 6 mil lei a dus la un **rezultat net** la sfârșitul

anului 2024 în valoare de 586 mil lei, în creștere față de anul 2023 când a fost de 214 mil lei.

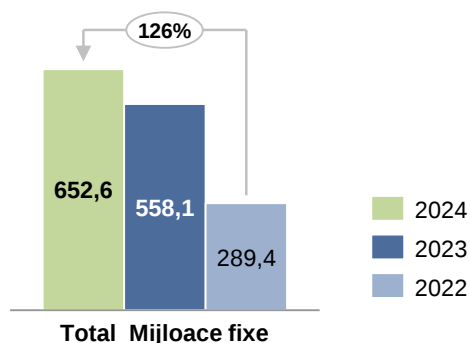
11.2. Bilanț – poziția financiară

Mil. lei	2024	2023	2022	24/23
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	5.775	5.416	4.002	▲ 7%
Imobilizări af. Drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing clădiri	6	14	22	▼ (57%)
Imobilizări necorporale	312	282	338	▲ 11%
Imobilizări financiare	86	86	86	▼ n/a
Total	6.179	5.798	4.447	▲ 7%
Active circulante				
Stocuri	47	51	42	▼ (8%)
Clienți și conturi asimilate	3.779	2.116	3.340	▲ 79%
Impozit pe profit de recuperat	-	-	4	— n/a
Numerar și echivalente de numerar	672	519	315	▲ 29%
Total	4.497	2.686	3.702	▲ 67%
ACTIVE TOTALE	10.676	8.484	8.149	▲ 26%
Capitaluri proprii				
Capital social	733	733	733	▼ n/a
Rezerve	1.967	2.027	939	▲ n/a
Rezultat reportat	3.115	2.430	2.196	▲ 28%
Total	5.815	5.190	3.869	▲ 12%
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi pe termen lung	8	32	56	▼ (75%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire - pe termen lung	-	6	15	▼ (100%)
Alte datorii pe termen lung	875	879	617	▼ (0,5%)
Total	883	918	687	▼ (4%)
Datorii pe termen scurt				
Datorii comerciale și alte datorii	3.862	2.242	3.372	▲ 72%
Împrumuturi pe termen scurt	24	25	92	▼ (1%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	7	9	8	▼ (24%)
Alte datorii pe termen scurt	86	100	120	▼ (14%)
Total	3.978	2.376	3.593	▲ 67%
Datorii totale	4.861	3.294	4.281	▲ 48%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	10.676	8.484	8.149	▲ 26%

Active

Activele imobilizate au înregistrat în anul 2024 comparativ cu decembrie 2023, o creștere în sumă de 381 mil lei, determinată în principal, de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale (+359 mil lei).

Figura 34: Valoarea mijloacelor fixe intrate în contabilitate (fără TVA, mil. lei)



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

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 160,8 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 96,7 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20kV Baru Mare – 73,8 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele – 49,4 mil lei;

- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 48,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Filești – 48,4 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 31 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110 kV Pelicanu – 19,1 mil lei;
- Relocarea rețelelor 220 kV și 400 kV - Urechești - Domnești, Țânțăreni - Bradu, Bradu - Brașov, Bradu - Stupărei și Bradu - Târgoviște pentru Drumul Expres Craiova - Pitești, tronson 4 – 16,9 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 12,6 mil lei;
- Relocarea rețelelor 220 kV și 400kV pentru construire drum expres Brăila- Galați – 10,1 mil lei.

Achizițiile de immobilizări corporale și necorporale în anul 2024 sunt în sumă de 674,3 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023 când achizițiile au fost în sumă de 438,9 mil lei.

Totodată soldul immobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 decembrie 2024, în sumă de 981 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 304,9 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 167,6 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82,8 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 39,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 38,6 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 38,2 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 35,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34,6 mil lei;
- Instalarea a doua mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 32,4 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 26,5 mil lei;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului

București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 15,2 mil lei;

- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Ștejaru - Gheorgheni – Fântânele – 14,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 8,9 mil lei.

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

Activele supuse evaluării au fost:

- terenurile și immobilizările corporale clasificate în grupa 1 – *Construcții* și în Grupa 2 – *Instalații tehnice, mijloace de transport* înregistrate în patrimoniul privat al Companiei;
- - bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei în baza Contractului de Concesiune nr. 1/2004.

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

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

La data de 31 decembrie 2024, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 6 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2024 înregistrează un sold de 12 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, Componenta Achiziție servicii de migrare și upgrade aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 7,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 2 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Program off-line pt realizarea modelelor individuale de rețea, calcul regim permanent, calcul capac. transfrontalieră, modul de conversie format CGMES (cf.cerinte ENTSO-E), în vederea programării și

funcționării SEN pe div. orizonturi de timp – 1,1 mil lei;
Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

La 31 decembrie 2024 s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar în sumă de 102 mil lei (de natură nemonetară) reprezentând costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costul recunoscut în tarif.

Valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 298 mil lei.

Compania este afiliată în continuare următoarelor entități:

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

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

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

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

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

Prin Hotărârea nr.10 a AGEA din data de 20 august 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la acționariatul Joint Allocation Office (JAO) cu o subscriere în

numerar în valoare de 259.325 euro, fiindu-i alocate 50 de acțiuni.

GECO POWER COMPANY

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

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

Active circulante

Activele circulante la 31 decembrie 2024 (4.497 mil lei) au înregistrat o creștere în procent de 67% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2023 (2.686 mil lei), datorată în principal creșterii creanțelor cât și a numerarului și echivalentelor de numerar.

Creanțele comerciale înregistrează o creștere cu 55% față de 31 decembrie 2023 (2.702 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 1.746 mil lei la 31 decembrie 2023). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- clienții din activitatea operațională care datorită volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie au generat un sold mai mare al creanțelor din activitatea operațională (1.899 mil lei la data de 31 decembrie 2024 față de 1.005 mil lei la data de 31 decembrie 2023).
- clienții – piața de echilibrare care datorită creșterii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2024, față de trimestrul IV din anul 2023 a determinat și creșterea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (668 mil lei la data de 31 decembrie 2024 față de 594 mil lei la data de 31 decembrie 2023).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: OPCOM, IBEX, MAVIR, Electrica Furnizare SA, Ciga Energy SA, Cinta Energy SA, Hidroelectrică, Bursa Română de Mărfuri, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de peste 77% în total creanțe comerciale.

- clienții - schema de sprijin, care au înregistrat o diminuare în procent de 8% (-11 mil lei) determinată, în principal, de scăderea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

Compania desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009, „principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

La data de 31 decembrie 2024, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 132 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care în principal:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, respectiv de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,8 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,9 mil lei, Petprod – 4,4 mil lei, Romenergy Industry – 2,7 mil lei, RAAN – 2,4 mil lei, UGM Energy – 1,5 mil lei, CET Govora – 0,9 mil lei, KDF Energy – 0,5 mil lei etc.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2023 (suma de 5,5 mil lei) de la Bepco (2,9 mil lei) și Termoficare Oradea (2,6 mil lei), precum și suma de 14,2 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2023, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Grivița, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Petrotel Lukoil, Poligen Power, Soceram SA, Termoficare Oradea și UATAA Motru.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2024, în sumă de 231 mil lei au înregistrat o creștere de 8% mil lei și includ în principal:

- debitori diverși (135 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 80 mil lei (din care suma

de 25,85 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).

Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (16,9 mil lei), Electromontaj (12,7 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), OPCOM (3,9 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), ISPE Proiectare și Consultanță (1,1 mil lei), Romenergy Industry (0,6 mil lei).

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Arelco Power (0,99 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Next Energy Partners (8,39 mil lei).
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 15 mil lei reprezentate în principal de cotizații interne și internaționale (7,9 mil lei), CPT (4,2 mil lei), polițe asigurări (1,7 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 3 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 decembrie 2024 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 770 mil lei au crescut semnificativ față de decembrie 2023 când au fost în sumă de 152 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (pentru ICP – Interim Coupling Project și SDAC - Single Day-ahead Coupling valoarea de 685 mil lei, iar pentru SIDC - Single Intraday Coupling valoarea de 83 mil lei).

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

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

Lansarea cuplării pieței de energie pe bază de fluxuri în regiunea Core, în data de 08 iunie 2022, a

reprezentat tranziția de la mecanismul de cuplare ICP – Interim Coupling Project la FBMC – Flow Based Market Cuupling, optimizând piața europeană de energie electrică pentru 13 țări: Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

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

TVA de recuperat în sumă de 272,9 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada septembrie-

decembrie 2024, din care până la data prezentului raport, Compania a încasat suma de 272,89 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă perioadei.

Ajustările de depreciere existente în sold la 31 decembrie 2024, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 196 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (30 mil lei), CET Govora (24,6 mil lei), Romelectro (24,5 mil lei), Arelco Power (14,5 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), OPCOM (8,8 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei).

Capitaluri proprii și datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 878 mil lei la data de 31 decembrie 2024 au înregistrat o diminuare în procent de 4% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2023 care era în sumă de 918 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2024 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2023 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

Totodată, valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat comparativ cu aceeași perioadă a anului trecut o scădere de 1%.

Compania are încheiate contracte de credit cu Banca Comercială Română și cu Banca Transilvania pentru o perioadă de 12 luni, pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, respectiv pentru finanțarea capitalului de lucru al Companiei.

La data de 31 Decembrie 2024 ambele linii de credit au fost utilizate pe parcursul anului iar până la 31.12.2024 lafoanele au fost reîntregite .

Datoriile pe termen scurt au înregistrat o creștere în procent de 67%, de la 2.376 mil lei la 31 decembrie 2023 la 3.978 mil lei la 31 decembrie 2024, în principal pe fondul creșterii datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au crescut cu 912 mil lei și înregistrează sold în sumă de 2.253 mil lei la 31 decembrie 2024 față de 1.341 mil lei la decembrie 2023.

Această evoluție a fost influențată în principal de:

creșterea *soldului datoriilor aferente activității operaționale* cu 905 mil lei a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, au fost puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrica SA, OMV PETROM, OPCOM, CIGA Energy SA, S Complexul energetic Oltenia SA, Joint Allocation Office, Bursa Romana de Mărfuri, Electrica Furnizare SA. La 31 decembrie 2024, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 86,30%.

- *creșterea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 95 mil lei a fost determinată în principal de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2024, comparativ cu trimestrul IV al anului 2023.

- *scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* cu 87 mil lei a fost determinată atât de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2024 față de luna decembrie 2023, cât și de plățile efectuate către RAAN în lunile mai și iunie 2024 pentru bonusul de cogenerare reținut la plată, conform deciziilor civile executorii pronunțate de Curtea de Apel București.

- **furnizorii de imobilizări** au scăzut cu 20 mil lei datorită efectuării plăților ajunse la scadență,
- **furnizori alte activități** au scăzut de asemenea cu 13 mil lei, fiind reprezentate în principal de

categoria datoriilor aferente serviciilor prestate de către terți neajunse la scadență.

- **“alte datorii”** au crescut cu 730 mil lei, de la soldul de 637 mil lei în 31 decembrie 2023 la 1.366 mil lei în 31 decembrie 2024.

Structura **“alte datorii”** se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 385 mil lei (au crescut cu 73 mil lei față de 31 decembrie 2023) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (363,2 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (14,3 mil lei), redevență trim IV 2024 (1,6 mil lei),
- **clienți creditori** la data de 31 decembrie 2024 în sumă de 835 mil lei (au crescut cu 588 mil lei față de 31 decembrie 2023) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 830,9 mil lei (*ICP-Interim Coupling Project, SIDC-Single Intraday Coupling, SDAC-Single Day-ahead Coupling, FBMC-Flow Based Market Coupling*), de la OPCOM (559,7 mil lei), IBEX (174,9 mil lei) MAVIR (38,7 mil lei), Bursa

Română de Mărfuri (49,3 mil lei) și JAO (8,3 mil lei)

- **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 6,6 mil lei,
- **alte datorii** în sumă de 140 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 111 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 29 mil lei.

Provizioanele au o înregistrat o scădere de 33 mil lei la 31 decembrie 2024 față de 31 decembrie 2023 iar față de 31 decembrie 2022 o scădere de 36 mil lei.

➤ Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net în sumă de 592 mil lei, realizat la 31 decembrie 2024.

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul anului 2024 sunt în valoare de 5.821 mil lei față de 5.190 mil lei la 31 decembrie 2023.

Tabel 31: Fluxul de numerar

Mil lei	2024	2023	2022		24/23
Activitatea operațională					
Flux de numerar înaintea modificărilor capitalului circulant	789	630	537	▲	159,1
Modificări ale capitalului circulant	55	76	11	▼	(20,4)
Dobânzi și impozite plătite	(31)	(36)	(70)	▲	4,6
Numerar net din activitatea operațională	813	670	478	▲	143,3
Activitatea de investiții					
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(674)	(439)	(462)	▼	(235,4)
Încasări din activitatea de investiții	53	125	12	▼	(72,3)
Titluri de participare deținute la SELENE CC	0,0	0,2	0,0	▼	(0,2)
Dividende încasate	16	2	2	▲	13,8
Numerar utilizat în activitatea de investiții	(606)	(312)	(448)	▼	(294,2)
Activitatea de finanțare					
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(24)	(24)	(24)	▼	(0,13)
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	(49)	(68)	0	▲	18,88
Utilizare linie de credit capital de lucru	49	0	68	▲	48,7
Plati leasing clădire	(11)	(11)	(11)	▼	(0,07)
Dividende plătite	(21)	(52,0)	-	▲	31,4
Numerar utilizat în activitatea de finanțare	(55)	(154)	33	▲	98,8
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	152	204	63	▼	(52,0)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	519	315	252	▲	204,2
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul anului	672	519	315	▲	152,2

Tabel 32: Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicator	Formula de calcul	2024	2023	2022
Indicatori de profitabilitate				
EBITDA în total vânzări	<u>EBITDA</u> Cifra de afaceri	12%	12%	15%
EBITDA în capitaluri proprii	<u>EBITDA</u> Capitaluri proprii	16%	11%	22%
Rata profitului brut	<u>Profit brut</u> Cifra de afaceri	8%	5%	10%
Rata rentabilității capitalului	<u>Profit net</u> Capitaluri proprii	10%	4%	13%
Indicatori de lichiditate				
Indicatorul lichidității curente	<u>Active circulante</u>	1,13	1,13	1,03
Indicatorul lichidității imediate	Datorii pe termen scurt <u>Active circulante-Stocuri</u> Datorii pe termen scurt	1,12	1,11	1,02
Indicatori de risc				
(1) Indicatorul gradului de îndatorare*	<u>Capital împrumutat</u> Capitaluri proprii	0,67%	1,38%	4,4%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare*	<u>Capital împrumutat</u> Capital angajat	0,66%	1,36%	4,3%
Rata de acoperire a dobânzii %	<u>EBIT</u> Cheltuieli cu dobânda	80,38	29,60	62,33
Indicatori de activitate				
Viteza de rotație a debitelor – clienți	<u>Sold mediu clienți** x nr.zile</u> Cifra de afaceri	51,58	79,37	57,88
Viteza de rotație active imobilizate	<u>Cifra de afaceri</u> Active imobilizate	1,23	0,80	1,33

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

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

Tabel 33: Indicatori de performanță - Plan de administrare, conform HAGOA nr.1/15.01.2025

Nr.crt	Obiectiv/Indicatori de performanță	U.M.	Valoare realizată	Tintă
I	Indicatori financiari	U.M.	An 2024	Tintă 2024
I.1	Rata cheltuielilor de capital	%	6,24%	5,56%
I.2	Gradul de Realizarea Planului Anual de Investiții	%	98%	90%
I.3	Rata de plată a dividendelor (propunere conform Memorandum MF)	%	90%	50%
I.4	Rata lichidității curente	nr	1,13	1,03
I.5	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	80,38	3,50
I.6	Rata de rotație a activelor	nr	0,80	0,50
I.7	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,49%	2,04%
I.8	Plăți restante la Bugetul de Stat	lei	0,0	0,0
I.9	Reducerea Arieratelor	lei	0,0	0,0
II	Indicatori nefinanciari	U.M.	Realizat 2024	Tintă 2024
II.1	Gradul de Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	97%	90%
II.2	Rata de retenție a clienților	%	100%	100%
II.3	Scorul de satisfacție al clienților	%	96%	75%
II.4	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	16,58	16,00
II.5	Numărul de instruiți în materie de siguranță	nr	4,50	4,50
II.6	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	nr	28	8
II.7	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	32	8
II.8	Număr reuniuni Comitet Directorat	nr	40	36
II.9	Consumul intern de energie electrică*	MW/h	47.765	46.500
II.10	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	DA/NU	DA	DA
III	Indicatori necomerciali	U.M.	Realizat 2024	Tintă 2024
III.1	Diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin	%	4,9%	0,75%

*Indicatorul Consumul intern de energie electrică al Companiei se compune din consum servicii interne stații 43.252,46 MWh, respectiv consum sedii 4.512,09 MWh.

12. Tarife reglementate pentru transportul energiei electrice

Cadru general

Modelul de reglementare a tarifelor de transport aplicat în prezent în România este venit plafon (eng. "revenue cap").

Modelul presupune reglementarea venitului total permis operatorului rețelei de transport și include ca obiective asigurarea premiselor necesare operării eficiente a serviciului de transport și menținerii viabilității financiare a operatorului pentru remunerarea adecvată a finanțatorilor și menținerea accesului la finanțare.

Modelul conține mecanisme de stimulare a eficienței operaționale și un cadru de rentabilitate financiară bazat pe controlul investițiilor realizate de operator (baza activelor reglementate) și o rată de rentabilitate reglementată stabilită pe baza estimării costului mediu de finanțare al operatorului.

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (în prezent 5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor² și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor.

Stabilirea parametrilor de tarificare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

În cadrul unei perioade de reglementare tarifele sunt revizuite cu frecvență anuală și rămân valabile pentru perioade de 12 luni de la data aprobării (ani tarifari).

Diferențele între valorile prognozate și cele efective ale parametrilor de calcul al tarifului pentru un anumit an tarifar sunt compensate prin intermediul unor corecții ex-post implementate în tarif în anii tarifari subsecvenți sau la începutul perioadei de reglementare imediat următoare.

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

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

- costurile cu operarea curentă a serviciului: costuri de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile, consumul propriu tehnologic, congestiile interne de rețea, costurile și veniturile aferente mecanismului de compensare financiară a tranzitelor de energie electrică în cadrul ENTSO-E;
- costurile cu dezvoltarea serviciului: investițiile planificate în rețeaua de transport, programul de amortizare bazat pe durate de serviciu reglementate, rentabilitatea capitalului investit stabilită pe baza unei rate de rentabilitate reglementată aplicată bazei activelor reglementate;
- cantitatea de energie electrică tarificabilă.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie electrică activă introduse/extrase din rețelele electrice publice de pe teritoriul României, cu excepția importurilor/ exporturilor.

Transelectrica percepe tarif de transport pentru injecția în rețelele electrice publice (componenta tarifară TG) și pentru extracția din rețelele electrice publice (componenta tarifară TL).

TG nu se aplică la energia electrică produsă de centralele electrice cu capacitate instalată mică, de până la 5 MW. De asemenea TG nu se aplică la energia electrică importată. TL nu se aplică la energia electrică exportată.

În conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.171/2019, cu modificările și completările ulterioare, ale Ordonanței de urgență a Guvernului nr.27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023 și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, s-a stabilit tariful de transport aplicat în anul 2024 începând cu data de 1 ianuarie.

² Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 171/2019 cu modificările și completările ulterioare.

Tarife valabile în anul 2024

I) Tariful de transport aplicat în anul 2024

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.109/2023, s-a aprobat tariful mediu pentru serviciul de transport, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (T_{Gp}) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), a tarifului pentru

serviciul de sistem și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2024, conform tabelului de mai jos:

Tabel 34: Tarif transport

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

Principalele elemente ce au condus la creșterea tarifului aplicat de la 1 ianuarie 2024 sunt: tendința de reducere a consumului și efectul inflației.

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

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.109/2023, s-a aprobat subcomponenta TGT privind CPT aferent

tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV, corespunzător cotei atribuite producătorilor de energie electrică care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5 MW și care introduc energie electrică în zona de rețea a operatorului de distribuție concesionar, valabile de la 01 ianuarie 2024, conform tabelului de mai jos:

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

i) Conform cadrului de reglementare aplicabil, costurile cu CPT cauzat de tranzitele suplimentare de energie în rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV, se recuperează de operatorii de distribuție concesionari de la operatorul de transport și de sistem și de la producătorii de energie electrică prin intermediul operatorului de transport și de sistem, în cote stabilite proporțional cu

cantitățile de energie electrică injectate în rețelele de distribuție de către operatorul de transport și de sistem și de către producătorii de energie electrică care dețin și exploatează centrale racordate la rețelele de distribuție respective.

Operatorul de transport și de sistem plătește către operatorii de distribuție atât cota proprie (considerată

cost de transport) cât și cota aferentă producătorilor (pentru care operatorul de transport și de sistem intermediază fluxul de numerar între producători și operatorii rețelelor de distribuție). Operatorul de transport și de sistem recuperează sumele plătite către operatorii de distribuție corespunzătoare cotei aferente producătorilor, de la producătorii care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele de distribuție respective, prin aplicarea subcomponentei nou introduse în structura tarifului de transport de injecție respectiv TGT.

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

Prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024 s-a aprobat *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* (cadru metodologic Tabel 35: Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TG)

aplicabil în perioada de reglementare V 2025-2029). Astfel, în baza prevederilor *Metodologiei* menționate mai sus, ANRE a aprobat prin Ordinul nr.99/2024 valorile tarifelor pentru serviciului de transport al energiei electrice valabile de la 1 ianuarie 2025, valorile planurilor de investiții anuale ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare (2025 - 2029), defalcate pe surse de finanțare cât și valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A, conform tabelelor de mai jos:

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

Tabel 36: Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

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

Tabel 37: Valorile planurilor de investiții anuale, perioada a V-a de reglementare, defalcate pe surse de finanțare

Sursa de finanțare	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Fonduri proprii ¹	lei	1.519.247.619	160.578.744	183.502.139	219.155.662	487.452.699	468.558.375
Venituri din alocare capacitate transfrontaliera	lei	415.251.209	129.807.692	91.873.571	33.211.246	141.047.120	19.311.580
Fonduri nerambursabile ²	lei	1.038.824.182	30.441.599	49.487.165	340.002.866	395.407.522	223.485.030
TOTAL	lei	2.973.323.010	320.828.036	324.862.875	592.369.774	1.023.907.341	711.354.984

¹ Valoarea Ratei Reglementate a Rentabilității (RRR) capitalului investit, exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, pentru perioada a V-a de reglementare este de 6,94% (stabilită prin Ordinul ANRE nr.55/2024);

² Se aplică un stimulent de 0,5 puncte procentuale peste rata reglementată a rentabilității pentru mijloacele fixe aferente investițiilor în RET realizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada a V-a de reglementare. Acesta se va acorda va acorda la efectuarea corecției costurilor de capital de aferente perioadei a Va de reglementare, conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*.

Valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare

perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A se regăsesc în tabelul de mai jos.

	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare (termeni reali 2024)		1.374.845.978					
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare (termeni reali 2024)*	lei	1.291.360.576	136.491.933	155.976.818	186.282.312	414.334.794	398.274.618

*În situația în care valoarea investițiilor în rețea realizate din surse proprii depășește valoarea minimă obligatorie a acestora, ANRE aplică la valoarea depășită un stimulent în valoare de 1% peste valoarea RRR aprobată

Alte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029):

- Valoarea reglementată estimată BAR la 31.12.2024 (01.01.2025) – 3.179.231.936 lei. Odată cu realizarea corecției aferente anului

2024, valoarea menționată mai sus va fi modificată.

- Valorile costurilor de operare și mentenanță controlabile pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare, sunt prezentate în tabelul următor:

OPEX Controlabil	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Costuri supuse eficienței**	lei	290.564.114	287.658.473	284.781.889	281.934.070	279.114.729
Costuri de personal	lei	429.397.593	450.867.472	473.410.845	497.081.387	521.935.456
Costuri cercetare - dezvoltare	lei	-	1.250.000	1.250.000	1.250.000	1.250.000

**Conform Art.6 din cadrul Ordinului ANRE nr.99/2024, până la data de 1 martie 2025, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația de a transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, pentru anul 2025, defalcarea costurilor de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței, care stau la baza fundamentării tarifelor aprobate prin prezentul ordin, pe categoriile „Costuri cu mentenanța” și „Alte costuri”.

Țintele CPT aprobate de ANRE pentru perioada a V-a de reglementare sunt prezentate în tabelul de mai jos. Prețul de achiziție ex-ante a energiei electrice pentru acoperirea CPT în perioada V-a de reglementare,

aprobat de ANRE, este în valoarea de 584,81 lei/MWh (termeni reali 2024). Acest preț poate fi regularizat în funcție de evoluția prețurilor pe piața de energie.

	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Țintă CPT	%	2,29	2,26	2,24	2,21	2,19

II) Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în anul 2024

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

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

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

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

Ajustările în sens pozitiv și negativ ale tarifului în perioada 1 iunie – 31 decembrie 2024, s-au efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022. Articolele menționate mai sus prevăd următoarele:

- **Art.22** Pentru evitarea înregistrării ulterioare a unui nivel semnificativ al corecțiilor datorate modificării prețurilor de achiziție și/sau a cantităților de servicii de sistem achiziționate prevăzute la art. 2, OTS are obligația să calculeze, pentru trimestrul I, respectiv pentru semestrul I al unei perioade tarifare t-1, diferența dintre veniturile și costurile realizate și cele prognozate, la care se adaugă valoarea corecțiilor neefectuate aferente perioadei/perioadelor anterioare, și să transmită calculul la ANRE la data de 1 mai, respectiv la data de 1 august a anului t-1;
- **Art.23** În cazul în care OTS constată că valoarea determinată conform prevederilor art. 22 prezintă o variație mai mare de „5% din

veniturile prognozate pentru aceeași perioadă, acesta este obligat să transmită la ANRE și solicitarea de revizuire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, care va include valoarea determinată conform prevederilor art. 22, cu valabilitate până la sfârșitul perioadei *tarifare*.

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

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

Tabel 38: Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif aplicat în perioada 01 iunie – 31 decembrie 2023 Ordin ANRE 67/2023	Tarif aplicat în perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024 Ordin ANRE116/2023	Diferență (%)	Tarif aplicat în perioada 01 iunie – 31 august 2024 Ordin ANRE15/2024	Diferență (%)	Tarif aplicat în perioada 01 septembrie – 31 decembrie 2024 Ordin ANRE57/2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)	(6)	(7)=(6)/(4)	(8)	(9)=(8)/(6)
Tarif mediu	lei/MWh	6,64	9,17	38,1%	12,84	40,02%	11,51	-10,36%

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful pentru achiziția serviciilor de sistem

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2025. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a comunicat CNTEE Transelectrica SA că valoarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem se menține la nivelul actual aprobat prin Ordinul ANRE nr.57/2024, respectiv 11,51lei/MWh.

13. Litigii

Cele mai importante litigii cu impact asupra Companiei sunt prezentate în cele ce urmează:

- **RAAN**

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

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

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

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

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

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

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte dosare aflate în diferite stadii de judecată. Acțiuni ale RAAN împotriva CNTEE Transelectrica SA derivând din contractul nr. C137/08.04.2011.

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

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

- **MUNICIPIUL REȘIȚA**

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

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

anului 2018; dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

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

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

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

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

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

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

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

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

de zile de la comunicare. Urmatorul termen de judecată în data de 29.05.2025

• ANAF

Dosarul nr. 8993/299/2018 prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili

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

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amânată judecarea cauzei la data de 21.11.2024 și ulterior pentru 06.03.2025. În data de 06.03.2025, instanța de judecată a amânat pronunțarea cauzei la data de 17.04.2025. La termenul din 17.04.2025 instanța a amânat cauza la data de **19.06.2025** pentru lipsă raport de expertiză.

Dosarul nr. 1802/2/2018 - La termenul din data de 20.10.2020 - soluție pe scurt: s-au admis în parte cererile litispendate.

S-a anulat în parte Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor și la data de 12.07.2017 de ANAF— Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili, dar 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 18.522.280 lei, TVA în sumă de 5.694.636 lei și accesoriile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.436.653 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 27.001.727 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 343.629,91 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 230.685,491 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 46.417,1 lei, aferentă sumei de 343.629,91 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 37.693,88 lei aferentă sumei de 230.685,49 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 576.846,80 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 576.846,80 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 13.141 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.

Se mențin 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. Se resping, în rest, cererile litispendate ca neîntemeiate.

Se 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 4.000 lei, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, proporțional cu admiterea cererii.

Transelectrica și ANAF au declarat recurs în luna martie 2022. Soluție la data de 24.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de lămurire și de completare a dispozitivului. Admite cererea de îndreptare a erorii materiale în sensul că se vor menționa ca fiind corecte sumele de bani cu titlu de obligații fiscale principale și accesorii, aferente celor 349 facturi fiscale, astfel cum acestea figurează în decizia de impunere contestată. Dispune îndreptarea erorii materiale în sensul înlăturării denumirii greșite a reclamantei din cuprinsul sentinței recurate.

Părțile au declarat recurs. Termen ICCJ: 13.12.2023.

La data de 13.12.2023 ICCJ a ramas in pronuntare, la data de 20.12.2023 instanța a admite recursurile declarate de reclamanta Transelectrica, pârâta Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili și pârâta Agenția Națională de Administrare Fiscală împotriva sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. A casat în parte sentința recurată și, rejudecând: a respins cererea de anulare a Deciziei privind soluționarea contestației nr.122/13.03.2018 și a Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 cu privire la: - reținerea nedeductibilității cheltuielilor în

sumă de 343.629,91 lei, reprezentând "servicii de înlăturare a buruienilor" și a TVA aferentă; - reținerea nedeductibilității cheltuielilor în sumă de 230.685, reprezentând contravaloarea unor bunuri de natură promoțională și de protocol și a TVA aferentă; - obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale. A stabilit cuantumul cheltuielilor de judecată la care au fost obligate părțile, în solidar, la suma de 6000 lei, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate. A menținut celelalte dispoziții ale sentinței civile nr. 382 din 20 octombrie 2020. A admis recursurile declarate de reclamanta Transelectrica și de pârâta Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili împotriva sentinței civile nr.134 din 24 mai 2022, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. A casat în parte sentința civilă nr.134 din 24 mai 2022 și, rejudecând: a admis în parte cererea de lămurire și de completare a dispozitivului sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020, formulată de reclamanta Transelectrica. A dispus completarea dispozitivului sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020 cu următoarele mențiuni: - a anulat și Raportul de inspecție fiscală nr. F-MC 222/30.06.2017 în măsura în care a fost anulată Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017; - a anulat obligațiile fiscale principale stabilite pentru anul 2005 și cele accesorii aferente, ca fiind prescris dreptul organului fiscal de a stabili astfel de obligații; - a anulat actele administrative fiscale în privința nedeductibilității cheltuielilor cu cota de beneficii a SMART. A înlăturat mențiunile referitoare la sumele reprezentând impozit pe profit și accesorii anulate, aferente celor 349 facturi fiscale, atât din sentința de îndreptare a erorii materiale, cât și din sentința principală. A menținut celelalte dispoziții ale sentinței civile nr.134 din 24 mai 2022. A obligat recurente - pârâte la plata către recurenta – reclamantă Transelectrica a sumei de 200 lei, reprezentând cheltuieli de judecată în recurs. Definitivă. Hotărâre 6169/20.12.2023.

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

• CONAID COMPANY SRL

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatărefuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012 și pretenții în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită și 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din **03.01.2024** TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/2024. Conaid Company SRL a declarat apel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

OPCOM

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

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

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferenta facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 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 Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 3021/03.12.2021. Până în prezent hotărârea pronunțată în acest dosar nu a fost redactată. După redactarea și comunicarea Sentinței Civile nr. 3021/03.12.2021, Compania va putea declara apel împotriva acestei hotărâri. Transelectrica a declarat apel.

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

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

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

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

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

GRAND VOLTAGE

Dosarul **nr.17976/3/2021**, înregistrat pe rolul Tribunalului București, are ca obiect cererea de chemare în judecată, prin care reclamantul Grand Voltage solicită obligarea pârâtei CNTEE Transelectrica SA la repararea prejudiciului cauzat subscrisei în cuantum de 8.331.444,60 lei ca urmare a neexecutării culpabile a obligațiilor aferente Contractului de lucrări nr. C 111/23.05.2018 privind "Racordarea LEA 100kV Isaccea -Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobruja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II-LEA 400kV d.c. Racorduri Stația Medgidia Sud".

Soluția la data 25.07.2022 conform Hotărâre 1812: respinge acțiunea, ca nefondată. Cu drept de apel în termen de 10 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București – Secția a VI-a, sub sancțiunea nulității. Hotărârea nu este redactată.

Grand Voltage a declarat apel. La termenul din 17.07.2024, s-a respins ca neîntemeiată excepția lipsei capacității procesuale de folosință a apelantei – reclamante Asocierea Voltage Operation (Fostă Grand Voltage SRL) - Doko Shpk prin lider al asocierii Voltage Operation, excepție invocată de intimata – pârâtă Transelectrica SA cu privire la cererea de apel.

CAB a admis cererea de apel și a schimbat în parte soluția Tribunalului în sensul că: a obligat pe pârâtă la plata către reclamantă a sumei de 904.267,6 lei. Menține în rest hotărârea primei instanțe. Definitivă. Hotărâre 1885/11.12.2024. Suma a fost achitată.

• CURTEA DE CONTURI

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2017, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. Compania a formulat mai multe contestații împotriva măsurilor dispuse de către Curtea de Conturi a României (CCR) prin Decizia nr. 8/27.06.2017, solicitând anularea acestora, precum și a Încheierii nr. 77/03.08.2017, înregistrată la registratura Societății sub nr. 29117/08.08.2017, respectiv a Raportului de control nr.19211/26.05.2017. Contestațiile au fost pe rolul Curții de Apel București dintre care **dosarul nr.6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, la termenul de judecată din data de 31.03.2023: Conform procesului-verbal din 29.03.2023, dosarul nr. 6581/2/2017 a fost versionat în cadrul completului 12 Fond al Secției a VIII-a Contencios administrativ și fiscal sub nr. **6581/2/2017*** Solutia pe scurt: Pentru a da posibilitatea părților să depună concluzii scrise și pentru a delibera, amână pronunțarea la următoarele termene 31.03.2023, 13.04.2023, 28.04.2023, 12.05.2023.

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

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

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

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

- **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading

SRL, CET Iași, CET Bacău, CET Govora, Nuclearelectrica, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Opcom, Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL MULTISERVICE G&G S.R.L, ICCO Energ SRL, Aderro GP Energy, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL 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.



Raport Guvernanță corporativă și responsabilitate socială



14. Guvernanță corporativă

Regulamentul de guvernanță corporativă

Odată cu listarea acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București („BVB”), Compania și-a însușit principiile din cadrul Codului de Guvernanță Corporativă al BVB. În conformitate cerințele BVB, Transelectrica a făcut public investitorilor Regulamentul de Guvernanță Corporativă al Companiei revizuit.

Obiectivul îl reprezintă îmbunătățirea și consolidarea elementelor și principiilor guvernanței corporative pentru protejarea acționarilor și a drepturilor acestora și pentru conformarea cu cerințele de transparență.

Regulamentul de Guvernanță Corporativă reprezintă un instrument extrem de important pentru Companie și are, în special, scopul de a reuni într-un singur document, într-o formă sintetică, principalele reguli și reglementări existente și deja aplicate de către Companie. Elementele centrale ale acestui Regulament de Guvernanță Corporativă sunt accesul la informații al investitorilor și protejarea drepturilor acționarilor.

Compania a adoptat o cultură transparentă și un model eficient de guvernanță corporativă, documentele-suport interne în materie, dar și comportamentul Companiei, sunt aliniate la noile cerințe impuse de Codul de Guvernanță Corporativă al BVB. Obligațiile de raportare în conformitate cu Noul Cod de Guvernanță al BVB sunt incluse în raportarea periodică.

Documentul este elaborat în conformitate cu principiile stabilite în Codul de Guvernanță Corporativă al BVB și se găsește pe site-ul www.transelectrica.ro, la secțiunea Relații Investitori/Guvernanța Corporativă/Codul de Guvernanță Corporativă al Companiei.

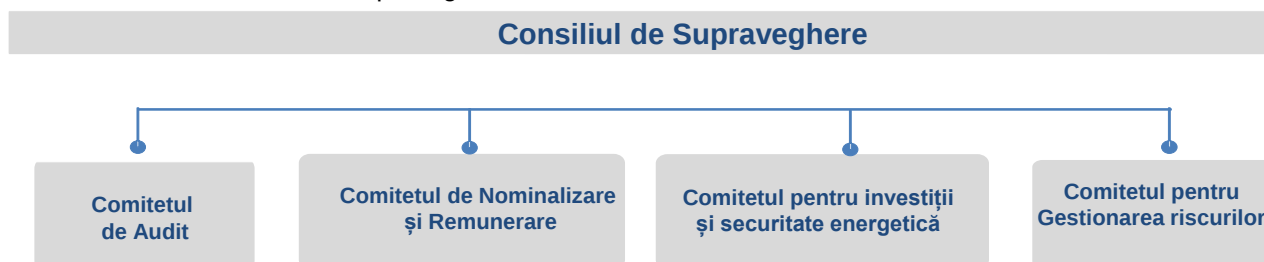
Alte documente aplicabile

Compania se conformează prevederilor legislației primare și secundare incidente pieței de capital, precum și reglementările BVB și altor organisme, respectând și aplicând și toate prevederile legislației

societăților și întreprinderilor publice, inclusiv ale unor reglementări interne și documente ale Companiei cu relevanță în acest domeniu, printre care:

- Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare;
- Codul Bursei de Valori București Codul de Guvernanță Corporativă al BVB;
- Codul de Guvernanță Corporativă și setul de Principii Anticorupție elaborate de AmCham România, care reprezintă standarde de referință internaționale în vederea instituirii unui climat de afaceri sanătos;
- Legea societăților nr.31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare („Legea nr.31/1990”);
- OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare („OUG nr.109/2011”);
- Angajamentul de listare, prin care Transelectrica, la Oferta Publică Inițială (în 2006), și-a asumat respectarea drepturilor deținătorilor de valori mobiliare și asigurarea unui tratament egal pentru toți deținătorii de valori mobiliare de același tip și clasă;
- Actul constitutiv al Companiei, actualizat („Actul Constitutiv”);
- Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, actualizat;
- Regulile interne ale Directoratului, actualizate;
- Codul de Etică Profesională, obligatoriu pentru toate structurile organizației, care prezintă normele etice de conduită care stabilesc și reglementează valorile corporative, responsabilitățile, obligațiile și conduita în afaceri pe baza cărora s-a dezvoltat organizația.

Figura 35: Structura Consiliului de Supraveghere la 31 decembrie 2024



Consiliul de Supraveghere

(denumit în continuare și „CS”)

Componența Consiliului de Supraveghere la data de 31.12.2024 era următoarea:

- Cătălin-Andrei Dascăl – Președinte
- Teodor Atanasiu – Membru
- Costin-Mihai Păun – Membru
- Alexandru-Cristian Vasilescu – Membru
- Rareș-Stelian Rusu - Membru
- Luminița Zezeanu - Membru
- Dumitru-Virgil Orlandea - Membru

Conform Actului Constitutiv, CS este format din șapte membri, numiți pentru o perioadă de cel mult patru ani și putând fi revocați oricând de către Adunarea Generală a Acționarilor Companiei („AGA”).

Toți membrii sunt ne-executivi, conducerea Companiei revenind, în temeiul legii și al Actului Constitutiv, Directoratului. Membrii CS se pot întruni în orice moment, dar în orice caz cel puțin o dată la trei luni.

Compania suportă costurile asigurării de răspundere profesională a membrilor CS. Valoarea sumei asigurate și a primei de asigurare au fost stabilite prin hotărâre a AGA.

În anul 2024, CS s-a întrunit ori de câte ori interesele Companiei au impus dezbateri cu privire la probleme aflate în competența sa.

Alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere prin metoda votului cumulativ

La cererea acționarilor reprezentând, individual sau împreună, cel puțin 10% din capitalul social subscris și vărsat, Directoratul convoacă obligatoriu AGA având pe ordinea de zi alegerea membrilor CS prin aplicarea metodei votului cumulativ.

Orice acționar care deține mai puțin de 10% din capitalul social subscris și vărsat poate face, în scris, propuneri adresate Directoratului, pentru aplicarea metodei votului cumulativ, în termen de 15 zile de la

data publicării în Monitorul Oficial al României, Partea a IV-a, a convocatorului adunării generale a acționarilor ce are pe ordinea de zi alegerea membrilor CS. În acest caz, aplicarea metodei votului cumulativ pentru alegerea membrilor CS este supusă votului în cadrul Adunării Generale a Acționarilor.

Prin metoda votului cumulativ, fiecare acționar are dreptul de a-și atribui voturile cumulate – obținute în urma înmulțirii voturilor deținute de către orice acționar, potrivit participării la capitalul social, cu numărul membrilor ce urmează să formeze CS – uneia sau mai multor persoane propuse pentru a fi alese în Consiliul de Supraveghere.

În exercitarea votului cumulativ acționarii pot să acorde toate voturile cumulate unui singur candidat sau mai multor candidați. În dreptul fiecărui candidat acționarii menționează numărul de voturi acordate.

În situația aplicării metodei votului cumulativ, membrii CS în funcție la data adunării generale vor fi înscrși din oficiu pe lista candidaților pentru alegerea membrilor CS alături de candidații propuși de către acționari.

Toți candidații înscrși în lista de candidaturi vor fi supuși votului acționarilor în cadrul AGA.

Membrii CS în funcție la data adunării generale, care nu sunt reconfirmați prin vot cumulativ ca membri ai CS sunt considerați revocați din funcție prin hotărârea adunării generale.

Durata mandatului membrilor CS aflați în funcție la data adunării generale a acționarilor în cadrul căreia s-a aplicat votul cumulativ va continua în cazul reconfirmării acestora prin metoda votului cumulativ.

În situația în care două sau mai multe persoane propuse a fi alese ca membru în CS obțin același număr de voturi cumulate, este declarată aleasă ca membru persoana care a fost votată de un număr mai mare de acționari.

Criteriile de alegere a membrilor CS în situația în care două sau mai multe persoane propuse obțin același număr de voturi cumulate, exprimate de același număr de acționari, sunt stabilite de către

adunarea generală a acționarilor și precizate în procesul verbal al acesteia.

Pe parcursul anului 2024 membrii CS nu au fost aleși prin metoda votului cumulativ.

Remunerația Consiliului de Supraveghere

Pe perioada 1 ianuarie-28 februarie 2024, membrii Consiliului de Supraveghere au avut o indemnizație brută fixă lunară în valoare de 17.926 lei brut/lună, conform Hotărârii AGA nr. 6/18 august 2022.

Începând cu data de 1 martie 2024, remunerația membrilor CS este în cuantum de 28.223 lei brut/lună, conform Hotărârii AGA nr. 1/28 februarie 2022.

Atribuțiile Consiliului de Supraveghere

Consiliul de Supraveghere are, în principal, următoarele atribuții:

- exercită controlul asupra modului în care Directoratul conduce Compania,
- verifică bugetul de venituri și cheltuieli și programul de investiții pe exercițiul financiar supus aprobării adunării generale a acționarilor,
- îndeplinește orice atribuții prevăzute de legislația specială aplicabilă în domeniul administrării întreprinderilor publice,
- determină structura și numărul membrilor Directoratului,
- numește și revocă membrii Directoratului și stabilește remunerația acestora,
- verifică dacă activitatea desfășurată în numele și pe seama Companiei este în conformitate cu legea, cu actul constitutiv și hotărârile adunării generale a acționarilor,
- prezintă adunării generale a acționarilor, cel puțin o dată pe an, un raport privind activitatea de supraveghere desfășurată,
- reprezintă Compania în raporturile cu Directoratul,
- aprobă regulile interne ale Directoratului,
- verifică situațiile financiare ale Companiei,
- verifică raportul membrilor Directoratului,
- propune adunării generale numirea și revocarea auditorului financiar, precum și durata minimă a contractului de audit,
- aprobă tranzacțiile Companiei cu părțile afiliate în cazurile și condițiile prevăzute de lege.

Totodată, în cazuri excepționale, când interesul Companiei o cere, Consiliul de Supraveghere poate convoca adunarea generală a acționarilor iar anumite tipuri de operațiuni nu pot fi efectuate decât cu acordul Consiliului de Supraveghere. Acestea sunt următoarele:

- achiziția de produse, servicii și lucrări, indiferent de durată, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- operațiuni având ca obiect prestarea serviciului de transport, a serviciilor de sistem și de administrare a pieței angro de energie electrică, operațiuni pentru colectarea contribuției pentru cogenerare de înaltă eficiență, operațiuni pentru plata bonusului și restituirea supracompensării/bonusului necuvenit, operațiuni de racordare la RET, de realizare a condițiilor de coexistență, de eliberare amplasament și execuție a acestor lucrări, consultanță tehnică și management de proiect, aferente acestor lucrări, operațiuni de vânzare-cumpărare a terenurilor necesare realizării noilor instalații conform contractelor de racordare la RET, precum și a terenurilor necesare căilor de acces către aceste instalații, operațiuni de constituire în favoarea Companiei a unor drepturi de uz și servitute, de suprafață, de folosință, de afectare în orice fel asupra terenurilor afectate de noile instalații conform contractelor de racordare la RET, precum și orice alte operațiuni ce se vor efectua pentru buna desfășurare a activității principale a Companiei în concordanță cu reglementările în vigoare, cu o valoare de peste 10.000.000 euro,
- inițierea, soluționarea, exercitarea, abandonarea unor pretenții, litigiu, arbitraj, cu o valoare de peste 500.000 euro,
- angajamente care implică obligații importante din partea Companiei, cu excepția operațiunilor prevăzute la primele două puncte, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- orice act cu titlu gratuit, incluzând orice sponsorizări și donații oferite de Companie, cu valoare individual mai mare de 100.000 lei,
- înființarea sau desființarea unor sedii secundare ale Companiei, în țară sau în străinătate, (sucursale, reprezentanțe, agenții sau alte asemenea unități fără personalitate juridică),
- modificări ale structurii organizatorice (organigrama) a Societății și a regulamentului de organizare și funcționare.

Totodată, membrii Consiliului de Supraveghere au îndatoriri de diligență și loialitate față de Companie și respectă această obligație dacă în momentul luării unei decizii de afaceri aceștia sunt în mod rezonabil îndreptățiți să considere că acționează în interesul Companiei. Consiliul de Supraveghere, în exercitarea atribuțiilor esențiale de control asupra modului în care Directoratul conduce Compania, precum și de verificare a activității desfășurate în numele și pe seama Companiei, are dreptul și

îndatorirea să stabilească în raport cu Directoratul și Compania modalitățile de control, verificare și de raportare pe care le consideră necesare îndeplinirii acestor atribuții.

Corelativ, Directoratul are îndatorirea să asigure la nivelul Companiei procedurile de raportare și condițiile organizatorice necesare îndeplinirii atribuțiilor de control și verificare aflate în sarcina Consiliului de Supraveghere.

Comitetele Consultative

La 31.12.2024 la nivelul Consiliului de Supraveghere sunt constituite patru comitete consultative:

- *Comitetul de audit;*
- *Comitetul de nominalizare și remunerare;*
- *Comitetul pentru investiții și securitatea energetică.*
- *Comitetul pentru gestiunea riscurilor*

Deciziile în cadrul comitetelor consultative se iau cu majoritate de voturi. În cazul unui balotaj, Președintele comitetului are votul decisiv.

Conform regulamentului de organizare și funcționare aprobat, cel puțin un membru al fiecărui comitet creat trebuie să fie administrator independent, în înțelesul ce decurge din legea societăților, legislația și reglementările pieței de capital. În ceea ce privește comitetul de audit majoritatea membrilor trebuie să fie administratori independenți.

Orice membru al unui comitet consultativ poate convoca ședința comitetului din care acesta face parte. Convocarea ședințelor comitetelor consultative va fi transmisă fiecărui membru al comitetului în scris, prin fax sau prin poșta electronică la adresa de e-mail și numărul de fax al respectivului membru al comitetului.

Atribuțiile comitetelor din cadrul Consiliului de Supraveghere

Principalele atribuții ale comitetelor din cadrul Consiliului de Supraveghere în funcție de aria de activitate sunt:

Comitetul de nominalizare și remunerare

- formulează propuneri pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului,
- elaborează și face propuneri Consiliului de Supraveghere în ceea ce privește procedura de selecție a membrilor Consiliului de

Supraveghere, a membrilor Directoratului Companiei și pentru alte funcții de conducere,

- formulează propuneri privind remunerarea membrilor Directoratului Companiei și a altor funcții de conducere, cu respectarea limitelor generale ale remunerațiilor aprobate de Adunarea generală a acționarilor,
- organizează sesiuni de instruire pentru membrii CS;
- formulează propuneri de remunerare pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului, cu respectarea politicii de remunerare transmise de AMEPIP;
- sprijină Consiliul în evaluarea propriei performanțe, precum și a performanței conducerii executive

Comitetul de audit

Comitetul de audit asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților sale în domeniul raportării financiare, al controlului intern și acela al administrării riscului.

Atribuții ale Comitetului de audit legate de raportarea financiară și auditul statutar:

- monitorizează procesul de raportare financiară la nivelul Companiei,
- monitorizează auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate,
- examinează în mod regulat eficiența raportării financiare,
- verifică și monitorizează independența auditorului statutar sau a firmei de audit și în special, prestarea de servicii suplimentare entității auditate,
- formulează recomandări către Consiliu privind numirea auditorului extern (auditor statutar sau firmă de audit) al Companiei privind selectarea, numirea, re-numirea și înlocuirea auditorului extern, precum și termenii și condițiile remunerării acestuia,
- monitorizează independența și obiectivitatea auditorului extern, în special prin monitorizarea rotației partenerilor în firma de audit,
- primește și analizează raportul auditorului extern cu privire la aspectele esențiale care rezultă din auditul statutar și, în special, cu privire la deficiențele semnificative ale controlului intern în ceea ce privește procesul de raportare financiară,
- sprijină Consiliul în monitorizarea credibilității și integrității informației financiare furnizată de

Companie, în special prin revizuirea relevanței și consistenței standardelor contabile aplicate de aceasta (inclusiv criteriile de consolidare).

Atributii ale Comitetului de audit în domeniul controlului intern managerial:

- monitorizează eficacitatea sistemelor de control intern, de audit intern, după caz, și de management al riscurilor din cadrul Companiei,
- examinează în mod regulat eficiența controlului intern și sistemului de administrare a riscului adoptat de Companie,
- se asigură că analizele de audit efectuate precum și rapoartele de audit elaborate, ca urmare a acestora, sunt conforme cu planul de audit aprobat la nivelul Companiei,
- propune Consiliului modalitățile de control, verificare și de raportare necesare pentru exercitarea atribuțiilor esențiale de control asupra modului în care Directoratul conduce Compania, precum și de verificare a activității desfășurate în numele și pe seama Companiei,
- verifică îndeplinirea obligațiilor privind raportarea non-financiară la nivelul Companiei,
- îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 65 din Legea nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative.

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

- consultarea și monitorizarea implementării Strategiei și Planului de Investiții pe termen mediu, scurt și lung ale Companiei,
- consilierea și consultarea cu membrii Consiliului de Supraveghere, cu membrii Directoratului și cu conducerea executivă a Companiei, în cadrul și în corelare cu Strategia Companiei și ROF, fără a aduce atingere responsabilității membrilor Consiliului de Supraveghere, membrilor Directoratului și altor persoane care potrivit Legii Aplicabile au răspundere referitoare la conducerea și supravegherea Companiei,
- consultarea și monitorizarea implementării acțiunilor privind menținerea și creșterea securității energetice relative activităților Companiei.

Comitetul pentru gestionarea riscurilor

Comitet, nou înființat ca urmare a amplei modificări a Ordonanței de urgență a Guvernului nr.109/2011 din anul 2023, care asigură concordanța activităților de control cu riscurile generate de activitățile și

procesele care fac obiectul controlului, identifică, analizează, evaluează, monitorizează și raportează riscurile identificate, planul de măsuri de atenuare sau anticipare a acestora, alte măsuri luate de conducerea executivă.

Totodată, comitetul este responsabil cu măsurarea solvabilității Companiei, întreprindere publică, prin raportare la atribuțiile și obligațiile uzuale ale acesteia, și informează sau, după caz, face propuneri Consiliului de Supraveghere

Activitatea comitetelor CS în anul 2024

În anul 2024 s-au desfășurat 22 (douăzeci și două) ședințe ale *Comitetului de Nominalizare și Remunerare* în care membrii acestui comitet au elaborat Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2023 și au îndeplinit procedurile necesare selecției membrilor Directoratului Companiei.

De asemenea, au fost formulate propuneri și recomandări pentru ocuparea poziției de membru provizoriu al Directoratului Companiei.

În anul 2024, s-au desfășurat 9 (nouă) ședințe ale *Comitetului de Audit*, în cadrul cărora au fost verificate Situațiile financiare interimare aferente exercițiului financiar 2023, au fost verificate Bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2024 și estimările pentru anii 2025-2026. A fost elaborat Raportul Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA aferent anului 2023 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei și s-au verificat situațiile financiare separate/consolidate ale Companiei pentru anul 2023, însoțite de Raportul auditorului financiar.

Directoratul

Componența Directoratului la data de 31.12.2024:

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

Organizarea Directoratului

Membrii Directoratului sunt numiți și revocați de Consiliul de Supraveghere. Unul dintre membrii Directoratului este numit de către Consiliul de Supraveghere Președinte al Directoratului (denumit alternativ și Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” – al Companiei), Președinte care convoacă și prezidează ședințele Directoratului și este totodată responsabil pentru

buna organizare a activității Directoratului ca organ colectiv de conducere, în vederea îndeplinirii atribuțiilor și responsabilităților ce revin, respectiv sunt, în sarcina acestuia potrivit legii aplicabile și Actului Constitutiv.

Numărul membrilor va fi determinat de CS, cu condiția ca acel număr să nu fie mai mic de trei și mai mare de șapte, numărul acestora fiind întotdeauna impar. Un membru al Directoratului va fi numit Președinte al Directoratului (denumit alternativ și Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” – al Companiei).

Remunerația Directoratului

În perioada 01 ianuarie 2024 – 31 decembrie 2024 membrii Directoratului au avut o indemnizație brută fixă lunară în valoare de 55.050 lei brut/lună.

Atribuțiile și îndatoririle Directoratului

Directoratul îndeplinește toate actele necesare și utile pentru realizarea obiectului de activitate al Companiei, cu excepția celor rezervate de lege în sarcina Consiliului de Supraveghere și a Adunării generale a acționarilor, conducerea Companiei revenindu-i în exclusivitate în temeiul Legii Aplicable.

Directoratul își exercită atribuțiile sub controlul Consiliului de Supraveghere și are îndatorirea:

- să furnizeze Consiliului de Supraveghere, cel puțin o dată la 3 (trei) luni, rapoarte scrise privind conducerea Companiei, activitatea Companiei și posibila evoluție a Companiei;
- să asigure la nivelul Companiei procedurile de raportare și condițiile organizatorice necesare îndeplinirii atribuțiilor de control și verificare aflate în sarcina Consiliului de Supraveghere.

Directoratul conduce Compania, aprobă toate operațiunile la nivelul Companiei, altele decât cele prevăzute în competența Adunării generale a acționarilor și reprezintă Compania în raport cu terții și în justiție.

Principalele îndatoriri ale Directoratului, îndeplinite sub supravegherea Consiliului de Supraveghere (CS), sunt:

- stabilește strategia, politicile de dezvoltare, politicile contabile și sistemul de control financiar ale Companiei și aprobă planificarea financiară,
- aprobă cu acordul CS structura organizatorică (organigrama) a Companiei și regulamentul de organizare și funcționare,

- supune anual Adunării generale a acționarilor raportul cu privire la activitatea Companiei, situațiile financiare pe anul precedent, proiectul de buget și programul de investiții al Companiei pe anul în curs,
- încheie acte juridice cu terții în numele și pe seama Companiei, cu respectarea dispozițiilor Actului Constitutiv referitoare la semnătura conjunctă și cu respectarea aspectelor rezervate competenței adunării generale a acționarilor sau Consiliului de Supraveghere,
- angajează și concediază, stabilește sarcinile și responsabilitățile personalului Companiei, în conformitate cu politica de personal a Societății,
- negociază Contractul colectiv de muncă la nivelul Companiei, precum și actele adiționale la acesta, împreună cu reprezentanții salariaților,
- îndeplinește toate actele și ia măsurile necesare și utile pentru conducerea și îndeplinirea obiectului de activitate al Companiei, cu excepția celor rezervate prin lege sau prin Actul Constitutiv în sarcina adunării generale a acționarilor și a Consiliului de Supraveghere. În acest sens, Directoratul aprobă operațiunile la nivelul Companiei, altele decât cele prevăzute în competența AGA, cu obligația de a obține acordul CS pentru tipurile de operațiuni pentru care legea sau Actul Constitutiv prevăd un astfel de acord,
- aprobă mandatele reprezentanților Companiei în cadrul adunărilor generale ale acționarilor filialelor Companiei și informează CS, trimestrial, cu privire la mandatele acordate acestora,
- aprobă cu acordul CS înființarea sau desființarea unor sedii secundare (sucursale, reprezentanțe, agenții sau alte asemenea unități fără personalitate juridică),
- aprobă încheierea de către Companie de acte juridice de natura contractului de societate reglementat de Codul civil atunci când rezultatul nu este o entitate cu personalitate juridică distinctă precum și aprobarea participării Companiei ca membru în organizații interne sau internaționale,
- exercită orice competență prevăzută de lege sau delegată de către adunarea generală a acționarilor în temeiul legii,
- îndeplinește orice atribuții prevăzute de legislația specială aplicabilă în domeniul administrării întreprinderilor publice,
- duce la îndeplinire hotărârile adunării generale a acționarilor.

Directoratul informează Adunarea generală a acționarilor, cel puțin de două ori pe an cu privire la următoarele tipuri de operațiuni:

- achiziția de produse, servicii și lucrări, indiferent de durată cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- inițierea, soluționarea, exercitarea, abandonarea unor pretenții, litigiu, arbitraj, cu o valoare mai mare de 500.000 euro,
- angajamente care implică obligații importante din partea Companiei, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- credite, indiferent de durată, sub 50.000.000 euro,
- garanții pentru credite, sub 50.000.000 euro.

Directoratul are obligația de a obține acordul Consiliului de Supraveghere pentru anumite tipuri de operațiuni, pentru aceste tipuri de operațiuni Directoratul fiind în măsură să aprobe operațiunea respectivă doar după obținerea acordului Consiliului de Supraveghere.

În ipoteza unui refuz, Directoratul având și posibilitatea de a cere acordul Adunării generale ordinare a acționarilor care va decide în condițiile legii.

Adunarea Generală a Acționarilor

AGA este organul de conducere al Transelectrica, care decide asupra activității și politicii economice a Companiei. Poate fi ordinară sau extraordinară, atribuțiile sale specifice fiind prevăzute în Actul Constitutiv.

Odată cu listarea instrumentelor sale financiare pe piața reglementată administrată de BVB, Compania și-a asumat obligația de a respecta drepturile deținătorilor de instrumente financiare emise și de a le asigura acestora un tratament echitabil.

Astfel, toți deținătorii de instrumente financiare din aceeași clasă de titluri sunt tratați în mod echitabil, toate instrumentele financiare de același tip și din aceeași clasă conferindu-le deținătorilor drepturi egale.

Fiecare acțiune conferă drepturi deținătorului, așa cum au fost acestea prevăzute în Actul Constitutiv:

- dreptul la vot în AGA (o acțiune = un vot),
- dreptul de a alege și de a fi aleși în organele de conducere,
- dreptul de a participa la distribuirea profitului (dreptul la dividend).

Deținerea acțiunii certifică adeziunea de drept la Actul Constitutiv.

Toți acționarii au dreptul de a participa la AGA, de a-și exercita dreptul de vot și de a-și exprima punctul de vedere în cursul dezbaterilor.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor are următoarele obligații și atribuții:

- discută, aprobă sau modifică situațiile financiare anuale pe baza rapoartelor prezentate de Directorat, Consiliul de Supraveghere și de auditorul financiar,
- aprobă repartizarea profitului și fixează dividendul,
- alege și revocă membrii Consiliului de Supraveghere,
- numește și demite auditorul financiar și fixează durata minimă a contractului de audit financiar,
- fixează limitele generale ale remunerațiilor membrilor Directoratului,
- fixează remunerația cuvenită pentru exercițiul în curs membrilor Consiliului de Supraveghere,
- se pronunță asupra gestiunii membrilor Directoratului și membrilor Consiliului de Supraveghere, le evaluează activitatea și îi descarcă de gestiune, în condițiile legii,
- hotărăște cu privire la acționarea în justiție a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere, după caz, pentru pagube pricinuite Companiei,
- stabilește bugetul de venituri și cheltuieli și programul de investiții pe exercițiul financiar supus aprobării,
- hotărăște cu privire la orice ține de competența sa potrivit legislației aplicabile,
- analizează rapoartele Consiliului de Supraveghere cu privire la activitatea desfășurată,
- hotărăște cu privire la gajarea sau închirierea uneia sau mai multor unități ale Companiei.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor se întrunește ori de câte ori este necesar a se lua o hotărâre asupra următoarelor aspecte:

- schimbarea formei juridice a Companiei,
- mutarea sediului Companiei,
- schimbarea obiectului de activitate al Companiei,
- majorarea capitalului social al Companiei,
- reducerea capitalului social al Companiei sau reîntregirea lui prin emisiune de noi acțiuni,
- fuziunea cu alte societăți,
- divizarea Companiei,
- dizolvarea anticipată a Companiei,
- conversia acțiunilor dintr-o categorie în alta,

- conversia acțiunilor nominative în acțiuni la purtător sau a acțiunilor la purtător în acțiuni nominative,
- conversia obligațiunilor dintr-o categorie în altă categorie sau în acțiuni,
- emisiunea de obligațiuni,
- încheierea de acte de dobândire, înstrăinare, schimb sau de constituire în garanție a unor active din categoria activelor imobilizate ale Companiei, a căror valoare depășește, individual sau cumulativ, pe durata unui exercițiu financiar, 20% din totalul valorii contabile a activelor imobilizate ale Companiei minus creanțele,
- orice modificări ale Actului Constitutiv sau oricare altă hotărâre pentru care este cerută aprobarea AGA.

Pe lângă competențele și atribuțiile menționate mai sus sau de lege, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor hotărăște asupra următoarelor aspecte:

- realizarea de către Companie în calitate de creditor a oricăror tipuri de împrumuturi sau obligații de tipul împrumuturilor,
- constituirea sau participarea la constituirea unor entități cu personalitate juridică distinctă, cu scop patrimonial sau nepatrimonial, precum și participarea la capitalul social al altor societăți,
- contractarea de credite, cu o durată mai mare sau egală de 5 ani, a căror valoare este mai mare sau egală cu 50.000.000 euro,
- constituirea de garanții cu o valoare mai mare sau egală cu 50.000.000 euro,
- stabilirea valorii minime a sumei asigurate și a valorii maxime a primei de asigurare pentru asigurarea de răspundere profesională a membrilor Consiliului de Supraveghere, respectiv a membrilor Directoratului.

Compania depune toate diligențele pentru facilitarea participării acționarilor la ședințele AGA, încurajează dialogul dintre acționari și membrii Consiliului de Supraveghere și / sau membrii Directoratului, precum și a exercitării depline a drepturilor acestora. Adunarea Generală a Acționarilor este mecanismul real de exercitare a tuturor drepturilor acționarilor. Convocatorul devine public în 24 ore de la momentul convocării AGA pe site-ul BVB, pe site-ul Companiei www.transelectrica.ro, și pe cel al ASF, iar în Monitorul Oficial în maxim 4 zile iar în presă în maxim 5 zile de la convocare. Similar, sunt publicate materialele supuse dezbaterii, conform ordinii de zi și a termenelor legale. Fiecare convocare a AGA cuprinde locația, data și ora la care va avea loc

aceasta, la prima convocare, adresa locului unde se va ține ședința, precum și data, ora și locul celei de-a doua convocări.

Convocarea AGA menționează explicit subiectele care vor face obiectul dezbaterilor, precum și justificarea acestora. Regulile de organizare și desfășurare pentru fiecare AGA și procedurile de participare la ședințe sunt prezentate explicit direct în convocator, astfel încât să fie cunoscute de toți acționarii doritori să participe la ședință.

Compania încurajează participarea acționarilor la AGA și ia toate măsurile pentru a facilita acest lucru. Materialele supuse dezbaterii fiind publicate pe site-ul www.transelectrica.ro secțiunea Relații Investitori / AGA, acționarii sunt încurajați să adreseze întrebări privind punctele de pe ordinea de zi.

Accesul acționarilor îndreptățiți să participe la AGA este permis prin simpla probă a identității acestora, făcută, în cazul acționarilor persoane fizice, cu actul de identitate sau, în cazul persoanelor juridice și a acționarilor persoane fizice reprezentate, cu împuternicirea dată persoanei fizice care le reprezintă.

Pentru acționarii care nu pot participa, Compania pune la dispoziție posibilitatea exercitării votului:

- a) prin reprezentare, pe bază de împuternicire specială;
- b) prin corespondență;
- c) la distanță.

În cadrul AGA, acționarii vor putea vota și prin mijloace electronice, conform Legii nr. 455/2001 privind semnatura electronică, cu modificările și completările ulterioare, precum și conform reglementărilor ASF. Formularele aferente (formularul de vot prin corespondență și modelul de împuternicire specială), atât în limba română, cât și în limba engleză, sunt, de asemenea, postate pe site-ul www.transelectrica.ro secțiunea Relații investitori/AGA.

Hotărârile adoptate în AGA sunt diseminate în ziua ședinței, prin mijloace similare celor prezentate anterior pentru convocare. Rezultatele de vot sunt publicate pe website-ul Companiei în termen de maximum 15 zile de la data ținerii ședinței AGA.

Pentru a pune la dispoziția acționarilor informații relevante în timp real, Compania a creat pe website-ul propriu, www.transelectrica.ro o secțiune specială, numită Relații Investitori, ușor accesibilă și permanent actualizată. Pagina este astfel structurată încât să conțină toate informațiile necesare deținătorilor de valori mobiliare: inclusiv

informații referitoare la AGA. AGA este convocată de către Directorat, ori de câte ori este necesar, în condițiile legii. În cazuri excepționale, când interesul Companiei o cere și Consiliul de Supraveghere poate convoca AGA.

Ședințele AGA se țin în limba română.

Controlul intern

În cadrul Companiei, controlul intern reprezintă ansamblul politicilor și procedurilor concepute și implementate de către managementul și personalul acesteia, în vederea atingerii obiectivelor generale.

Sintagma „control intern managerial” subliniază responsabilitatea tuturor nivelurilor ierarhice pentru ținerea sub control a tuturor proceselor interne desfășurate pentru realizarea obiectivelor generale și a celor specifice.

În cadrul Transelectrica, Comisia de Monitorizare funcționează în conformitate cu prevederile OSGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice.

Misiunea activității controlului intern managerial constă în asigurarea controlului administrativ în cadrul Companiei, în vederea realizării atribuțiilor Companiei la un nivel corespunzător de calitate, stabilite în concordanță cu propria ei misiune, în condiții de regularitate, eficacitate, legalitate, economicitate și eficiență.

Pentru îmbunătățirea sistemului de control managerial intern, Comisia de monitorizare coordonează procesul de actualizare a obiectivelor generale și specifice, procesul de gestionare a riscurilor, a sistemului de monitorizare a performanțelor, a situației procedurilor și a sistemului de monitorizare și de raportare, respectiv informare către Directoratul Companiei.

Controlul intern managerial are ca principale obiective:

- creșterea eficienței și eficacității funcționării Companiei
- asigurarea fiabilității informațiilor interne și externe
- conformarea cu legislația în vigoare, regulamentele și politicile interne
- asigurarea unui climat bazat pe identificarea, înțelegerea și controlul riscurilor, care să contribuie la realizarea obiectivelor

În ceea ce privește stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial în

cadrul Companiei, la nivelul anului 2024 a fost elaborat Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control intern Managerial care a fost actualizat în mai multe etape:

- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial, Revizia 1, elaborat în data de 24.04.2024
- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial, Revizia 2, elaborat în data de 13.09.2024
- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial, Revizia 3, elaborat în data de 18.12.2024

De asemenea, pentru creșterea nivelului de implementare a standardelor de control intern managerial în cadrul Companiei au fost elaborate următoarele documente:

Standardul 1- Etică și integritate

- Metodologia pentru gestionarea riscurilor de corupție în cadrul Transelectrica
- Procedura de sistem privind măsurile preventive din cadrul Transelectrica

Standardul 2- Atribuții, funcții, sarcini

- Procedura Operațională - Întocmirea, înregistrarea și difuzarea deciziilor în cadrul Transelectrica

Standardul 5 - Obiective

- Lista obiectivelor generale ale Transelectrica
- Lista obiectivelor generale și specifice

Standardul 6 - Planificarea

- Procedura Operațională Organizarea și desfășurarea ședințelor operative

Standardul 8 – Managementul Riscului

- Registrul riscurilor 2024, Transelectrica pentru riscurile semnificative la nivel de Companie
- Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor și monitorizarea performanțelor la nivelul Transelectrica în anul 2023
- Tabelul C12 - Prioritizarea riscurilor semnificative la nivel de Companie
- Planul de implementare a măsurilor de control 2024, pentru riscurile semnificative la nivel de Companie
- Raportările către Direcții din cadrul Companiei, respectiv către ANRE

Standardul 9 – Proceduri

- Procedura de sistem - Elaborarea procedurilor documentate
- Procedura de sistem - Acordarea de adaosuri salariale și prime în Transelectrica

Standardul 11 – Continuitatea activității

- Procedura de sistem privind Asigurarea managementului continuității activității

Standardul 12 – Informarea și comunicare

- Procedura operațională - Activitatea de comunicare internă și externă

Standardul 14 – Raportarea contabilă și financiară

- Procedura operațională - Întocmirea situațiilor financiare separate ale Companiei

Standardul 15 – Evaluarea sistemului de control intern managerial

La nivelul Companiei se analizează periodic situația centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial, în acest sens fiind elaborate în cadrul Companiei Chestionarul de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial, Situația sintetică a rezultatelor autoevaluării și Raportul asupra sistemului de control managerial.

Realizarea obiectivelor în anul 2024 s-a efectuat prin aplicarea controlului intern managerial în stabilirea mijloacelor de realizare și a structurilor responsabile din cadrul Companiei (direcții, departamente, servicii, sucursale teritoriale de transport).

Ca și perspectivă pentru anul 2025 printre obiectivele asumate conform Programului de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial se pot enumera:

Standardul 1 – Etică și integritate

- Actualizare și difuzarea, către întreg personalul, a Codului de Etică și Conduită Profesională

Standardul 2 – Atribuții, funcții, sarcini

- Revizuirea și actualizarea procedurii de sistem privind funcțiile sensibile, întocmirea listei funcțiilor sensibile și a salariaților care le dețin

Standardul 11 – Continuitatea activității

- Inventarierea situațiilor generatoare de întreruperi

Standardul 13 – Gestionarea documentelor

- Elaborarea procedurii de sistem privind managementul documentelor la nivelul Companiei în vederea stabilirii și aplicării unui proces unitar privind primirea, înregistrarea, circuitul, expedierea, clasarea și arhivarea acestora

Standardul 15 – Evaluarea sistemului de control intern managerial

- Elaborarea Chestionarului de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial, Situația sintetică a rezultatelor autoevaluării și Raportul asupra sistemului de control managerial.

Construirea unui sistem de control intern managerial solid reprezintă crearea și implementarea unui set de mecanisme și proceduri capabile să ajute atât top managementul companiei, cât și pe angajații acesteia să își stabilească coordonate concrete și complete în dezvoltarea și consolidarea Companiei pe piață.

Consolidarea unui SCIM performant este un proces de durată care necesită eforturi importante din partea întregului personal al Companiei și, în mod deosebit, din partea personalului cu funcții de conducere.

Auditul public intern

Compania are organizată activitatea de audit public intern prin structură proprie din anul 2004. Conform Structurii Organizatorice și Funcționale în vigoare și în conformitate cu Legea nr. 672/2002 privind auditul public intern structura „Audit Public Intern” (API) este subordonată Consiliului de Supraveghere.

La nivelul Companiei, activitatea de audit se desfășoară în baza normelor proprii, avizate de către organul ierarhic superior (Secretariatul General al Guvernului) cu nr. 1911/11.06.2014. Din cele cinci filiale ale Companiei numai în trei este organizată și se desfășoară activitate proprie de audit public intern (Opcom SA, Smart SA, Teletrans SA). La filialele Formenerg SA și Icenerg Service SA nu este organizată activitatea de audit public intern, ea fiind asigurată de structura de Audit Public Intern (API) din cadrul Companiei.

La una dintre entități (Icenerg Service) auditul public intern nu funcționează, deși este înființat prin organul ierarhic superior întrucât societatea Icenerg Service se află în procedură de faliment, în ultimii ani nu au mai fost realizate misiuni de audit public intern, aceasta fiind cauza nefuncționării auditului public intern furnizat de organul ierarhic superior.

Rolul

- acordarea consultanței și asigurărilor privind eficacitatea sistemelor de management al riscurilor, de control și de guvernanță, contribuind la obținerea plusvalorii și oferind recomandări pentru îmbunătățirea acestora;
- asistarea conducerii Companiei în realizarea obiectivelor și furnizarea evaluărilor obiective și detaliate cu privire la legalitatea, regularitatea, eficiența, economicitatea și eficacitatea activităților și operațiunilor desfășurate.

Reglementările și principiile care guvernează activitatea

- legea nr. 672/2002 privind auditul public intern, cu completările ulterioare;
- normele generale privind exercitarea activității de audit public intern (HG nr.1086/2013);
- codul privind conduita etică a auditorului intern care are scopul de a crea cadrul etic necesar desfășurării profesiei de auditor intern;
- cartea auditului intern stabilește poziția structurii de audit intern în cadrul entității publice, definește sfera de activitate a auditului public intern, drepturile și obligațiile auditorilor interni;
- independența organizatorică în cadrul Companiei, pentru a nu fi supusă ingerințelor de nicio natură, începând de la stabilirea obiectivelor de audit, realizarea efectivă a lucrărilor specifice misiunii și până la comunicarea rezultatelor acesteia;
- obiectivitatea individuală, competența, conștiința profesională și pregătirea profesională continuă a auditorilor;
- integritatea, obligația de a păstra confidențialitatea și neutralitatea politică a auditorilor interni.

Planificarea activității de audit public intern

Planificarea anuală se stabilește în baza „Planului multianual de audit public intern, în urma analizei riscurilor asociate și a unor solicitări din partea membrilor Consiliului de Supraveghere.

Având în vedere faptul că riscurile asociate activităților sunt generate de mediul economic și social în care se derulează activitatea din Companie, apare necesitatea ca riscurile să fie reevaluate periodic, pentru a fi urmărite în dinamica lor.

De asemenea, pentru realizarea unei analize de risc fundamentate, dar și pentru a reduce gradul de

subiectivitate al analizei de risc, se consideră necesar utilizarea unor criterii de analiză a riscurilor bine definite, cu explicarea modalității efective de realizare a analizei de risc și de stabilire a punctajului scorului de risc.

Criteriile de analiză de risc utilizate în cadrul planificării anuale și multianuale sunt:

- probabilitatea de apariție a riscului;
- gravitatea consecințelor evenimentului (nivelul impactului).

Activitatea de audit public intern

În anul 2024 la nivelul Companiei au fost efectuate 19 misiuni de audit public intern, din care 17 de asigurare și 2 misiuni ad-hoc.

Acestea au vizat următoarele domenii:

- două misiuni ad-hoc, la Direcția Guvernanță Corporativă Relația cu Investitorii și Reprezentare și la Direcția Resurse Umane;
- financiar-contabil, în două misiuni efectuate;
- resurse umane, în două misiuni efectuate;
- funcții specifice, în douăsprezece misiuni efectuate;
- achiziții publice, o misiune.

Pe parcursul anului nu au fost efectuate misiuni de consiliere.

Pentru activitatea de audit desfășurată în anul 2024 a fost întocmit un raport care a fost prezentat organului ierarhic superior (Secretariatul General al Guvernului).

Având în vedere Normele metodologice privind exercitarea auditului public intern al Companiei se analizează periodic rezultatele implementării, progresele înregistrate în implementarea recomandărilor raportate de entitatea/structura auditată. Se raportează anual asupra progreselor înregistrate în implementarea recomandărilor către conducerea Companiei și către structura de audit public intern de la organul ierarhic superior.

În cursul anului 2024 au fost formulate 89 recomandări, dintre care:

- 4 recomandări parțial implementate (în curs de implementare), pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;
- 52 recomandări neimplementate, din care:
 - 15 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;

- 37 recomandări cu termenul de implementare depășit.

La nivelul structurii de audit public intern din cadrul Companiei a fost elaborat Programul de asigurare și îmbunătățire a calității, ultima actualizare fiind realizată în data de 10.12.2020.

În conformitate cu prevederile punctului 2.3.7. din anexa nr. 1 la HG nr. 1086/2013, la nivelul structurii de audit public intern se elaborează un program de asigurare și îmbunătățire a calității (PAIC) sub toate aspectele auditului intern, care să permită un control continuu al eficacității acestuia.

Programul de asigurare și îmbunătățire a calității activității de audit intern trebuie să garanteze că activitatea de audit intern se desfășoară în conformitate cu normele, instrucțiunile și Codul privind conduita etică a auditorului intern și să contribuie la îmbunătățirea activității structurii de audit public intern.

Auditul public intern prin misiunile de asigurare și consiliere adaugă valoare activităților și sprijină managementul pentru menținerea unui control intern eficient și realizarea obiectivelor stabilite.

Viziunea activității de audit public intern are în vedere:

- asigurarea unei pregătiri continue, unitare și la standarde de calitate, necesare obținerii certificatelor de atestare națională a auditorilor interni,
- necesitatea unei colaborări permanente din punct de vedere metodologic și îndrumare între structura de audit public intern de la nivelul ierarhic superior (Secretariatul General al Guvernului) și Auditul Public Intern al Companiei.

Auditul public intern prin activitățile pe care le desfășoară adaugă valoare atât prin evaluarea sistemului de control intern și analiza riscurilor asociate activităților auditabile, cât și prin recomandările cuprinse în raportul întocmit și transmise în scopul asigurării atingerii obiectivelor Companiei. Aceste recomandări au determinat structurile auditate să-și perfecționeze activitățile și să-și îmbunătățească sistemul de control intern, astfel că de la un audit la altul s-au remarcat progrese semnificative.

Activitățile de monitorizare sunt orientate spre plusvaloarea creată de auditul public intern în sprijinirea îndeplinirii obiectivelor Companiei.

Având în vedere implicarea personalului structurilor auditate și a conducătorilor acestora în acțiunile de implementare a recomandărilor emise, se poate spune că auditul public intern a sprijinit personalul prin revizuirea modului de lucru și aplicarea prevederilor legale, organizarea mai bună a activității și colaborarea permanentă în eficientizarea lucrărilor efectuate.

Declarația de conformitate cu Codul de Guvernanță Corporativă al BVB

Prevederi din Cod		Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
Secțiunea A – Responsabilități [ale Consiliului de Supraveghere]			
A.1.	TEL trebuie să aibă un regulament intern al Consiliului de Supraveghere (CS) care include termenii de referință/responsabilitățile CS și funcțiile cheie de conducere ale TEL, și care aplică, printre altele, Principiile Generale din Secțiunea A.	CS al TEL își desfășoară activitatea și are atribuțiile/competențele stabilite în baza legislației în vigoare, a Actului constitutiv, a <u>Regulamentului de organizare și funcționare al CS</u> postat pe website-ul Companiei: https://admportal.transelectrica.ro/documents/10179/100731/ROF+CS_24.10.2023.pdf/e6821301-e95b-4959-8c0f-44f65431c659	
A.2.	Prevederi pentru gestionarea conflictelor de interese trebuie incluse în regulamentul CS. În orice caz, membrii CS trebuie să notifice CS cu privire la orice conflicte de interese care au survenit sau pot surveni și să se abțină de la participarea la discuții (inclusiv prin neprezentare, cu excepția cazului în care neprezentarea ar împiedica formarea cvorumului) și de la votul pentru adoptarea unei hotărâri privind chestiunea care dă naștere conflictului de interese respectiv.	Aceste aspecte sunt stipulate și în detaliu în <u>Regulamentul de funcționare și organizare al CS.</u> – secțiunea 5.	
A.3.	CS trebuie să fie format din cel puțin cinci membri.	CS format din șapte membri Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă	
A.4.	Nu mai puțin de doi membri neexecutivi ai CS trebuie să fie independenți. Fiecare membru independent al CS trebuie să depună o declarație la momentul nominalizării sale în vederea alegerii sau realegerii, precum și atunci când survine orice schimbare a statutului său, indicând elementele în baza cărora se consideră că este independent din punct de vedere al caracterului și judecății sale.	În procesul de recrutare legat de procedura de selecție reglementată de OUG 109/2011, candidații au obligația să depună o declarație pe proprie răspundere cu privire la statutul de independent, (anexat la documentația de participare). Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	
A.5.	Alte angajamente și obligații profesionale relativ permanente ale unui membru al CS, inclusiv poziții executive și neexecutive în CS unor societăți și instituții non-profit, trebuie dezvăluite acționarilor și investitorilor potențiali înainte de nominalizare și în cursul mandatului său.	Detalii - în Declarațiile de Interese postate pe website-ul Companiei, secțiunea Resurse Umane; https://www.transelectrica.ro/web/tel/declaratii-de-avere ; sau https://admportal.transelectrica.ro/web/tel/transparenta-ordin-guvern ,	
A.6.	Orice membru al CS trebuie să prezinte CS informații privind orice raport cu un acționar care deține direct sau indirect acțiuni reprezentând peste 5% din toate drepturile de vot. Această obligație se referă la orice fel de raport care poate afecta poziția membrului cu privire la chestiuni decise de CS.	Informațiile sunt cerute oricărui membru CS la data numirii prin semnarea declarației de respectare a prevederilor art. 40 din Actul Constitutiv în aplicarea art. 34 din Legea nr. 123/2012;	
A.7.	TEL trebuie să desemneze un secretar al CS responsabil de sprijinirea activității Consiliului.	Componența Secretariatului CS a fost desemnată prin Decizie CS nr. 46/2022 iar persoanele care au desfășurat activitatea în cadrul secretariatului în anul 2023 au fost: Ionela Chelu și Irina Răcănel.	
A.8.	Declarația privind guvernanța corporativă va informa dacă a avut loc o evaluare a Consiliului sub conducerea Președintelui sau a comitetului de nominalizare și, în caz afirmativ, va rezuma măsurile cheie și schimbările rezultate în urma acesteia. TEL trebuie să aibă o politică/ghid privind evaluarea CS cuprinzând scopul, criteriile și frecvența procesului de evaluare.	TEL, în calitate de <i>întreprindere publică</i> , în ceea ce privește evaluarea membrilor organelor de conducere, este supusă dispozițiilor art.30 alin.(7) și art.34 alin.(2) din OUG nr.109/2011 <i>privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice</i> . Procedura de evaluare se raportează în mod necesar la indicatorii de performanță financiari și nefinanțari, aceștia fiind aprobați de curând prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor nr. 1/15.01.2025.	
A.9.	Declarația privind guvernanța corporativă trebuie să conțină informații privind numărul de întâlniri ale CS și comitetelor în cursul ultimului an, participarea administratorilor (în persoană și în absență) și un raport al CS și comitetelor cu privire la activitățile acestora	În anul 2024 Consiliul de Supraveghere s-a întrunit în 28 de ședințe, la care au fost prezenți sau după caz reprezentați totalitatea, respectiv majoritatea membrilor. S-au desfășurat 9 ședințe ale Comitetului de Audit, 22 ședințe ale Comitetului de Nominalizare și Remunerare și o ședință în cadrul Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică	
A.10.	Declarația privind guvernanța corporativă trebuie să cuprindă informații referitoare la numărul exact de membri independenți din CS.	Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	

	Prevederi din Cod	Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
A.11.	CS al TEL trebuie să înființeze un comitet de nominalizare format din membri neexecutivi, care va conduce procedura nominalizărilor de noi membri în CS și va face recomandări CS. Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare trebuie să fie independentă.	Comitetul de Nominalizare și Remunerare este constituit în cadrul Consiliului de Supraveghere, detalierea atribuțiilor și responsabilităților fiind detaliate prin ROF al CS. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare și remunerare sunt independenți.	
Secțiune B - Sistemul de gestiune a riscului și control intern			
B.1	CS trebuie să înființeze un comitet de audit în care cel puțin un membru trebuie să fie administrator neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit ca au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului. Cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să aibă experiență de audit sau contabilitate dovedită și corespunzătoare. În cazul societăților din Categoria Premium, comitetul de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor comitetului de audit trebuie să fie independenți.	Comitetul de audit este constituit în cadrul Consiliului de Supraveghere, detalierea atribuțiilor și responsabilităților fiind detaliate prin ROF al CS. Membrii Comitetului de audit în număr de cinci sunt neexecutivi. Toți cei cinci membri din Comitetul de Audit au completat și depus declarații de independență. TEL, în calitate de <i>întreprindere publică</i> , în ceea ce privește comitetele a căror constituire este obligatorie în cadrul Consiliului, este supusă dispozițiilor art.34 din OUG nr.109/2011 <i>privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice</i> . Astfel, în cadrul Consiliului sunt constituite separat Comitetul de audit și Comitetul de gestionare a riscurilor. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă	
B.2.	Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent.	Membrii Consiliului de Supraveghere, în consecință și membrii comitetelor, sunt neexecutivi. Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	
B.3.	În cadrul responsabilităților sale, comitetul de audit trebuie să efectueze o evaluare anuală a sistemului de control intern.	Detalii în Raportul anual al Comitetului de Audit - Material AGOA aferent ședinței pentru aprobarea Situațiilor Financiare Anuale, publicat în secțiunea AGA pe pagina de web a Companiei.	
B.4.	Evaluarea trebuie să aibă în vedere eficacitatea și cuprinderea funcției de audit intern, gradul de adecvare al rapoartelor de gestiune a riscului și de control intern prezentate către comitetul de audit al Consiliului, promptitudinea și eficacitatea cu care conducerea executivă soluționează deficiențele sau slăbiciunile identificate în urma controlului intern și prezentarea de rapoarte relevante în atenția Consiliului.	Detalii - în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei secțiunea AGA pe pagina de web a Companiei, respectiv https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga .	
B.5.	Comitetul de audit trebuie să evalueze conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate.	Conform Actului constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA și în aplicarea dispozițiilor Legii nr.24/2017, Consiliul de supraveghere analizează și aprobă <i>tranzacțiile semnificative</i> cu părțile afiliate. CS are obligația de a urmări implementarea la nivelul Companiei de proceduri de aprobare și implementare pentru tranzacțiile încheiate de Companie, sau subsidiarele acesteia, cu părțile implicate, astfel cum sunt aceste persoane definite de legislația și reglementările pieței de capital, precum și a celor mai bune practici pentru a asigura o corectitudine procedurală substanțială a tranzacțiilor cu părțile implicate (tranzacțiile cu sine), prin utilizarea în acest scop a criteriilor stabilite sau recomandate de legislația și reglementările pieței de capital.	
B.6.	Comitetul de audit trebuie să evalueze eficiența sistemului de control intern și a sistemului de gestiune a riscului.	Detalii – în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2025 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare anuale)	

Prevederi din Cod		Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
B.7.	Comitetul de audit trebuie să monitorizeze aplicarea standardelor legale și a standardelor de audit intern general acceptate. Comitetul de audit trebuie să primească și să evalueze rapoartele echipei de audit intern.	Detalii - În Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2025 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare anuale)	
B.8.	Ori de câte ori Codul menționează rapoarte sau analize inițiate de Comitetul de Audit, acestea trebuie urmate de raportări periodice (cel puțin anual) sau ad-hoc care trebuie înaintate ulterior Consiliului.	Detalii - În Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2025 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare Anuale	
B.9.	Niciunui acționar nu i se poate acorda tratament preferențial față de alți acționari în legătură cu tranzacții și acorduri încheiate de societate cu acționari și afiliații acestora.	Compania asigură un tratament egal pentru toți deținătorii de valori mobiliare, de același tip și clasă, și pune la dispoziția acestora toate informațiile necesare, pentru ca aceștia să-și poată exercita drepturile.	
B.10.	CS trebuie să adopte o politică prin care să se asigure că orice tranzacție a TEL cu oricare dintre societățile cu care are relații strânse a cărei valoare este egală cu sau mai mare de 5% din activele nete ale TEL (conform ultimului raport financiar) este aprobată de CS în urma unei opinii obligatorii a comitetului de audit al CS și dezvăluită în mod corect acționarilor și potențialilor investitori, în măsura în care aceste tranzacții se încadrează în categoria evenimentelor care fac obiectul cerințelor de raportare.	Conform Actului constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA și în aplicarea dispozițiilor Legii nr.24/2017, Consiliul de supraveghere analizează și aprobă <i>tranzacțiile semnificative</i> cu părțile afiliate. Totodată, în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare conform art. 144 lit. B alin (4) din Regulamentul nr. 5/2018 al ASF privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, coroborat cu prevederile art. 92^3 din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, auditorul financiar al TEL efectuează semestrial analiza tranzacțiilor cu afiliații.	plus, CS are în vedere elaborarea, în cursul anului 2025, a unui document distinct cu privire la <i>Politica privind tranzacțiile semnificative cu părțile afiliate</i>
B.11.	Auditurile interne trebuie efectuate de către o divizie separată structural (departamentul de audit intern) din cadrul TEL sau prin angajarea unei entități terțe independente.	Activitatea de audit public intern la nivelul Companiei se desfășoară prin structura proprie de audit, distinct, în subordinea directă a Consiliului de Supraveghere.	
B.12.	În scopul asigurării îndeplinirii funcțiilor principale ale departamentului de audit intern, acesta trebuie să raporteze din punct de vedere funcțional către CS prin intermediul comitetului de audit. În scopuri administrative și în cadrul obligațiilor conducerii de a monitoriza și reduce riscurile, acesta trebuie să raporteze direct directorului general.	În aplicarea dispozițiilor legale și conform Organigramei TEL, structura de audit public intern raportează către Consiliul de Supraveghere – Comitetul de audit iar informația relevantă este pusă și la dispoziția Directoratului.	
Secțiunea C – Justa Recompensă și motivare			
C.1.	TEL trebuie să publice pe pagina sa de internet politica de remunerare și să includă în raportul anual o declarație privind implementarea politicii de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei.	Conform reglementărilor în vigoare, Compania informează anual Adunarea Generală a Acționarilor prin Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare/Raportul de remunerare. Detalii - În Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă, inclusiv pe website-ul Companiei este publicat contractul de mandat, secțiunea AGA/Guvernanță Corporativă; Politica de remunerare – material AGOA anuala din data de 29.04.2024	
Secțiunea D – Adăugând Valoare prin Relațiile cu investitorii			
D.1.	TEL trebuie să organizeze un serviciu de Relații cu Investitorii – indicându-se publicului larg persoana/ persoanele responsabile sau unitatea organizatorică. În afară de informațiile impuse de prevederile legale, TEL trebuie să includă pe pagina sa de internet o secțiune dedicată Relațiilor cu Investitorii, în limbile română și engleză, cu toate informațiile relevante de interes pentru investitori, inclusiv:	Transelectrica are în componența sa entități organizatorice specializate atât pentru Relația cu Investitorii cât și pentru Relația cu acționarii (contact). Date și informații se pot consulta pe https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ,	
D.1.1	Principalele reglementări corporative: Actul constitutiv, procedurile privind adunările generale ale acționarilor;	Se poate consulta site-ul TEL, https://www.transelectrica.ro/regulament-de-guvernanza-corporativa , iar Procedura AGA este prezenta în fiecare	

Prevederi din Cod			Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
			Convocator/completare convocator, secțiunea Relații investitori/AGA	
D.1.2	CV-urile profesionale ale membrilor organelor de conducere ale TEL, alte angajamente profesionale ale membrilor CS, inclusiv poziții executive și neexecutive în consilii de administrație din societăți sau din instituții non-profit;		Documente publice pe site-ul TEL, în secțiunea Relații investitori/Guvernanta Corporativă/Consiliul de Supraveghere și Directorat - <i>Note Biografice și CV-uri</i> ; (https://www.transelectrica.ro/web/tel/guvernanta-corporativa).	
D.1.3	Rapoartele curente și rapoartele periodice (trimestriale, semestriale și anuale) – cel puțin cele prevăzute la punctul D.8 – inclusiv rapoartele curente cu informații detaliate referitoare la neconformitatea cu prezentul Cod;		Documente relevante se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori, tab Raportări curente și Raportări periodice, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.1.4	Informații referitoare la adunările generale ale acționarilor: ordinea de zi și materialele informative; procedura de alegere a membrilor Consiliului; argumentele care susțin propunerile de candidați pentru alegerea în Consiliu, împreună cu CV-urile profesionale ale acestora; întrebările acționarilor cu privire la punctele de pe ordinea de zi și răspunsurile societății, inclusiv hotărârile adoptate;		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori/AGA, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga ,	
D.1.5	Informații privind evenimentele corporative, cum ar fi plata dividendelor și a altor distribuiri către acționari, sau alte evenimente care conduc la dobândirea sau limitarea drepturilor unui acționar, inclusiv termenele limită și principiile aplicate acestor operațiuni. Informațiile respective vor fi publicate într-un termen care să le permită investitorilor să adopte decizii de investiții;		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL secțiunea Relații investitori, link https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.1.6	Numele și datele de contact ale unei persoane care va putea să furnizeze, la cerere, informații relevante;		relatii.investitori@transelectrica.ro , Acționariat: Mihaela GRAMA - număr contact: +40.21.303.59.48 Relații investitori: Adrian ȘUȚA - număr contact: +40.21.303.56.67, date publice și pe website-ul TEL, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/contact-ri ,	
D.1.7	Prezentările TEL (de ex., prezentările pentru investitori, prezentările privind rezultatele trimestriale etc.), situațiile financiare (trimestriale, semestriale, anuale), rapoartele de audit și rapoartele anuale.		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/rapoarte-periodice ,	
D.2	TEL va avea o politică privind distribuția anuală de dividende sau alte beneficii către acționari, propusă de Directorat și adoptată de Consiliul de Supraveghere, sub forma unui set de linii directoare pe care TEL intenționează să le urmeze cu privire la distribuirea profitului net. Principiile politicii anuale de distribuție către acționari vor fi publicate pe pagina de internet a TEL.		Repartizarea profitului Companiei se realizează în conformitate cu prevederile OUG 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale, societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome.	
D.3	TEL va adopta o politică în legătură cu previziunile, fie că acestea sunt făcute publice sau nu. Previziunile se referă la concluzii cuantificate ale unor studii ce vizează stabilirea impactului global al unui număr de factori privind o perioadă viitoare (așa numitele ipoteze): prin natura sa, aceasta proiecție are un nivel ridicat de incertitudine, rezultatele efective putând diferi în mod semnificativ de previziunile prezentate inițial. Politica privind previziunile va stabili frecvența, perioada avută în vedere și conținutul previziunilor. Dacă sunt publicate, previziunile pot fi incluse numai în rapoartele anuale, semestriale sau trimestriale. Politica privind previziunile va fi publicată pe pagina de internet a Companiei.		Activitatea Companiei este reglementată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.	.

	Prevederi din Cod	Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitat)
D.4.	Regulile AGA nu trebuie să limiteze participarea acționarilor la AGA și exercitarea drepturilor acestora. Modificările regulilor vor intra în vigoare, cel mai devreme, începând cu următoarea AGA;	TEL respectă toate drepturile deținătorilor de instrumente financiare emise și le asigură acestora un tratament echitabil, indiferent de numărul de acțiuni deținute și depune permanent eforturi susținute pentru a realiza o comunicare efectivă, activă și transparentă în vederea exercitării drepturilor de către acționari într-o manieră echitabilă;	
D.5.	Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.	Nu există nici un fel de limitări procedurale în această privință.	
D.6.	CS va prezenta adunării generale anuale a acționarilor o scurtă apreciere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative, precum și opinii asupra unor chestiuni supuse deciziei adunării generale	Material AGOA pentru ședința din data de 29 aprilie 2025 – Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru gestiunea riscurilor din cadrul CS al TEL aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei	
D.7.	Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații prealabile din partea Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot, de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor, cu excepția cazului în care Președintele Consiliului hotărăște în alt sens.	Jurnaliștii acreditați pot de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor cu condiția ca aceștia să informeze în prealabil (în vederea facilitării accesului).	
D.8.	Rapoartele financiare trimestriale și semestriale vor include informații atât în limba română, cât și în limba engleză referitoare la factorii cheie care influențează modificări în nivelul vânzărilor, al profitului operațional, profitului net și al altor indicatori financiari relevanți, atât de la un trimestru la altul, cât și de la un an la altul.	Documente relevante se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori/Raportări periodice, link https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.9.	TEL va organiza cel puțin două ședințe/teleconferințe cu analiștii și investitorii în fiecare an. Informațiile prezentate cu aceste ocazii vor fi publicate în secțiunea relații cu investitorii a paginii de internet a TEL la data ședințelor/teleconferințelor.	Conform Calendarului anual de Comunicare Financiară al TEL, aprobat și transmis instituțiilor pieței de capital, BVB și ASF, Compania a stabilit în anul 2024 patru întâlniri cu analiști financiari, consultanți de plasament, brokeri și investitori pentru prezentarea rezultatelor financiare • (https://admportal.transelectrica.ro/ro/web/tel/calendar-financiar)	
D.10	În cazul în care TEL susține diferite forme de expresie artistică și culturală, activități sportive, activități educative sau științifice și consideră că impactul acestora asupra caracterului inovator și competitivității TEL fac parte din misiunea și strategia sa de dezvoltare, va publica politica cu privire la activitatea sa în acest domeniu.	Documentul poate fi consultat pe website-ul TEL, secțiunea Despre noi/ Responsabilitate socială corporativă, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/responsabilitate-sociala-corporativa Informații aferente acestei secțiuni se pot accesa consultând documentele din raportarea periodică anuală 2024.	

15. Responsabilitate Socială Corporativă

Politica de responsabilitate socială corporativă

Orice organizație modernă este evaluată dincolo de performanțele sale economice, calitatea managementului și politica de comunicare, și în funcție de contribuția la viața socială a comunității din care face parte.

Responsabilitatea Socială este un proces de management prin care Compania dorește să contribuie la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

Responsabilitatea socială față de comunitate este la fel de importantă ca succesul în afaceri și, de aceea, Compania a avut în vedere pe parcursul anului 2023 corelarea politicii de Responsabilitate Socială Corporativă cu problemele sociale ale comunității unde își desfășoară activitatea, implicându-se în rezolvarea problemelor sociale și susținând creșterea accesului la educație în zonele defavorizate.

Compania ia în considerare interesele societății și se responsabilizează față de angajați, acționari, comunitate și mediu.

Responsabilitatea socială reprezintă parte integrantă a strategiei de afaceri a companiei și contribuie la consolidarea poziției de piață și păstrarea reputației.

Figura 36: Politica CSR – dialog cu părți interesate

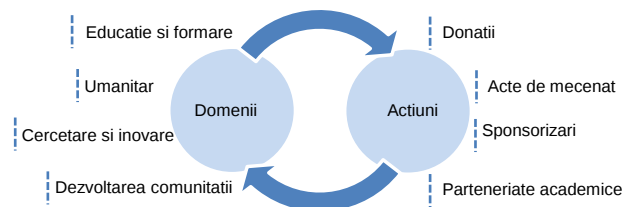


Domenii și acțiuni CSR

Responsabilitatea Socială este un proces de management prin care Transelectrica dorește să contribuie la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante. Viziunea noastră în domeniul Responsabilității Sociale Corporative este să promovăm valorile naționale precum inovația, spiritul

de echipă, respectul diversității și angajamentul. Acestea stau la baza performanței noastre.

Prin politica de responsabilitate socială corporativă, Compania se concentrează pe următoarele domenii și acțiuni cuprinse într-o strategie pe termen lung:



Educație și formare

Obiectiv: Sprijinirea tinerilor care studiază în domeniul energetic în vederea dezvoltării educaționale și profesionale a acestora.

Pentru societatea românească, tinerii sunt cea mai importantă valoare. Suntem activi în mediul universitar prin parteneriate cu asociații studențești, dar și prin alte inițiative.

- Colaborăm cu facultățile din domeniul energetic prin utilizarea laboratoarelor de cercetare și prin acordarea de burse studenților.
- Oferim studenților din domeniul energetic posibilitatea participării la activitatea Transelectrica sub forma unor vizite tehnice în cadrul companiei.

Acțiuni umanitare

Obiectiv: Sponsorizarea unor Asociații care vin în sprijinul persoanelor cu necesități medicale, din zone defavorizate și din familii cu venituri reduse sau care au nevoie de tratament medical de lungă durată.

Oamenii sunt în centrul preocupărilor noastre și încercăm întotdeauna să-i ajutăm pe cei defavorizați.

Printre cei care pot beneficia de susținerea noastră se numără și asociațiile care vin în sprijinul acestora.

Mediul înconjurător

Obiectiv: Asigurarea protecției și îmbunătățirii calității mediului și promovarea activităților care au ca efect colectarea selectivă în vederea reciclării.

Responsabilitatea socială corporativă ar putea fi percepută și ca bazându-se pe responsabilitatea socială personală, pe grija și disponibilitatea fiecărui individ de a-și construi existența în strânsă legătură cu mediul înconjurător, în contextul regăsirii în valorile promovate de companie.

Politica noastră de mediu preia angajamentul pentru derularea tuturor activităților noastre specifice în mod responsabil, acordând atenția corespunzătoare impactului asupra mediului înconjurător și dezvoltării durabile.



Aceasta include protecția mediului iar protecția mediului condiționează dezvoltarea durabilă. Cerințele și exigențele existente la nivelul Uniunii Europene impun o nouă abordare a problemelor globale de mediu, din punct de vedere al efectelor și presiunii asupra mediului și a tuturor consecințelor dezvoltării socio-economice. Concret, ne dorim ca acțiunile de responsabilitate socială corporativă să aibă ca și componentă principală, indiferent de direcția lor finală, aspecte de mediu și modalități prin care impactul de mediu al activității noastre să se reducă semnificativ.

Responsabilitatea socială față de angajați

Obiectivul Companiei cu privire la responsabilitatea socială față de angajați implică acordarea de sprijin atât angajaților Companiei cât și familiilor acestora în cazul unor probleme majore de sănătate.

Voluntariatul corporativ

Obiectiv: Realizarea unor acțiuni de voluntariat în vederea soluționării problemelor comunității.

Voluntariatul sprijinit de angajator reprezintă orice efort al Companiei de a își încuraja angajați să

participe în activități de voluntariat în comunitate și de a-i sprijini în eforturile lor de implicare.

Managementul executiv al Companiei încurajează și susține participarea angajaților în calitate de voluntari în diferite acțiuni și campanii de strângere de fonduri și propune proiecte concrete în care aceștia să-și ofere timpul și dăruirea pentru îmbunătățirea relațiilor dintre angajați prin activități de echipă.

Criterii de eligibilitate a proiectelor

Transelectrica va sprijini numai acele proiecte sau organizații care pot asigura atingerea obiectivelor stabilite de strategia de Responsabilitate Socială corporativă, amintite anterior.

Totodată Transelectrica dorește să sprijine proiectele/organizațiile cu care împărtășește aceleași valori și care dovedesc a fi benefice pentru societate.

Sponsorizările acordate de companie NU pot fi accesate de:

- Partide politice sau organizații ale căror activitate se asimilează cu cea a unui partid politic;
- Instituții publice, exceptând instituțiile de învățământ (școală, grădiniță, universitate, etc), muzeele, spitalele și alte instituții de cultură și de sănătate cu sediul în România;
- Persoane fizice sau juridice subiect al unui conflict de interese;
- Organizații/instituții care vizează obținere de profit;
- Persoane fizice sau juridice ce au fost declarate într-o situație anterioară de sponsorizare;
- Beneficiarii care sunt în stare sau pe cale de reorganizare judiciară, dizolvare, lichidare sau au activitatea suspendată;
- Beneficiarii/organizațiile care au suferit condamnări definitive pentru săvârșirea unei infracțiuni;
- Beneficiarii/organizațiile care au fost declarați într-o situație de încălcare a unui contract anterior de finanțare și/sau donație și/sau sponsorizare cu Transelectrica;
- Persoanele afiliate sau ale căror rude de până la gradul III sunt afiliate la partidele politice sau orice altă organizație cu a cărei activitate se asimilează acestora.

În conformitate cu art. XIV, din OUG nr. 2/2015, pentru modificarea și completarea unor acte normative precum și alte măsuri, este prevăzut faptul că operatorii economici prevăzuți la art. 1 din Ordonanța Guvernului nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrative teritoriale sunt

acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoritară, aprobată cu completări prin Legea nr. 47/2014 (categorie din care face parte și Compania), care acordă donații și sponsorizări în bani, conform legislației în vigoare, respectă la acordarea acestora încadrarea în următoarele plafoane:

- minimum 40% din suma aprobată, în domeniul medical și de sănătate;
- minimum 40% din suma aprobată, în domeniile educație, învățământ, social și cultural pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu aceste domenii, inclusiv programe naționale;
- maximum 20% din suma aprobată, pentru alte acțiuni și activități, inclusiv pentru suplimentarea celor prevăzute primele puncte.

Politica privind sponsorizările

Criterii de sponsorizare stabilite de Companie sunt:

- **Transparență:** Sponsorizarea trebuie să fie transparentă, beneficiarul acesteia să fie cunoscut, iar scopul în care va fi utilizată să fie dezvăluit și verificabil;
- **Scop:** Suma donată trebuie să contribuie la un scop relevant sectorului descris anterior;
- **Cost:** Costul necesar pentru implementarea proiectului/acțiunii supuse sponsorizării trebuie justificat și detaliat;
- **Reputația/Caracterul demn de încredere al beneficiarului:** Pe cât posibil, se va efectua o evaluare a integrității beneficiarului;
- **Cadrul strategic al sponsorizărilor:** Sponsorizările trebuie să corespundă strategiei Transelectrica;
- **Beneficii oferite Companiei:** Beneficiarul trebuie să ofere Transelectrica oportunități de vizibilitate și reciprocitate în afaceri cu impact financiar;
- **Relații anterioare cu Transelectrica:** Experiența anterioară pozitivă influențează în mod pozitiv evaluarea noii cereri.

Sponsorizarea sau donația este evaluată de către Companie potrivit criteriilor de evaluare.

- Beneficiarul trebuie să transmită un raport concis Serviciului de Responsabilitate Socială Corporativă, după încheierea procesului de Donație/Sponsorizare, menționând toate rezultatele tangibile implementate de către acesta.
- Compania trebuie să monitorizeze, în general, următoarele:
 - Respectarea contractului scris și a politicilor companiei;
 - Atingerea obiectivelor privind sponsorizarea sau donația;

- Buna gestionare și ținere a evidențelor;
- Depunerea rapoartelor;
- Beneficiile aduse Companiei și comunității.

Toate cererile de sponsorizare/donație trebuie realizate în scris și adresate Serviciului de Responsabilitate Socială Corporativă, incluzând următoarele detalii:

- Numele organizației/ beneficiarului, numărul de telefon, adresa și persoana de contact;
- Scopul acțiunii/ programului/ evenimentului pentru care se solicită sprijin, inclusiv informații de fond;
- Suma necesară;
- Rezultatele care se vor obține prin intermediul sprijinului acordat;
- Beneficiile ce rezultă din sprijinul acordat.

În consecință Transelectrica, parte a vieții publice, are îndatoriri certe față de societate.

Implicarea în comunitate este necesară nu doar pentru a ne asigura succesul comercial, ci și pentru a obține respectul comunităților în cadrul cărora ne desfășurăm activitatea, contribuind la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

De aceea proiectele în care alegem să ne implicăm trebuie să depășească zona de afaceri și să se apropie cât mai mult de nevoile oamenilor și a mediului înconjurător pentru a putea participa activ la îmbunătățirea calității vieții și a nivelului de trai.

Angajamentul nostru este să susținem parteneriatele strategice în aceste domenii și să convingem, prin exemplul propriu, angajați, clienți sau chiar parteneri de afaceri să ni se alăture.

Principalele proiecte CSR în 2024

În anul 2024, am ales să ne implicăm în continuare în domenii precum: educație și formare, acțiuni umanitare și de mediu, și responsabilitate față de angajați.

Suma totală pentru acțiuni de sponsorizare, mecenat, responsabilitate socială corporativă, burse etc. a fost în valoare de 5.820.000 lei, conform filei bugetului de cheltuieli și venituri rectificat aprobat pentru anul 2024.

Cheltuielile aferente anului 2024, au fost distribuite pe următoarele domenii:

- Domeniul medical și sănătate: 2.323.500 lei, (sumă care include și valoarea ajutoarelor financiare acordate persoanelor diagnosticate cu diverse afecțiuni medicale)
- Domeniul educație, învățământ, social și sport: 1.933.000 lei
- Alte activități: 1.155.500 lei.

Compania a decis acordarea de ajutoare financiare în valoare de 1.968.500 lei unui număr de 56 persoane diagnosticate cu diverse afecțiuni medicale, pentru acoperirea cheltuielilor de tratament.

În anul 2024, Transelectrica a continuat acțiunile de responsabilitate socială inițiate în ultimii ani și s-a implicat în programe noi, devenind din ce în ce mai vizibilă și constantă, fiind alături de asociații, organizații non-guvernamentale și unități de învățământ cu profil energetic/tehnic.

Valoarea totală a contractelor de sponsorizare în domeniile educație, învățământ, social și sport, în anul 2024, a fost 1.933.000 lei.

În consecință Transelectrica, parte a vieții publice, are îndatoriri certe față de societate. Implicarea în comunitate este necesară nu doar pentru a ne asigura

succesul comercial, ci și pentru a obține respectul comunităților în cadrul cărora ne desfășurăm activitatea, contribuind la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

În anul 2025 Transelectrica va pune în aplicare politica CSR în vederea atingerii obiectivelor stabilite, susținând categoriile defavorizate și tinerii de perspectivă și ținând cont totodată, de calitatea educației și de impactul de mediu.

Ca și în anul precedent, o altă prioritate a anului 2025 o reprezintă susținerea tinerei generații prin implicarea în dezvoltarea profesională prin acordare de burse atât studenților cât și elevilor cu rezultate deosebite din unitățile de învățământ cu profil energetic și prin utilitatea laboratoarelor de cercetare ale facultăților sau școlilor de profil.

Responsabilitatea față de mediu

Protecția mediului înconjurător reprezintă un obiectiv important pentru Companie, în vederea dezvoltării durabile și sustenabile a Companiei. Astfel politica în domeniul protecției mediului reprezintă parte integrantă a politicii generale, având ca obiective menținerea unui sistem de management de mediu performant, prevenirea și reducerea poluării, conformarea cu cerințele legale naționale și europene și dezvoltarea durabilă.

Obiectivele de mediu pentru anul 2023 au urmărit menținerea unui sistem de management de mediu performant, prevenirea și reducerea poluării astfel încât impactul rețelei electrice de transport asupra mediului să se încadreze în limitele cerințelor naționale și europene. Atingerea obiectivelor s-a realizat prin acțiunile preventive și corective cuprinse în programul anual de management de mediu.

Pentru îndeplinirea obiectivelor, Compania a luat măsuri de reducere a impactului asupra mediului atât în activitatea de exploatare cât și în activitățile de mentenanță și de investiții, care au presupus lucrări de construcții – montaj, astfel încât, în anul 2023 nu au fost semnalate probleme deosebite privind protecția mediului.

Descrierea impactului RET asupra mediului înconjurător

Instalațiile electrice de înaltă tensiune constituite în principal din linii electrice aeriene și stații de transformare și conexiune sunt instalații cu impact semnificativ asupra mediului datorat atât complexității tehnice a instalațiilor cât și suprafețelor de teren ocupate și lungimilor de ordinul zecilor sau chiar sutelor de km, de regulă pe teritoriul mai multor județe.



În condiții normale de exploatare a instalațiilor RET, nu se evacuează poluanți în mediu. Se pot emite accidental în mediu unele substanțe chimice cu acțiune poluantă în cazul existenței unor neetanșeități ale echipamentelor, al exploatărilor greșite, al avariilor sau în momentul executării unor lucrări de construcție și mentenanță.

Identificarea și evaluarea aspectelor de mediu pentru tehnologie și construcție sunt realizate de la prima fază de proiectare. Pe baza acestora se elaborează planul de management de mediu (pentru construcție, funcționare și dezafectare instalație), care cuprinde programul de măsuri pentru prevenirea poluării și pentru reducerea impactului și programul de monitorizare al factorilor de mediu.

Aspecte de mediu legate de construcție sunt împărțite în cele:

➤ **fizice** care au ca modalități de manifestare (efecte):

- afectarea solului prin deschiderea unor noi căi de acces, decopertări și excavații
 - ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite
 - afectarea florei prin defrișarea sistematică a vegetației
 - afectarea faunei (fragmentarea habitatului, electrocutări, etc.)
 - afectarea păsărilor (prin construirea de obstacole aeriene amplasate pe culoarul de zbor)
 - generarea de deșeuri (porțelan, sticlă, beton, metale, ulei uzat, ambalaje, moloz, etc.)
 - afectarea populației și faunei prin zgomotul produs de utilajele folosite, de mijloacele de transport, etc.
 - afectarea populației și faunei prin zgomotul produs de efectul Corona la instalațiile de înaltă tensiune
 - ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor
 - afectarea florei prin defrișarea sistematică a vegetației
 - afectarea faunei (fragmentarea habitatului, electrocutări, etc.)
 - afectarea păsărilor și aparatelor de zbor (obstacole aeriene amplasate pe culoarul de zbor, coliziune, electrocutare, etc.)
 - pericol de electrocutare sau arsuri prin contact sau prin căderea LEA în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri, etc.
 - pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată
 - afectarea populației și faunei de zgomotul și vibrațiile produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET
 - efectele sonore și luminoase ale fenomenului Corona
 - perturbații ale sistemelor de radio și televiziune produse de câmpul electromagnetic
 - influențe ale câmpului electromagnetic asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea
 - efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii.
- **cele chimice** dintre care se pot enumera:
- poluarea solului și/sau a apelor prin scurgeri accidentale de combustibil, ulei și alte substanțe chimice
 - poluarea aerului prin:
 - emisii de gaze de ardere (SOx, COx, NOx, COV, pulberi în suspensie) de la instalații de încălzire sau mijloace de transport
 - emisii de hexafluorură de sulf (SF6) – scurgeri accidentale produse în timpul manipulării gazului sau datorate neetanșeităților echipamentelor
 - emisii de pulberi datorate lucrărilor de construcție-montaj
 - emisii de compuși organici volatili de la vopsele și diluanți, etc.
 - ozon și oxizi de azot – efect corona la înaltă tensiune
 - vapori de acid sulfuric – de la baterii de acumulate.
 - poluarea solului și/sau a apelor prin scurgeri accidentale de combustibil, ulei și alte substanțe chimice
 - poluarea aerului prin:
 - emisii de gaze de ardere (SOx, COx, NOx, COV, pulberi în suspensie) de la instalații de încălzire sau mijloace de transport
 - emisii de hexafluorură de sulf (SF6) – scurgeri accidentale produse în timpul manipulării gazului sau datorate neetanșeităților echipamentelor
- **cele socio-economice** cum ar fi perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutarea populației
- **cele vizuale și psihice** prin afectarea peisajului și teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET.
- Compania a luat măsuri de prevenire a poluării și de reducere a impactului asupra mediului atât în activitatea de exploatare cât și în activitățile de mentenanță și de investiții, care presupun construcții – montaj, astfel încât în anul 2024 nu au fost semnalate probleme deosebite privind protecția mediului.
- Din punct de vedere al impactului asupra mediului, în anul 2024:
- nu au fost poluări accidentale cu impact semnificativ asupra mediului;
 - nu au fost reclamații privind mediul;
 - deșeurile generate au fost eliminate/valorificate în procent de 71,54%, restul deșeurilor fiind stocate.

Indicatori de impact

Tabel 39: Suprafața ocupată de linii și stații electrice

Entitate	Fără zonă de siguranță [m2]		Cu zonă de siguranță [m2]	
	Stații	LEA	Stații	LEA
Total 2024	3.995.286	2.709.056	7.093.750	551.312.906
Total 2023	3.988.066	2.893.289	7.137.572	551.176.743
Total 2022	3.988.066	2.893.289	7.137.572	551.176.743

Surse de poluare a solului, apelor subterane și terestre

Din exploatarea normală a instalațiilor RET nu sunt evacuate pe sol, în apele subterane sau terestre niciun fel de noxe. Pot apărea poluări accidentale datorate neetanșeităților/spargerii echipamentelor care conțin substanțe periculoase sau ulei electroizolant sau defecțiunilor apărute la instalațiile de regenerare/alimentare/ evacuare ulei în/din echipamente.

De asemenea pot apărea scurgeri de ulei/combustibil auto de la utilajele și mijloacele de transport în timpul executării lucrărilor de construcții și mentenanță (uleiul scurs în mediu a fost reținut cu pământ absorbant, biodegradabil).

Surse de poluare a aerului**Emisii directe**

În timpul activităților de construcție, mentenanță și de exploatare normală a instalațiilor RET nu sunt evacuate în atmosferă cantități semnificative de poluanți.

În perioada de construcție, de mentenanță și de operare normală a instalațiilor RET pot rezulta următoarele emisii în atmosferă: pulberi în suspensie - în timpul lucrărilor de construcție, gaze de ardere - de la mijloacele auto, grupurile electrogene și de la centralele termice, ozon în cantități neglijabile (efectul Corona), hexafluorură de sulf - ca urmare a neetanșeității echipamentelor sau manipulării neadecvate a gazului.

În condițiile unor incendii sau explozii pot rezulta gaze de ardere (SO_x, CO_x, NO_x, COV, pulberi în suspensie, etc.).

LEA de înaltă tensiune generează poluarea atmosferei cu ozon și oxizi de azot ca urmare a descărcărilor Corona care apar în jurul conductoarelor active, mai ales pe timp ploios. Aportul suplimentar al acestor substanțe poluante la fondul existent nu este major și nu poate conduce la depășiri ale valorilor de prag de informare legal, nivel dincolo de care există un risc pentru sănătatea umană.

Surse de ape uzate

Din procesul de transport al energiei electrice nu rezultă ape uzate tehnologice. Apele uzate generate pe amplasamentul instalațiilor RET sunt *ape uzate menajere* provenite din activitatea umană (se evacuează direct în canalizarea orășenească sau se vidanțează și se transportă la o stație de epurare ape uzate urbane sau se epurează local în microstații de epurare și se evacuează pe sol sau în ape terestre), *ape pluviale* colectate în cuvele echipamentelor cu ulei și în căminele platformelor betonate pentru depozitarea deșeurilor și echipamentelor (pot să conțină ulei provenit din scurgeri) ce sunt epurate mecanic în separatoare apă - ulei și evacuate în canalizarea orășenească sau vidanțate și transportate la o stație de epurare ape uzate urbane sau evacuate pe sol sau în ape terestre cu respectarea limitelor maxime admisibile pentru poluanții evacuați în mediu.

Generarea de deșeuri

Din activitatea de transport al energiei electrice nu rezultă în mod direct deșeuri. Deșeurile rezultă din activitatea de construcție, mentenanță și din activitatea umană. Cantitățile de deșeuri sunt diferite de la an la an, în funcție de volumul lucrărilor de investiții și de mentenanță.

Deșeurile generate s-au eliminat/valorificat cu firme autorizate.

Câmpul electromagnetic generat de instalațiile RET

Stațiile electrice de transformare/conexiune și liniile electrice aeriene de 220kV și 400kV au impact relativ restrâns asupra vecinătăților, existent doar în jurul instalațiilor RET. O mare parte din efectele perturbatoare sunt datorate inducției electrice (în obiectele sau structurile metalice neconectate la pământ) și fenomenelor de interferență.

Soluțiile constructive adoptate pentru realizarea liniilor și stațiilor electrice de înaltă tensiune asigură protecția corespunzătoare împotriva efectelor datorate expunerii organismelor vii la câmpul electromagnetic

precum și diminuarea impactului acestor instalații asupra mediului înconjurător.

Conform studiilor efectuate de instituții de specialitate în vecinătatea liniilor aeriene de 220kV și 400kV, Tabel 40: Gestionarea deșeurilor

An	Deșeuri generate (t)	Deșeuri valorificate (t)	Deșeuri eliminate (t)	Deșeuri stocate (t)	Indicator de gestionare deșeuri: deșeuri eliminate, valorificate/deșeuri generate
2024	10.341,65	8.550,89	3.174,29	6.048,96	71,54%
2023	6.061,9	2.117,5	2.653,8	1.290,6	78,70%
2022	10.174,6	7.622,1	1.887,4	665,2	93,46%

Poluarea fonică

În perioada de construcție se poate produce zgomot datorită execuției lucrărilor și funcționării echipamentelor și mijloacelor auto. În timpul operării poluarea fonică este datorată zgomotului produs de funcționarea, vibrația instalațiilor RET sau de descărcările Corona din spațiul din jurul conductoarelor active.

Nivelul de zgomot produs de efectul Corona la o distanță de 25 m de conductorul activ variază între 53 dB pe timp ploios și 33 dB pe timp frumos.

Impactul asupra faunei

Impactul asupra faunei este semnificativ în special asupra păsărilor, manifestându-se prin coliziunea sau electrocutarea acestora de către instalațiile RET în culoarele de migrație sau în zonele protejate.

Principalele culoare de migrație ale diverselor tipuri de păsări au fost identificate în zonele Banat, Dobrogea și Delta Dunării.

Impactul asupra vegetației

Impactul asupra vegetației este determinat de ocuparea definitivă sau temporară a terenurilor și de îndepărtarea vegetației care depășește o anumită înălțime, din zonele de siguranță ale instalațiilor RET, pentru evitarea apariției incendiilor. Acest impact poate fi semnificativ doar în zonele protejate.

Măsuri efectuate pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului.

Principalele măsuri efectuate în cursul anului 2024 pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului au fost în privința:

- *executare lucrări de:*
- construcție sau mentenanță a rețelelor de canalizare pentru ape uzate menajere și/sau pluviale;

intensitatea câmpului electric scade cu distanța, astfel încât la o distanță de cca 25 – 30 m de axul liniei, intensitatea câmpului este zero.

- montare separatoare apă-ulei la cuvele echipamentelor cu ulei și la platformele de depozitare;
- construcție platforme betonate pentru depozitarea temporară a echipamentelor și deșeurilor;
- mentenanța echipamentelor cu ulei sau SF6 pentru prevenirea scurgerilor;
- vopsirea stâlpilor liniilor electrice aeriene (LEA) în culori adecvate peisajului;
- defrișare/întreținere coridoare de siguranță pentru LEA;
- refacere/amenajare terenuri pentru aducerea la starea (inițială după finalizarea lucrărilor).
 - *achiziții de servicii privind:*
- monitorizarea calității apelor uzate din stațiile și sediile Companiei și propunerea de soluții de reducere a poluării conform cerințelor din autorizațiile de mediu și de gospodărire a apelor;
- evaluarea influenței instalațiilor din Rețeaua Electrică de Transport asupra calității aerului prin monitorizarea emisiilor de poluanți în atmosferă;
- colectarea, sortarea, transportul și valorificarea/eliminarea deșeurilor.
 - *elaborare planuri de management de mediu pentru proiectele de mentenanță, rețehnologizare / modernizare.*



8,5 mil. lei

Cheltuieli protecția mediului

Cheltuielile totale pentru protecția mediului, incluse în cheltuielile de exploatare, mentenanță și investiții, au fost de 8,5 mil lei (aproximativ 1,7 mil euro).

Conformarea cu cerințele legale

Obiectivele din gestiunea Companiei (272 obiective: stații electrice de transformare și conexiune, linii electrice aeriene, sedii, etc., autorizate sau în curs de

autorizare/reautorizare) funcționează conform cerințelor legale privind protecția mediului, gradul de autorizare fiind de 99,63% (9 de autorizații de mediu). Lucrările de mentenanță și investiții au fost executate conform cerințelor legale și de reglementare (avize și/sau acorduri de mediu și avize de gospodărire a apelor, după caz).

Deșeurile generate au fost gestionate conform cerințelor legale și eliminate/valorificate cu firme autorizate, fiind plătite totodată și taxe la Fondul pentru Mediu în valoare de 28 lei. Au fost îndeplinite toate măsurile dispuse de autoritățile de reglementare și control în domeniul protecției mediului și gospodăririi.

Au fost monitorizați factorii de mediu (aer, apă, sol, zgomot, câmp electromagnetic, deșeuri) conform cerințelor din documentele de reglementare privind mediul și gospodărirea apelor;

Au fost raportate corect și la timp toate informațiile de mediu conform cerințelor legale, de reglementare și a celor rezultate în urma controalelor efectuate de autoritățile de reglementare și control.

Activități propuse an 2025

Printre principalele servicii și lucrări pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului, propuse pentru anul 2025 se pot enumera:

- servicii de curățare și verificare tehnică periodică a separatoarelor de produse petroliere existente în stațiile electrice;
- servicii pentru reactualizarea documentațiilor tehnice necesare reînnoirii autorizațiilor de gospodărire a apelor pentru obiectivele Transelectrica SA;
- servicii de mentenanță și reparații la stațiile de epurare biologică a apelor uzate menajere;
- servicii de colectare, transport și valorificare/eliminare a deșeurilor rezultate în urma lucrărilor (DEEE, deșeuri izolatori etc);
- lucrări de refacere a cadrului natural afectat de lucrările efectuate în obiectivele din cadrul Companiei;
- lucrări pentru menținerea culoarelor de siguranță pentru LEA;
- lucrări de mentenanță și reparații pentru prevenirea pierderilor de SF₆;
- servicii de vidanjare fose septice din stațiile Companiei;
- studii și cercetări privind monitorizarea calității apelor uzate din stațiile și sediile Companie.ă





Anexe

Anexa 1 - Acte constitutive modificate în anul 2024

- La data prezentului raport nu există acte constitutive modificate în anul 2024.

Anexa 2 - Actele de numire/revocare emise în anul 2024

Directorat

- Conform Decizie CS nr.11/21.03.2024
 - Membrii Consiliului de Supraveghere, în temeiul art III din Legea nr.187/2023 privind modificarea și completarea Ordonanței de Urgență a Guvernului nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, au decis prelungirea cu o durată de 2 luni, începând cu data de 25.03.2024 și până la data de 25.05.2024, a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului ale următorilor: Ștefăniță Munteanu, Cătălin Constantin Nadolu, Florin Cristian Tătaru și Bogdan Toncescu, dar nu mai târziu de finalizarea procedurii de selecție potrivit prevederilor OUG 109/2011 dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval.
- Conform Decizie CS nr.23/22.05.2024
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au luat act de faptul că în data de 24 mai 2024 au încetat prin ajungere la termen mandatele membrilor provizorii ai Directoratului Companiei și au decis numirea în calitate de membri provizorii ai Directoratului pe domnii: Ștefăniță Munteanu, Cătălin Constantin Nadolu, Florin Cristian Tătaru și Bogdan Toncescu, cu o durată a mandatului de 5 luni începând cu data de 25.05.2024 dar durata mandatului nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei, în condițiile OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, aprobată cu modificările și completările ulterioare, dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval
- Conform Decizie CS nr.39/30.09.2024
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au decis, în conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, având în vedere Raportul final al procesului de recrutare și selecție a candidaților pentru poziția de membru al Directoratului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, numirea, începând cu data de 03 octombrie 2024 în calitate de Membri ai Directoratului pe: Florin-Cristian Tătaru, Victor Moraru, Ștefăniță Munteanu, Cătălin-Constantin Nadolu și Vasile-Cosmin Nicula. Numirea a fost efectuată în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (4)-(8) și (11) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, în urma procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului CNTEE Transelectrica SA, în temeiul art. 23 din Actul constitutiv.

În cadrul aceleiași ședințe, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA, Consiliul de Supraveghere a ales pe Ștefăniță MUNTEANU ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA.

Durata mandatului membrilor Directoratului este de la data de 03 octombrie 2024 până la data de 29 februarie 2028.
- Conform Decizie CS nr.45/08.11.2024
 - Membrii Consiliul de Supraveghere au hotărât delegarea atribuțiilor de Chef Financial Officer (CFO) domnului Vasile Cosmin Nicula.

Consiliul de Supraveghere

- Conform Hotărârii AGOA nr.1/28.02.2024 s-a aprobat numirea, cu o durată a mandatului de patru ani, începând cu data de 01 martie 2024 și până la data de 29 februarie 2028, a următorilor membri ai Consiliului de Supraveghere al Companiei: PĂUN Costin-Mihai, ATANASIU Teodor, VASILESCU Alexandru-Cristian, ZEZEANU Luminița, DASCĂL Cătălin-Andrei, ORLANDEA Dumitru Virgil, RUSU Rareș Stelian.
- Conform Decizie CS nr.9/04.03.2024
 - membrii Consiliului de Supraveghere au ales ca Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul Dascăl Cătălin Andrei.
- Conform Decizie CS nr.39/29.08.2024

- membrii Consiliului de Supraveghere au luat act de retragerea, începând cu data de 19 august 2024, a domnului Rusu Rareș Stelian din Comitetul de Nominalizare și Remunerare al Consiliului de Supraveghere.

Anexa 3 - Contracte importante încheiate de societate în anul 2024

RAPORT conform HAGEA nr. 4/29.04.2015 privind contractele semnate în anul 2024 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 562/2024	Servicii/lucrări strategice din gestiunea CNTEE Transelectrica SA	36	338.108	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere competitivă
2	C 360/2024	Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System)	132	37.820	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
3	PT 4/4083/2024	Înlocuire TRAFO 4-250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Dragănești Olt	34	25.058	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
4	C 351/2024	Servicii de asigurări voluntare de sănătate pentru personalul CNTEE Transelectrica SA (acord cadru)	36	12.493	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
5	C 325/2024	Proiect pilot digitel green - rețehnologizare Stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului (proiectare)	14	1.925	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
6	BA 13/2024	Servicii de curățenie la obiectivele STT Bacău și DET	36	1.828	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
7	PT 5/4188/2024	Servicii de curățenie la obiectivele STT Pitești	36	1.432	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
8	C 345/2024	Servicii de curățenie pentru imobilele din cadrul CNTEE "Transelectrica" SA - Executiv	24	1.026	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
9	SB 9/2024	Servicii de cosire și îndepărtare a vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea STT Sibiu	36	792	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
10	TM 52/2024	Servicii de curățenie în stațiile și sediile STT Timișoara lot 1 - județ Timis	24	709	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
11	TM 35/2024	Servicii de cosire și îndepărtare vegetație în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea STT Timișoara	24	588	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
12	C 812/2024	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	22	199.990	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
13	C 698/2024	RC LEA 400 KV Cernavodă - Gura Ialomiței, circuitul 1, ST. 65	36	29.913	0	Lucrări	Legea 99/2016+	Licitatie deschisă

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achizitie
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
		-196					HG 394/2016	
14	C 701/2024	Modernizarea sistemului de mesagerie electronica in cadrul CNTEE Transelectrica SA	60	26.982	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
15	C 868/2024 AC C 351/2024	Contract subsecvent nr. 1 la acordul cadru C 351/28.05.2024 "Servicii de asigurări voluntare de sănătate pentru personalul CNTEE Transelectrica SA"	12	3.439	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Reofertare
16	BC 31/2024	Înlocuire instalație interioară de încălzire și climatizare clădire administrativă sediul ST București	12	3.180	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
17	C 826/2024	SERVICII DE TRANSPORT AERIAN INTERN ȘI INTERNAȚIONAL DE PASAGERI (ACORD CADRU)	24	2.034	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură Simplificată
18	C 825/2024	Servicii de asigurare RCA și CASCO pentru autovehiculele proprietatea CNTEE transelectrica SA	12	1.601	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
19	CR 725/2024	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă	24	1.096	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
20	C 811/2024	Servicii de asigurare de răspundere civilă profesională a funcției de membru al consiliului de supraveghere și al directoratului CNTEE transelectrica SA (inclusiv presedinții)	12	725	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură Simplificată
21	C 918/2024	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - timișoara - săcălaz - Arad, etapa II: stația 400 kV Timișoara	42	206.591	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
22	C 1152/2024	Linia electrică aeriană (LEA) 400kV dublu circuit (d.c.) cu 1 un circuit echipat (1 c.e.) Constanța Nord – Medgidia Sud	30	134.534	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
23	CR 1131/2024	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție rapidă la obiectivele S.T.T. Craiova pe o durată de 36 luni	36	16.152	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
24	C 903/2024	Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud - echipamente	12	14.498	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
25	C 1195/2024	Combustibil auto pentru parcul auto, grupurile diesel și alte scule și echipamente aparținând CNTEE "Transelectrica" SA	36	12.084	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
26	BC 54/2024	Mărirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud - Gura Ialomiței (proiectare)	21	5.320	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
27	BC 53/2024	Reconductorare LEA d.c 220 kV București Sud - Ghizdaru (proiectare)	19	4.641	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
28	BC 55/2024	Reconductorare LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru (proiectare)	19	3.350	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
29	BC 50/2024	Servicii de curățenie în sediul administrativ, centrele de exploatare și stațiile electrice aparținând Sucursalei București	36	1.708	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
30	BA 9/2024	Servicii de cosire și îndepărtare vegetație în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea STT Bacău	24	637	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
31	TM 26/2024	Retehnologizare stația 110 kV Săscălaz și trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier-Anina-Reșița-Timișoara-Săscălaz –Arad Stația 400kV Săscălaz (Etapa III) – (Proiectare)	12	654	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
32	SB 6/2024	Servicii de curățenie în sediile administrative și clădirile din stațiile de transformare STT Sibiu	36	1.471	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
33	CR 211/2024	Sediu operațional DET Craiova-actualizare și completare documentație tehnico economică privind construire și echipare sediu	8	530	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
34	C 172/2024	Dubscripție pentru licența de utilizare și suport tehnic pentru program de modelare a pieței de energie electrică	24	-	160	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere Competitiva
35	TM 21/2024	Servicii întreținere clădiri din gestiune STT Timișoara	24	757	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
36	CR 141/2024	Servicii de cosire și îndepărtare vegetație în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea STT Craiova	24	534	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
37	BC 9/2024	Servicii de cosire, tăiere arboret și îndepărtarea vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea UTT București	24	773	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
38	C 695/2024	Modernizare stația 220/110 kV Calafat	24	65.277	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
39	C 233/2024	Stația electrică 400 kV Stâlp și modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp - Echipamente	24	32.124	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără Invitație Prealabilă
40	C 98/2024	Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică	12	6.000	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
41	C 95/2024	RC LEA 400 kV Mintia - Arad	48	49.014	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă

Anexa 4 - Lista filialelor Transelectrica

- Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport "SMART" SA – J40/ 8613/ 2001 – București, Bulevardul General Gheorghe Magheru nr. 33, sector 1, cod 010325, www.smart-sa.ro;
- Operatorul Pieței de Energie Electrică și de gaze naturale "OPCOM" SA – J40/ 7542/ 2000 – București, Bulevardul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, cod 030236, www.opcom.ro;
- Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport "TELETRANS" SA – J40/ 12511/ 2002 – București, Bulevardul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, cod 030236, www.teletrans.ro;
- Societatea "FORMENERG" SA – J40/ 2265/ 2002 – București, Bulevardul Gheorghe Șincai nr. 3, sector 4, cod 040311, www.formenerg.ro;

Lista persoanelor afiliate societății comerciale

Filialele Companiei:

- SMART
- OPCOM
- TELETRANS
- FORMENERG

Anexa 5 - Tranzacții semnificative

Toate contractele încheiate cu persoanele afiliate, cu valoare mai mare de 50.000 euro, au fost raportate prin Rapoarte Curente, conform prevederilor legale.

Luând în considerare informațiile incluse în Raportul curent, având ca subiect "Contract încheiat cu filiala OPCOM S.A.", diseminat în data de 21 decembrie 2022 prin intermediul instituțiilor pieței de capital, în temeiul art. 108 din Legea nr. 24/2017 coroborat cu art. 2091 din Regulamentul nr. 5/20181, Compania a supus atenției în data de 4 ianuarie 2024, informațiile actualizate aferente anului 2024 referitoare la contractul pe care "Transelectrica" S.A. l-a încheiat cu OPCOM S.A. în vederea achiziției de energie electrică pentru acoperirea necesarului de consum propriu tehnologic (CPT) pentru anul 2024, prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) prevăzut în Anexa la OUG nr. 153/2022.

Detaliile referitoare la acest contact se regăsesc pe site-ul Companiei la secțiunea Relații Investitori/ Raportări curente.

Anexa 6 - Litigii

La data de 31.12.2024, Compania era implicată în următoarele litigii, cu o valoare mai mare de 100.000 euro (497.410 lei la cursul BNR):

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
1	41911/3/2014 41911/3/2014* Alin Vladulescu	Tribunalul Bucuresti CAB ICCJ	Reclamant : Transelectrica Parat I. SC Gallup Organization Romania SRL Parat II. Stelian Baicusi si altii	Pretentii	4.958.587,72 lei	Respinge apelurile ca nefondate. Obligă apelanta-reclamantă la plata către apelanta-pârâtă Gallup Organization România SRL la plata sumei de 6.250 lei cheltuieli de judecată (reprezentând onorariu avocat redus). Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Pronunțată în ședință publică azi, 18.12.2017. Document: Hotărâre 2269/2017 18.12.2017 TEL a declarat recurs la data de 26.03.2018. Cauza se afla in procedura de filtru la ICCJ Respinge, ca nefondat, recursul declarat de pârâta The Gallup Organization România SRL împotriva deciziei nr. 2269 din 18 decembrie 2017 a Curții de Apel București - Secția a V-a civilă. Admite recursul declarat de reclamanta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA împotriva aceleiași decizii. Casează în parte decizia, în privința apelurilor declarate de reclamanta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA și de pârâții Adrian Băicuși, Mihaela Măciuceanu împotriva sentinței nr. 6508 din 17 octombrie 2016 a Tribunalului București-Secția a VI a civilă, cu referire la soluția dată cererii subsidiare. Menține celelalte dispoziții ale deciziei recurate. Obligă pe reclamanta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA la 10.000 lei cheltuieli de judecată în recurs către pârâta The Gallup Organization România SRL, reduse conform art. 451 alin. 2 Cod procedură civilă. Definitivă. Solutia CAB pe scurt: Respinge apelul principal si apelul incident ca nefondat. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare. Recursul se depune la Curtea de Apel Bucuresti Sectia a V-a Hotărâre 1560/2019 09.10.2019
2	2177/99/2012/a40 2177/99/2012 Alin Vladulescu	Tribunalul Iasi	CET SA Iasi – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	Procedura insolvenței	suma de 1.935.308,24 lei inregistrati in tabelul creditorilor	Respinge recursurile formulate de recurentii contestatori. Acordă termen de control la 21.05.2019 Solutia pe scurt: Infirmă planul de reorganizare judiciară a debitorului S.C. CET S.A.(CENTRALA ELECTRICĂ DE TERMOFICARE IAȘI), cu sediul în Iași, Calea Chișinăului nr.25, înregistrată la ORC sub nr. J22/677/2002, CUI 14718982 în temeiul disp art 107 alin 1 lit B din Legea nr. 85/2006 privind procedura insolvenței dispune începerea procedurii generale a falimentului debitorului S.C. CET S.A.(CENTRALA ELECTRICĂ DE TERMOFICARE IAȘI), cu sediul în Iași, Calea Chișinăului nr.25, înregistrată la ORC sub nr. J22/677/2002, CUI 14718982 . În temeiul dispozițiilor art.107 alin. 2 din Legea privind procedura insolvenței, Desemnează în mod provizoriu în calitate de lichidator pe administratorul judiciar MANAGEMENT REORGANIZARE LICHIDARE IAȘI S.P.R.L. cu sediul în Iași, str.Aleea Nicolina, nr.82, jud.Iași, înregistrată la Registrul Societăților Profesionale sub nr. 0120/31.12.2006, care va îndeplini atribuțiile prevăzute de art. 25 din lege. În temeiul dispozițiilor art.107 alin. 2 din Legea privind procedura insolvenței, Dispune dizolvarea societății debitoare și ridicarea dreptului de administrare al debitorului. Fixează termenul maxim de predare a gestiunii către lichidatorul judiciar, împreună cu lista actelor și operațiunilor efectuate după deschiderea procedurii la 21.03.2014. Dispune notificarea deschiderii procedurii de faliment debitorului, creditorilor și Oficiului registrului comerțului de pe lângă Tribunalul Iași, pentru efectuarea mențiunii,

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						prin publicarea în Buletinul procedurilor de insolvență. Fixează termenul limită pentru depunerea cererilor creanțelor născute în cursul procedurii la 25.04.2014. Fixează termenul limită pentru verificarea creanțelor născute în cursul procedurii, întocmirea, afișarea și comunicarea tabelului suplimentar al creanțelor la 26.05.2014. Termenul limită pentru depunerea contestațiilor la creanțele născute în cursul procedurii va fi de cel puțin 10 zile înainte de data de 24.06.2014 . Fixează termenul pentru soluționarea contestațiilor la creanțele născute în cursul procedurii la 24.06.2014 . . Fixează termenul limită pentru întocmirea și afișarea tabelului definitiv consolidat al creanțelor la 24.06.2014. În temeiul art.113 din Legea privind procedura insolvenței, Dispune sigilarea bunurilor din averea debitorului, indisponibilizarea imobilelor, a părților sociale și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare. Document: Hotărâre intermediară 17.09.2014 . Termen continuare procedura: 18.06.2025
3	9089/101/2013 Mihail Tanasuica	Tribunalul Mehedinti	RAAN – debitoare in faliment Transelectrica SA - Creditoare	Procedura insolventei/reorganizarii/falimentului	Cerere de inscriere in tabelul creditorilor cu suma de 89.360.986,06 lei.	Creante inscrise la masa credala: 2.162.138,86 lei + 16.951.117,14 lei La data de 19.09.2013, TMH a dispus deschiderea procedurii generale a insolventei impotriva RAAN La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinti a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociatii SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului verbal din 28.02.2014. La data de 14.06.2016 s-a dispus deschiderea procedurii falimentului impotriva RAAN Termen continuare procedura: 11.06.2025
4	6473/111/2013 Alin Vladulescu	Tribunalul Bihor	SC Electrocentrale Oradea – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de inscriere in tabelul creditorilor cu suma de 641.673,13 lei	În temeiul art. 107 alin. 1 lit. B) din Legea privind procedura insolvenței, dispune deschiderea procedurii falimentului debitoarei SC Electrocentrale S.A. Numeste provizoriu lichidator judiciar CITR- Filiala Bihor SPRL cu sediul în Oradea str. Roman Ciorogariu nr. 24, care va îndeplini atribuțiile prevăzute de art.25 din lege, a carui retribuție urmează a fi stabilită ulterior, în funcție de decont. În temeiul art.107 alin.2 din Legea privind procedura de insolvență, Dispune dizolvarea societății debitoare și ridicarea dreptului de administrare al debitorului. Fixează termenul maxim de predare a gestiunii către lichidator, împreună cu lista actelor și operațiunilor efectuate după deschiderea procedurii la data de 18 ianuarie 2018. În temeiul art.61 și art.109 din Legea privind procedura insolvenței; Dispune notificarea deschiderii procedurii debitorului, creditorilor și Oficiului Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul Bihor, prin Buletinul Procedurilor de Insolvență, în vederea efectuării mențiunii în temeiul art.61 din Legea privind procedura de insolvență. Fixează termenul limită pentru depunerea cererilor de creanțe născute în cursul procedurii la 26 februarie 2018. Fixează termenul limită pentru verificarea creanțelor, întocmirea, afișarea și comunicarea tabelului suplimentar al creanțelor la 16 martie 2018. Fixează termenul pentru soluționarea eventualelor contestații la 28 martie 2018 și pentru afișarea tabelului definitiv consolidat al creanțelor la 11 aprilie 2018. Fixează termen de judecată în cauză pentru data de 11 aprilie 2018, cam. 66, ora 9. Stabilește în sarcina lichidatorului să fixeze data ședinței adunării creditorilor și să convoace creditorii debitoarei. Dispune trimiterea notificărilor către toți creditorii, de către lichidator . Dispune comunicarea hotărârii către instanțele judecătorești în a căror jurisdicție se află sediul debitorului, precum și tuturor băncilor unde are deschise conturi. În temeiul art.113 din Legea privind procedura de insolvență Dispune sigilarea bunurilor din averea debitorului și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare.

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						Executorie. Cu apel în 30 de zile de la comunicare ce se va depune la Tribunalul Bihor. Document: Hotărâre intermediară 14/2018 10.01.2018 Termen: 06.02.2019 - Tip soluție: Amână cauza Soluția pe scurt: Inventarierea și valorificarea bunurilor debitorului Document: Încheiere de ședință 06.02.2019 Termen 17.04.2019 - Tip soluție: Legea 85/2006 privind insolvența Soluția pe scurt: Admite cererea formulată de creditorul Vinter Ioan în contradictoriu cu lichidatorul judiciar CITER – Filiala Bihor SPRL. Repune creditorul în termenul de formulare a declarației de creanță. Obligă lichidatorul judiciar să procedeze la examinarea declarației de creanță a creditorului. Executorie. Cu apel în 30 zile de la comunicare ce se va depune la Tribunalul Bihor. Document: Hotărâre intermediară 483/2019 17.04.2019 Termen 10.09.2025
5	4328/110/2013 Alin Vladulescu	Tribunalul Bacau	CET SA Bacau – debitoare în insolvența Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de înscriere în tabelul creditorilor cu suma de 1.484.636,78 lei	Termen continuare procedura: 12.06.2025
6	29322/3/2014 Alin Vladulescu	Tribunalul Bucuresti	SC ENNET GRUP SRL– debitoare în insolvența CNTEE Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de înscriere în tabelul creditorilor cu suma de 3.277.527,03 lei	Termen pt continuare procedura: 08.09.2025
7	1867/90/2010 Alin Vladulescu	Tribunalul Valcea	SC Total Electric Oltenia SA	procedura insolvenței – societăți pe acțiuni – la cererea debitoarei	Inscrisi în tabelul creditorilor 14.085.415,27	Soluția pe scurt: Pentru continuarea procedurii în vederea valorificării bunurilor din patrimoniul debitoarei. Termen: 28.05.2025
8	36755/3/2018 Alin Vladulescu	Tribunalul Bucuresti CAB	R:Conaid CompanySRL P: Transelectrica	Pretentii și constatare refuz nejustificat încheiere act adit. contr. Racord RETC154/2012	17.216.093,43 lei, paguba suferita și 100.000 euro, beneficiu nerealizat estimat	Respinge cererea de majorare onorariu expert, formulată de către exp. Chirilă Adelaida Adriana, ca neîntemeiată. Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescristă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București, Secția a VI a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței, azi, 03.01.2024. Document: Hotărâre 4/2024 03.01.2024 Conaid a declarat apel. Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare; recursul se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă. Document: Hotărâre 529/2025 27.03.2025
9	8207/62/2011 Alin Vladulescu	Tribunalul Brasov	CET SA Brasov – debitoare în insolvența Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Inscrisi în tabelul creditorilor cu suma de 4.303.741,44 lei	Soluția pe scurt: Pentru încasarea prețului de adjudecare a activelor adjudecate de către Primăria Municipiului Brașov, în condițiile aprobate de creditori, pentru continuarea demersurilor de valorificare a bunurilor rămase în patrimoniul debitoarei, pentru continuarea demersurilor de soluționare a problemelor de mediu ale societății și pentru soluționarea litigiilor în care CET Brașov SA este parte, stabilește termen de control la data de 03.06.2025

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
10	909/3/2022 Alin Vladulescu	Tribunalul Bucuresti	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de înscriere în tabelul creditorilor suma de 432.176.033,45 lei. Creanta de 222.107.951,26 lei + 28.919.142,68 euro creanta respinsa. Creanta acceptata es de 67.028.218,66 lei , creanta inscrisa si conditie, dc. 50.852.888,78 lei– reprezenta garantii ptr. avans acordat si GBE, 15.225.030,97 lei +192.127,07 euro, cre reciprocă aferentă pretentiilor reciproce dosarele aflate pe rol. Suma de 10.796,5 lei- creanta acceptata.	Solutia pe scurt: Respinge solicitările de prorogare a discutării excepției prematurității cererilor de deschidere a procedurii falimentului înregistrate la datele de 16.08.2023 și de 12.09.2023 odată cu soluționarea contestației ce face obiectul dosarului nr. 909/3/2022/a54 și, implicit, de discutare a cererilor de trecere la faliment la același termen acordat pentru soluționarea contestației ce face obiectul dosarului nr. 909/3/2022/a54, ca neîntemeiate. Admite excepția prematurității formulării cererilor înregistrate la datele de 16.08.2023 și 12.09.2023, având ca obiect deschiderea procedurii falimentului împotriva societății debitoare ROMELECTRO S.A., excepție invocată din oficiu de instanța de judecată cu privire la ambele cereri. Respinge cererile înregistrate la datele de 16.08.2023 și 12.09.2023, având ca obiect deschiderea procedurii falimentului împotriva societății debitoare ROMELECTRO S.A., formulate de creditoarea ELECTROMONTAJ S.A., ca prematur introduse. la act de renunțarea la judecata cererii de deschidere a procedurii falimentului societății debitoare, formulată de creditoarea ELECTROMONTAJ S.A. la data de 29.05.2023. Cu apel în termen de 30 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată azi, 11.10.2023, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței de judecată. Document: Hotărâre intermediară 4247/2023 11.10.2023 Termen continuare procedură: 17.06.2025 în vederea soluționării cereri de trecere la faliment
11	12108/3/2023 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti CAB	R: Radu Bugica P: Transelectrica	Pretentii OAVT 2015	129.295 lei, cval OAVT 419.022 lei+dobanda legala+actualizare indice inflatie	Respinge, ca neîntemeiată, excepția prescripției dreptului material la acțiune cu privire la capătul 1 de cerere. Admite, în parte, excepția prescripției dreptului material la acțiune cu privire la capătul 2 din cerere. Respinge excepția autorității de lucru judecat cu privire la capătul 3 de cerere ca neîntemeiată. Admite în parte cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamant a sumei de 129.295 lei reprezentând debit datorat, sumă ce se va actualiza cu indicele de inflație la data plății efective, și a dobânzii legale ce se va calcula conform art. 3 alin.2 ind.1 din OG nr.13/2011 de la data scadenței până la data plății efective a debitului. Obligă pârâta la plata către reclamant a sumei de 462 lei cu titlu de actualizare cu indicele de inflație a sumei acordate reclamantului. Respinge, ca prescrisă, cererea privind restul pretențiilor aferente capătului 2. Obligă pârâta la plata către reclamant a sumei de 8.834 lei cu titlu de cheltuieli de judecată efectuate în dosarul nr. 35885/3/2018, sumă ce se va actualiza cu indicele de inflație la data plății efective, precum și a dobânzii legale ce se va calcula conform art. 3 alin.2 ind.1 din OG nr.13/2011 de la data de 18.11.2021 până la plata efectivă a debitului. Obligă pârâta la plata către reclamant a sumei de 18.398,96 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Respinge, în rest, cererea ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București. Pronunțată astăzi, 28.05.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței. Document: Hotărâre 1378/2024 28.05.2024

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						Partile au declarat apel. Termen de judecata: 20.03.2025 Solutia CAB: Respinge apelul formulat de apelanta – pârâtă ca nefondat. Admite apelul formulat de apelantul – reclamant. Schimbă în parte sentința apelată în senul că: Respinge ca neîntemeiată excepția prescripției dreptului material la acțiune cu privire cel de-al doilea capăt al cererii de chemare în judecată. Admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâtă la plata către reclamant și a sumei de 516.160 de lei cu titlu de actualizare cu indicele de inflație a sumei acordate reclamantului. Menține celelalte dispoziții ale sentinței apelate. Obligă pârâta la plata către reclamant a sumei de 27.134 lei cu titlu de cheltuieli de judecată în primă instanță. Obligă apelanta – pârâtă la plata către apelantul – reclamant a sumei de 8933 lei cu titlu de 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 prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței azi, 27.03.2025. Document: Hotărâre 528/2025 27.03.2025
12	909/3/2022/a59 Alin Vladulescu	Tribunalul Bucuresti	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	contestație creanțe la tabelul preliminar (Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA) 10.195.849,56 lei	Respinge contestația împotriva măsurii inserate în cuprinsul raportului de activitate publicat în B.P.I. nr. 8546/08.05.2024, formulată de către contestatoarea COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul EURO INSOL S.P.R.L., în calitate de administrator judiciar al debitoarei ROMELECTRO S.A. și cu comitetul creditorilor format din: DIRECȚIA GENERALĂ DE ADMINISTRARE A MARILOR CONTRIBUABILI, BANCA DE EXPORT-IMPORT A ROMÂNIEI EXIMBANK S.A. și CEC BANK S.A., ca neîntemeiată. Respinge cererea contestatoarei de acordare a cheltuielilor de judecată reprezentând contravaloarea taxei judiciare de timbru, ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată azi, 30.10.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței de judecată. Document: Hotărâre 5224/2024 30.10.2024
13	7226/3/2016 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti	Parat : Energy Holding Reclamant : Transelectrica	Pretentii	1.073.561,72 lei	Admite în parte cererea de chemare în judecată restrânsă și modificată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 1050000 lei, cu titlu de preț al serviciilor prestate conform facturii fiscale nr. 6080 din 23.11.2015 și suma de 14129,79 lei cu titlu de penalități de întârziere. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 14 916,48 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu apel în 30 zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Document: Hotărâre 5375/2016 16.09.2016. Am declarat apel. Suspendata. Repus pe rol pentru constatare incetare dosar in temeiul art. 75 din legea insolventei. Termen pronuntare:26.06.2018 Solutia pe scurt: Admite apelul. Anulează în parte sentința atacată. Încetează acțiunea judiciară având ca obiect plata sumei de 7573,96 lei reprezentând penalități de întârziere cuprinse în factura nr.3590/27.02.2016 și a sumei de 1857,97 lei reprezentând penalități de întârziere cuprinse în factura nr.17773/17.02.2016. 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

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						sanctiunea nulității. Pronunțată în ședință publică azi, 26.06.2018.Document: Hotărâre 1367/2018 26.06.2018
14	3694/3/2016 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti CAB ICCJ	Reclamant: RAAN Parat: Transelectrica	Pretentii	15.698.721,88 lei	Solutia pe scurt: Respinge cererea de chemare in judecata ca neintemeiata. Cu apel in 30 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Bucuresti sectia a VI-a civila. Pronuntata in sedinta publica astazi, 11.06.2020. Document: Hotărâre 630/2020 11.06.2020 Termen CFiltru: 27.03.2025 Admite cererea de suspendare a judecării. În temeiul art. 413 alin. 1 pct. 1 Cod procedură civilă, suspendă judecarea apelului până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Cu drept de recurs pe tot parcursul suspendării. Cererea de recurs se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședință publică, astăzi, 08.11.2021.Document: Încheiere - Suspendare 08.11.2021 Solutia pe scurt: Respinge cererea de repunere a cauzei pe rol ca neintemeiata. Document: Încheiere - Suspendare 09.05.2022 Termen de judecata: 03.06.2024 Solutia CAB: Admite apelul. Schimbă în tot sentința apelată, în sensul că: Admite cererea de chemare în judecată. Obligă părâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500031 din 24.04.2015, seria SRTF nr. 1500033 din 22.05.2015, seria SRTF nr. 1500036 din 22.06.2015, seria SRTF nr. 1521311 din 23.07.2015, seria SRTF nr. 1500041 din 17.08.2015, seria SRTF nr. 1500045 din 23.09.2015, seria SRTF nr. 1521339 din 26.10.2015 și seria SRTF nr. 1521282 din 8.04.2015, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500059 din 31.12.2015 și seria SRTF nr. 1500060 din 31.12.2015. Cu drept de recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Recursul se depune la Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă. Pronunțată, astăzi, 03.06.2024, și pusă la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 898/2024 03.06.2024 Transelectrica a declarat recurs care se afla in faza proedurii de filtru.
15	1396/90/2016 Mihail Tanasuica	Tribunalul Valcea	Transelectrica – creditor CET Govora – debitor		28.200.440,31 lei	CNTEE Transelectrica SA a fost inscrisa in Tabelul preliminar cu o creanta in valoare totala de 28.200.440,31 lei, conform cererii formulate de compania noastra. Mentionam faptul ca creanta in suma de 21.962.243,71 lei, reprezentand debit principal si penalitati aferente facturii nr. 8116/08.04.2016, este inscrisa sub conditia suspensiva a pronuntarii unei hotarari judecatoresti definitive in favoarea ANRE in dosarul nr. 2428/2/2014 aflat pe rolul Curtii de Apel Bucuresti, avand ca obiect anularea deciziei CNTEE Transelectrica SA a votat "impotriva" aprobarii planului de reorganizare propus de administratorul judiciar, intrucat: - In situatia aprobarii planului de reorganizare propus de catre administratorul judiciar Euro Insol SPRL, creantele chirografare se vor reduce la zero si nu vor fi achitate conform graficului de plati, deci Transelectrica SA si

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						ceilalti creditori chirografari nu vor incasa nicio suma de bani . - De asemenea, conform planului, in situatia intrarii debitoarei CET Govora SA in procedura falimentului, Transelectrica SA si ceilalti creditori chirografari nu vor primi nicio suma de bani. Termen continuare procedura:05.09.2024 Prin sentinta civila nr. 1247/22.07.2020 pronuntata in dosarul nr. 35346/3/2019, comunicata la data de 28.06.2021, Tribunalul Bucuresti a respins actiunea CET Govora SA,ca neintemeiata, constatand faptul ca in speta a intervenit compensarea de drept a sumei de 3.368.965.,82 lei, conform art. 17 alin. 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 cu parte din creanta CNTEE Transelectrica SA, considerand ca la data deschiderii procedurii insolventei (9 mai 2016) erau indeplinite conditiile prevazute de lege in materia compensarii legale (art. 1617 Cod civil). Termen: 08.05.2025
16	1196/93/2016 Mihail Tanasuica	Tribunalul Ilfov	Transelectrica – reclamanta UGM Energy Trading - parata	Pretentii	3.422.293,07 lei	Termen de judecata: 20.09.2016 In baza art.75 alin.1 din Legea nr.85 din 2014 privind insolventa constata intervenita suspendarea de drept a judecatii.
17	1705/93/2016 Mihail Tanasuica	Tribunalul Ilfov	UGM Energy Trading SRL – debitor in insolventa	Pretentii	3.515.687,51 lei	29.06.2016 – deschidere procedura generala insolventa, A fost admisa creanta in cuantum de 3.515.687,51 lei, reprezentand contravaloarea facturilor emise de compania noastra, urmare prestarii serviciilor in favoarea debitoarei UGM Energy Trading S.R.L., calculate pana la 29.06.2016, data deschiderii procedurii generale a insolventei au fost respinse creantele in cuantum de 200 lei si 41.331,59 lei pretinse de Compania noastra cu titlu de taxe judiciare de timbru. Am depus in termen legal contestatie la tabel. Solutia pe scurt: Respinge contestatia ca neintemeiata. Cu drept de a formula apel in termen de 7 zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Ilfov. Pronuntata in sedinta publica din data de 23.02.2017.Document: Hotarare 511/2017 23.02.2017 Tribunalul a dispus la data de 03.08.2017 deschiderea procedurii falimentului. Termen continuare procedura 08.05.2025
18	4452/3/2017 Lucian Anton	Tribunalul Bucuresti	C:Transelectrica si altii D: Arelco Power SRL	Procedura faliment	20.996.030,49 lei	Creanta admisa 20.041.519,94 lei, cu mentiunea ca suma 954.510,55 lei a fost stinsa prin compensatie. Initial, suma solicitata si admisa a fost de 21.025.161 lei Termen continuare procedura: 12.09.2025
19	1372/3/2017 Lucian Anton		C : Transelectrica D:Transenergo Com	Procedura insolventei	6.850.000,98 lei	Creanta solicitata a fost admisa, insa cu urmatoarele observatii: Din suma totala se scade suma de 1983,36 lei (compensata); 69808,42 lei, din care 48642,11 lei creanta decontata de TEL prin executare SGB si suma de 21.166,31 lei, creanta considerata curenta,contravaloare facturi emise dupa data deschiderii procedurii insolventei. Solutia pe scurt: In baza art. 139 din Legea 85/2014, confirmă planul de reorganizare al debitoarei S.C. TRANENERGO COM S.A., propus de administratorul special. Cu apel in 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București - Secția a VII-a Civilă. Pronunțată în ședință publică azi 03.02.2021. Document: Hotărâre intermediară 469/2021 03.02.2021 Termen continuare procedura plan reorganizare: 30.04.2025
20	345/40/2017	Tribunalul	R: Transelectrica	Pretentii	9.198.673,80 lei	In temeiul art. 75 din Legea nr. 85/2014 raportat la art. 412 NCP, suspendă

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
	Lucian Anton	Botosani	P: Elsaco Energy SRL			judicata cauzei. Cu recurs pe toată durata suspendării. Pronunțată în ședință publică, azi, 26.09.2017. Document: Încheiere - Suspendare 26.09.2017 În temeiul art. 75 din Legea nr. 85/2014, constată încetată acțiunea. Cu apel. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 26/2024 03.06.2024
21	10085/3/2017 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti	R: Electromontaj SA P: SMART SA Transelectrica SA	Pretentii	121099,16 euro, cval. Lipsa de folosinta stalpi de interventie 100.000 euro, venituri care puteau fi obtinute din exploatare stalpi	Solutia pe scurt: Admite în parte cererea, astfel cum a fost precizată. Obligă pârâta Societatea pentru Servicii de Mentenanță a rețelei Electrice de Transport SMART SA la plata către reclamantă a sumei de 121 099,16 euro în echivalent lei la cursul BNR de la data plății, cu titlu de contravaloare lipsă de folosință. Respinge celelalte pretenții formulate împotriva pârâtelor ca neîntemeiate. Obligă pârâta Societatea pentru Servicii de Mentenanță a rețelei Electrice de Transport SMART SA la plata către reclamantă a sumei de 25 116,10 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Obligă reclamanta la plată către Transelectrica a sumei de 1500 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu apel în 30 zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședința publică azi, 09.08.2024. Document: Hotărâre 2100/2024 09.08.2024
22	3052/99/2017 Mihail Tanasuica	Tribunalul Iasi	Debitor: Fidelis Energy SRL	Procedura insolventei	2.219.985 lei, cval. facturi + 200 lei, cval. taxa judiciara de timbru	Creanta a fost inscrisa in Tabelul preliminar cu suma de 2.219.985 lei. Suma de 200 lei, cval taxa judiciara de timbru nu a fost inscrisa. Amână cauza și acordă termen la data de 15.05.2025 pentru continuarea procedurii.
23	14733/3/2017 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti Curtea de Apel Bucuresti	Debitor: Energy Holding SRL	Procedura insolventei	1.199.910,16 lei, cval facturi si taxe judiciare de timbru, onorariu expert contabil	Am fost inscrisi in TP cu suma de 1.179.545,28 lei, cval. Facturi, fiind respinsa suma de 20.364,88 lei, contravaloare taxe judiciare de timbru si onorarii expert contabil. Am depus contestatie la tabelul preliminar pentru suma respinsa. Contestatia a fost respinsa ca neintemeiata. Termen apel 22.03.2018. Respinge apelul ca nefondat. Definitiva Termen 27.10.2025
24	28460/3/2017 Mihail Tanasuica	TMB CAB ICCJ	R: RAAN P: Transelectrica		Actiune in pretentii 12.346.063,10 lei (bonus nov 15 – apr 16; regularizare bonus 2015; penalitati intarziere)	Solutia pe scurt: Respinge cererea de chemare în judecată formulată de reclamanta Regia Autonomă pentru Activități Nucleare în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, ca neîntemeiată. Respinge, ca neîntemeiate, cererea părților de acordare a cheltuielilor de judecată. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București – secția a VI-a civilă. Pronunțată astăzi, 24 iunie 2020, și pusă la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 777/2020 24.06.2020 RAAN a declarat apel. Termen de judecata: 27.09.2021 În temeiul art. 413 alin. 1 pct. 1 NCPC suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr. 28458/3/2017 nr. 26024/3/2015. Cu recurs pe toată durata suspendării. Document: Încheiere - Suspendare 27.09.2021 Solutia pe scurt: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului. Cu recurs pe toată durata suspendării. Pronunțată în ședință publică azi, 23.05.2022. Document: Încheiere - Suspendare 23.05.2022 Termen de judecata: 20.05.2023 Solutia CAB: Admite apelul. Schimbă sentința apelată în sensul că: Admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități. Cu drept de

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, ce se va depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea greii instanței, azi, 20.05.2024. Document: Hotărâre 806/2024 20.05.2024 Am declarat recurs.
25	4478/118/2024	TCT	R: PET Communication P: Transelectrica	Inexistenta dreptului paratei de a factura penalitati	3093205,83 lei	Termen de judecata: 07.11.2024 Se efectueaza expertiza electroenergetica Termen de judecata: 05.06.2025
26	32612/3/2017 Mihail Tanasuica (predate lui Ciprian Paduraru)	Tribunalul Bucuresti	Biol Energy		Procedura insolventei Cerere inscriere la masa credala cu suma de 566.511,73 lei	Creanta a fost inregistrata in Tabelul preliminar de creante. Termen continuare procedura: 18.09.2025
27	4328/110/2013 Alin Vladulescu	Tribunalul Bacau	C:Transelectrica D: CET Bacau		Procedura falimentului Cerere de inscriere in tabelul creditorilor cu suma de 1.484.636,78 lei	Inscrisi in tabelul creditorilor cu suma de de 1.484.636,78 lei. Termen continuarea procedurii: 12.06.2025
28	8993/299/2018 Alin Vladulescu	Judecatoria Sector 1	Contestator: Transelectrica Intimat: ANAF - DJAMC		contestație la execut. DOSAR EXECUTARE 13328043/61/90/1/2017/267761 – 30.08.2017/267764 – 31.08.2017 SUSPENDAREA EXECUTĂRII SILITE 47092295 lei + 44.730.885 lei.	Termen de judecata: 17.04.2018 Solutia pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. . Pronunțată în ședință publică. Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018 Termen: 19.06.2025
29	29270/3/2024 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti	R: Electromontaj P: Transelectrica	Cerere complet. dispozitiv sentinta civila pron in dosarulnr. 25896/3/2024		Admite exceptia tardivitatii cererii. Admite cererea de sesizare a CCR.
30	7539/3/2017 Lucian Anton	Tribunalul Bucuresti	D: KDF Energy C: Transelectrica		Procedura insolventei Cerere inscriere la masa credala cu suma lei 1.040.138,18 lei	Creanta inscria la masa credala. Termen de judecata: 11.03.2025 Solutia pe scurt: În baza art. 175 alin. (1) din Legea nr. 85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, închide procedura insolvenței împotriva debitoarei KDF Energy SRL având în vedere îndeplinirea planului de reorganizare. În baza art. 179 din Legea nr. 85/2014, sentința de închidere a procedurii va fi notificată Direcției Generale a Finanțelor Publice București și Oficiului Registrului Comerțului București de pe lângă Tribunalul București, pentru efectuarea mențiunii. Prezenta sentință va fi notificată tuturor creditorilor debitoarei Affichage România SRL prin publicarea ei în Buletinul procedurilor de insolvență. Executorie. Cu apel, în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență. Document: Hotărâre 1304/11.03.2025
31	4480/118/2024	TCT	R: PET Communication	Anulare document constat.		Suspendat pana la solutionarea dosarului nr. 4478/118/2024

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
			P: Transelectrica			
32	3153/115/2018 3153/115/2018**** Alin Vladulescu	Tribunalul Caras Severin CA Timisoara ICCJ	R: Transelectrica P: Comuna Ciudanovita		Pretentii 527.336,7 lei + dobanda legala	Admite exceptia de nelegalitate invocata de apelanta Compania Nationala de Transport a Energiei Electrice „Transelectrica” SA. Constată nelegalitatea art. 1 alin. 12 din HG nr. 841 din 07.10.2015 în ceea ce privește condiționarea predării terenului de „achitarea contravalorii pierderii de creștere determinate de exploatarea masei lemnoase înainte de vârsta exploatabilității tehnice și a cheltuielilor de reinstalare a vegetației forestiere și întreținere a acestora până la realizarea stării de masiv”. Admite apelul formulat de apelanta-reclamantă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice „Transelectrica” SA, în nume propriu și în numele Sucursalei de Transport Timișoara în contradictoriu cu intimata-pârâtă Comuna Ciudanovița prin Primar împotriva sentinței civile nr. 998/26.06.2019, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 3153/115/2018**. Schimbă în tot sentința apelată, în sensul că: Admite acțiunea formulată de reclamantă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice „Transelectrica” SA, în nume propriu și în numele Sucursalei de Transport Timișoara în contradictoriu cu pârâta Comuna Ciudanovița prin Primar. Obligă pârâta la restituirea sumei de 527.336,7 lei către reclamantă și la plata dobânzii legale aferente acestei sume de la data efectuării plăților de către reclamantă și până la data restituirii acestora de către pârâtă. Obligă intimata-pârâtă la plata sumei de 20.615,85 lei către apelanta-reclamantă, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicarea hotărârii. Recursul se va depune sub sancțiunea nulității la Curtea de Apel Timișoara. Pronunțată în ședință publică astăzi, 30 septembrie 2021. Document: Hotărâre 176/2021 30.09.2021 Comuna Ciudanovița a declarat recurs. La data de 19.01.2023 Înalta Curte de Casație și Justiție a rămas în pronunțare, dispunând prin Decizia nr.56/19.01.2022 următoarele: “Admite recursul declarat de pârâta Comuna Ciudanovița împotriva deciziei civile nr. 176 din 30 septembrie 2021 a Curții de Apel Timișoara, Secția I civilă. Casează în parte decizia recurată și trimite cauza, spre rejudecare, aceleiași instanțe de apel numai în ceea ce privește acordarea dobânzii legale aferente debitului principal. Menține celelalte dispoziții ale deciziei. Definitivă.” În a doua rejudecare, Curtea de Apel Timișoara a rămas în pronunțare la data de 09.04.2024, amânând pronunțarea la data de 23.04.2024, când a dispus prin Decizia nr.104/2024 următoarele: “Admite apelul formulat de apelanta-reclamantă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice „Transelectrica” SA, în nume propriu și în numele Sucursalei de Transport Timișoara în contradictoriu cu intimata-pârâtă Comuna Ciudanovița prin Primar împotriva sentinței civile nr. 998/26.06.2019, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 3153/115/2018**. Schimbă în parte sentința apelată, în sensul că admite în parte acțiunea formulată de reclamantă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice „Transelectrica” SA, în nume propriu și în numele Sucursalei de Transport Timișoara în contradictoriu cu pârâta Comuna Ciudanovița prin Primar. Obligă pe pârâtă la restituirea sumei de 527.336,7 lei către reclamantă și la plata dobânzii legale aferente acestei sume de la data cererii de chemare în judecată și până la data restituirii efective. Obligă pe intimata-pârâtă la plata sumei de 20.615,85 lei către apelanta-reclamantă, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de recurs în termen de 30 de zile de la

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						comunicare, ce se va depune în mod obligatoriu la Curtea de Apel Timișoara. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței, astăzi, 23.04.2024.” Comuna Ciudanovița a declarat recurs. Admite recursul, trimite cauza spre rejudecare cu privire la dobanda legala.
33	2494/115/2018** Alin Vladulescu	Tribunalul Caras Severin	R: Municipiul Resita P: Transelectrica		Pretentii 17.038.126,88 lei, reprezentand chirii aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adauga dobanda legala penalizatoare	Acordă un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză, și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților. Amână judecarea cauzei la data de 13.02.2025, ora 09.30, termen dat în cunoștința părților. Pronunțată în ședință publică azi, 12.12.2024. Document: Încheiere de ședință 12.12.2024 La termenul din 27.02.2025 Solutia pe scurt: Respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta CNTEE „Transelectrica” S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Document: Hotărâre 150/2025 27.02.2025
34	22567/3/2019 Lucian Anton	Tribunalul Bucuresti CAB	R Transelectrica P: OPCOM		Pretentii – acțiune drept comun - aport adus de catre CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societatii OPCOM SA, emisa in baza Contractului de imprumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finantarea proiectului de investitii “Electricity Market Project”. 4.517.460 lei +1.293.778,27 lei	Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței, azi, 03.12.2021.Document: Hotărâre 3021/2021 03.12.20212021. TEL a declarat apel, Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Pronunțată azi, 12 octombrie 2022, prin punerea soluției la dispoziția părților prin intermediul grefei instanței. Document: Hotărâre 1532/2022 12.10.2022. Transelectrica a declarat recurs la 13.12.2022. Termen 19.09.2023 Hotararea 1640/2023 Admite recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A. si recursul incident declarat de recurentul-pârât Operatorul Piete de Energie Electrică si Gaze Naturale "OPCOM" S.A. împotriva deciziei civile nr. 1532 din 12 octombrie 2022, pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă, pe care o casează și trimite cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Termen CAB: 04.02.2025 Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta-reclamantă la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, care se va depune la Curtea de Apel București secția a V-a civilă. Pronunțată azi, 18.02.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin grefa instanței. Document: Hotărâre 235/2025 18.02.2025
35	24242/3/2021 Lucian Anton	TMB CAB	R OPCOM SA P: TEL	Actiune constatatare NULITATE APORT	4.517.460 lei	Solutia TMB : Califică excepția inadmisibilității ca apărare de fond. Respinge cererea de chemare în judecată ca nefondată. Cu drept de a formula apel, în termen de 30 zile de la comunicare pentru părți, apelul urmând a fi depus la sediul Tribunalului

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						București, Secția a VI-a Civilă.. Pronunțată astăzi, 07.11.2023, în baza art. 396 al.2 C.P.Civ. prin punerea soluției la dispoziția părților la grefa instanței. Document: Hotărâre 2600/2023 07.11.2023 Termen apel : 13.02.2025 La termenul din 13.03.2025 Soluția pe scurt: Respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru. Cu recurs în termen de 30 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Hotărâre 423/2025 13.03.2025
36	1642/62/2024 Alin Vladulescu	T.Brasov	R : Transelectrica P : Aderro GP Energy	insolvență	Declaratie de creanta pentru suma de 672.535,61 lei	Pentru continuarea procedurii, soluționarea contestațiilor la tabelul preliminar al creditorilor și întocmirea tabelului definitiv, potrivit art. 59 alin. 3 din Legea nr. 85/2014, stabilește termen administrativ de control la data de 30.04.2025
37	23847/299/2013* Lucian Anton	Judecatoria Sector 1 Bucuresti Tribunalul Bucuresti Secția a-IV-a Civilă	-Mitropolia Olteniei apelant reclamant -Transelectrica intimat parat	Plata despagub. lipsa folosinta teren	1.800.000 lei	Respinge excepția autorității de lucru judecat ca neîntemeiată. Respinge excepția lipsei calității procesuale active ca neîntemeiată. Respinge excepția lipsei calității procesuale pasive ca neîntemeiată. Constată că prin încheierea din 17.10.2014, instanța a luat act de renunțarea reclamantei la soluționarea primului capăt ce cerere și a respins excepția netimbrării. Respinge cererea de chemare în judecată ca neîntemeiată. la act că reclamanta va solicita cheltuieli de judecată pe cale separată și pârâta nu solicită cheltuieli de judecată. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Cererea de apel se va depune la Judecătoria Sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică, astăzi, 06.07.2017. Document: Hotărâre 5550/2017 06.07.2017 Respinge apelul ca nefondat. Cu drept de recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a se depune la Tribunalul București. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței, azi, 08.12.2020. Document: Hotărâre 3074/2020 08.12.2020 Mitropolia Olteniei a declarat recurs si a invocat exceptie de neconstitucionalitate, dosarul fiind plecat la Curtea Constitutionala.
38	3083/3/2020 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti/CAB/ ICCJ	R:Nuclearelectrica P: Transelectrica		Pretentii 1.290.533,156 lei cval dezechilibru negativ + 182.251,94 lei, dobanda legala	Soluția pe scurt: Admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 1.290.533,156 lei, cu titlu de daune interese compensatorii, la plata actualizării acestei sume cu rata inflației de la data de 27.09.2018 și până la data plății efective, la plata sumei de 182.251,94 lei reprezentând dobândă legală penalizatoare calculată de la data de 27.09.2018 și până la data de 31.01.2020, precum și la plata în continuare a dobânzii legale penalizatoare, calculată de la data de 01.02.2020 și până la data plății efective. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 23.441,66 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, constând în taxă judiciară de timbru. Respinge cererea pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București-Secția a VI-a Civilă. Pronunțată astăzi, 22.12.2020, prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței. Document: Hotărâre 2698/2020 22.12.2020 TEL a declarat apel, care a fost admis. Admite apelul. Schimbă în parte sentința civilă apelată, în sensul că: Respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Menține dispoziția primei instanțe de respingere ca neîntemeiată a cererii pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata către apelanta-pârâtă a sumei

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
						de 20.591,66 cu titlu de cheltuieli de judecată în apel. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă. Hotărâre 1927/2021 25.11.2021 Nuclearelectrica a declarat recurs, ca s-a suspendat pana la solutionarea actiunii in anulare a ordinului. Termen 12.10.2022 În temeiul art. 413 alin. (1) pct. 1 C.proc.civ., suspendă judecata recursului declarat de recurenta-reclamantă SOCIETATEA NAȚIONALĂ NUCLEARELECTRICA S.A. împotriva deciziei civile nr. 1927/A/25.11.2021, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 2659/2/2020, aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal. Definitivă.
39	640/121/2020 Mihail Tanasuica	Tribunalul Galati	C:Transelectrica D: Menarom PEC SA Galati		Declaratie de creanta 1.195.792,13 lei	Creanta a fost inregistrata la masa credala. Potrivit art. 59 alin. 3 din Legea 85/2014 constată că administratorul judiciar a depus la dosarul cauzei: - procesele-verbale ale adunării creditorilor nr. 93/27.12.2024, nr. 5/10.01.2025; - rapoartele de activitate nr. 71/22.10.2024, nr. 79/07.11.2024, nr.90/10.12.2024; - procesul-verbal de licitație nr. 69/16.10.2024; - procesul-verbal de atribuire directă nr. 76/04.11.2024; - raportul asupra situației financiare nr.2/09.01.2025. În vederea continuării procedurii, stabilește termen pentru administratorul judiciar în vederea depunerii la dosar a înscrisurilor privind activitatea desfășurată- 23.04.2025 și termen administrativ de control – 29.04.2025. Document: Rezolutie 17.01.2025
40	1598/62/2024 Alin Vladulescu	T.Brasov	R : Transelectrica P : Aderro GP Energy	Pretentii	658.165,25 lei	Admite cererea privind emiterea unei ordonanțe de plată, formulată de creditoarea Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A., în contradictoriu cu debitoarea Aderro GP Energy S.R.L. Emite ordonanța de plată, punând în vedere debitoarei ca, în termen de 30 zile de la comunicarea prezentei, să plătească creditoarei suma 582.788,27 lei, reprezentând contravaloare servicii prestate, penalități contractuale de 75.376,98 lei calculate pentru intervalul 01.04.2022-31.12.2023, precum și în continuare, până la achitarea integrală a debitului principal. Obligă debitoarea la plata către creditoare a sumei de 300 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Executorie. Cu drept de cerere în anulare pentru debitoare în termen de 10 zile de la comunicare, cererea urmând a se depune la Tribunalul Brasov. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin intermediul grefei instanței, astăzi, 01.11.2024 Document: Hotărâre 285/2024 01.11.2024
41	25896/3/2020 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti	R: Electromontaj P: Transelectrica		Pretentii–OUG 114/2018 plata sumei de 9.493.221,76 lei (initial, in cererea introductiva solicita suma de 2.500.000 lei) reprezentand costurile suplim. suportate de Electromontaj ca urmare a prelungirii duratei de indeplinire a Contr.de Lucrari nr. C229/29.10.2015, din motive independente de culpa Antrepren. pt. lucr. efectuate pana in iunie 2020. b)plata sumei de 27.540.369,99 lei (suma initiala estimata 7.500.000 lei reprezent. costuri suplim.generate de	Solutia TMB: Respinge actiunea formulata ca neintemeiata. Cu drept de apel in termen de 10 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Bucuresti Secția a VI-a Civilă. Pronunțată astăzi, data de 18.01.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei. Document: Hotărâre 53/2024 18.01.2024 Electromontaj a declarat apel la data de 11.06.2024 Termen de judecata: 08.11.2024 CAB a respins apelul ca nefondat, ICCJ a dispus stramutarea judecarii cauzei la CA Craiova si desfiintarea deciziei CAB

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
					prelungirea dur. de indeplinire a Contr. de Lucrari nr. C229/29.10.2015, din motive independente de culpa antrepren., pentru lucrarile ce vor fi efect. incepand cu luna iulie 2020 si pana la momentul finalizarii lucrarilor. c)incheierea unui AA la Contr.nr.C229/29.10.15 avand ca obiect actualizarea pretului Contr. cu costurile suplimentare generate de prelungirea duratei de indeplinire a Contr. de Lucrari nr.C 229/29.10.2015 d)plata cheltuielilor de judecată ocazionate de prezentul litigiu	
42	5965/3/2024 Constantin Ovreiu	TMB	R : Transelectrica P : ISPE Intervenient ISPE PC	Pretentii	1.040.720 lei	Termen de judecata: 19.02.2025 In baza art. 75 alin. (I) din Legea nr. 85/2014 raportat la art. 412 alin. (I) pct. 8 C.proc.civ. suspendă judecarea cererii ?i trimite dosarul către Compartimentul Arhivă, în vederea păstrării acestuia în eviden?a cauzelor suspendate. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării cursului judecării procesului, care se depune la Tribunalul Bucure?ti — Sec?ia a II-a Contencios Administrativ ?i Fiscal. Pronun?ată astăzi, 26.02.2025. punându-se solu?ia de suspendare la dispozi?ia păr?ilor prin mijlocirea grefei instan?ei. Document: Încheiere - Suspendare 26.02.2025
43	22368/3/2021 Valeriu Cernea	Tribunalul Bucuresti CAB	R: Romelectro P: Transelectrica		Pretentii – OUG 114/2018 2.275.653,22 lei	Termen de judecata: 10.06.2022 . Solutia pe scurt: Respinge cererea de chemare în judecata, ca neîntemeiata. Cu apel în termen de 10 zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Bucuresti-Sectia a VI-a Civila. Pronun?ată prin punerea solu?iei la dispozi?ia păr?ilor prin mijlocirea grefei instan?ei, astăzi, 24.06.2022.Document: Hotarâre 1555/2022 24.06.2022 Romelectro a declarat apel. Respinge apelul ca nefondat. Definitivă. Pronun?ată prin punerea solu?iei la dispozi?ia păr?ilor de către grefa instan?ei, azi, 29.02.2024. Document: Hotarâre 358/2024 29.02.2024
44	30801/3/2021 Constantin Ovreiu	Tribunalul Bucuresti	R: Romelectro P: Transelectrica		Pretentii–OUG114/2018 2.271.075,23 lei	Stabilește termen pentru depunerea expertizei în data de 16.05.2025 .
45	17976/3/2021 Lucian Anton	Tribunalul Bucuresti CAB	R: Grand Voltage P: Transelectrica		Obligarea părâtei Transelectrica la repararea prejudiciului cauzat subscrisei în cuantum de 8.331.444,60 lei ca urmare a neexecutarii culpabile a obliga?iilor aferente Contractului de lucrari nr. C 111/23.05.2018 privind "Racordarea LEA 100kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrujda în sta?ia 400 kV Medgidia Sud Etapa II-LEA 400kV d.c. Racorduri Sta?ia Medgidia Sud".	TMB Respinge ac?iunea, ca nefondată. CAB Admite cererea de apel. Schimbă în parte solu?ia Tribunalului în sensul că: Obligă pe părâtă la plata către reclamantă a sumei de 904.267,6 lei. Menține în rest hotărârea primei instan?e. Definitivă. Pronun?ată astăzi, 11.12.2024, prin punerea solu?iei la dispozi?ia păr?ilor de către Grefa instan?ei. Document: Hotarâre 1885/2024 11.12.2024 Suma a fost achitata.
46	8193/3/2022 Constantin Ovreiu	Tribunalul Bucuresti	R: Tempos Serv P: Transelectrica		Pretentii – OUG nr. 114/2018 2.437.253,31 lei cval cost manopera	Termen de judecata: 13.06.2025 Administrare proba expertiza

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
46 bis	8442/3/2022 Constantin Ovreiu	Tribunalul Bucuresti	R: Tempos Serv P: Transelectrica		executare contract administrativ - reclamanta solicita 1.429.832,43 lei, fara TVA, reprezentand costuri suplimentare	Termen 16.09.2022 Admite excepția conexității. Trimite dosarul la completul mai întâi învestit, cu soluționarea dosarului nr. 8193/3/2022, respectiv completul 12 Fond, în vederea conexării dosarului nr. 8442/3/2022 la dosarul nr. 8193/3/2022. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată, azi, 16.09.2022, prin punerea soluției la dispoziția părților de către instanței. Document: Încheiere finală (dezinvestire) 16.09.2022
47	8440/3/2022 Alin Vladulescu	Tribunalul Bucuresti	R: Tempos Serv P: Transelectrica		Executare ctr.adm. - 1.La primul punct, reclamanta solicită "obligarea TEL la plata sumei de 2.437.253,31 lei fără TVA ce reprezintă dif.costuri cu manopera achitate în urma intrării în vigoare a OUG 114/2021, conform motivelor pe care le vom expune pe larg în prezenta și centralizatorului pe care-l anexăm". 2.La al doilea punct, reclamanta solicită "Obligarea TEL ca, prin suplinirea consimțământului părții de către instanța de judecată, la încheierea unui act adițional, prin care să oblige pârâta să încheie cu subscrisa un act adițional la Contr. de lucrări nr. C 80/2018, ca urmare a majorării salariului minim brut pe țară garantat în plată dom. construcțiilor, pentru costurile suplimentare aferente majorării salariului minim brut pe țară garantat în plată domeniului constr.și până la finalizarea contractului". 3.La pt. trei, reclamanta solicită "Obligarea Transelectrica la plata sumei de 276.401,58 lei cu titlu de penalități de întârziere, până la achitarea și stingerea debitului principal	Termen de judecata: 02.09.2025
48	5507/2/2022 Valeriu Cernea	CA Bucuresti declinat la Tribunalul Harghita	R: Transelectrica P: EXPLOCOM GK SRL	Pretentii cv	2.287.992 lei, reprezentând contravaloarea a 13619 CV	Termen de judecata: 07.05.2025
49	37352/3/2021 C-tin Ovreiu	Tribunalul Bucuresti Tribunalul Galati	R : Transelectrica P : Next Energy Partners	Pretentii	8.395.132,23 lei + dobanda legala	Admite în parte cererea. Obligă pârâta Next Energy Partners S.R.L. să achite reclamantei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A.: - suma de 3.557.200,134 lei cu titlu de sumă compensatorie, precum și dobanda legală penalizatoare calculată de la data de 28.10.2021 până la plata integrală a sumei compensatorii; - suma de 1.228.640,11 lei cu titlu de despăgubire, precum și dobanda legală penalizatoare calculată de la data de 28.10.2021 până la plata integrală a

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
		CA Galati ICCJ				despăgubirii. Obligă pârâta Next Energy Partners S.R.L. să achite reclamantei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. suma de 53.247 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu apel în termen de 30 zile de la comunicare, ce se va depune la Tribunalul Galați. Pronunțată azi, 05.12.2023, soluția urmând a fi pusă la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 251/2023 05.12.2023. Partile au declarat apel. Solutia CA GI: Respinge ca nefondat apelul declarat de reclamanta Compania Natională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA. Admite apelul declarat de pârâta Next Energy Partners SRL, schimbă în tot sentința apelată și, în rejudecare, respinge cererea de chemare în judecată ca nefondată. Obligă intimata Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA să plătească apelantei Next Energy Partners SRL suma de 141.147,56 lei, reprezentând cheltuieli de judecată în fond și apel. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare. Recursul se va depune la Curtea de Apel Galati. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin grefa instanței azi, 2.10.2024. Document: Hotărâre 242/2024 02.10.2024 TEL a declarat recurs. Fara termen fixat la ICCJ
50	23887/3/2022 23887/3/2022/a2 Lucian Anton	TMB CAB	R: Transelectrica P: Grand Voltage si Omniasig	Pretentii	25.107.776,95 lei, daune interese + 4.150.451,31 lei, garantie buna executie	Respinge acțiunea formulată în contradictoriu cu pârâta ASOCIEREA GRAND VOLTAGE SRL - DOKO SH.P.K (ACTUALA VOLTAGE OPERATION SRL), ca fiind introdusă împotriva unei persoane fără capacitate procesuală de folosință. Respinge cererea acestei pârâte de acordare a cheltuielilor de judecată ca neîntemeiată. Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea formulată în contradictoriu cu pârâta OMNIASIG VIENNA INSURANCE GROUP SA ca fiind prescrisă. Obligă reclamanta la plata către pârâta OMNIASIG VIENNA INSURANCE GROUP SA a cheltuielilor de judecată în cuantum de 15.000 lei. Cu drept de apel în termen de 10 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, azi, 28.06.2024. Document: Hotărâre 1813/2024 28.06.2024 TEL a declarat apel Termen de judecata: 31.01.2025 Respinge apelul ca nefondat. Definitivă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței azi, 31.01.2025. Document: Hotărâre 132/2025 31.01.2025
51	15561/3/2022 C-tin Ovreiu	Tribunalul Bucuresti	R: SMART SA P: Transelectrica	Executarea contract administrativ - pretentii	suma de 4.467.108 lei , reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorarii bazei de impozitare rezultata din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + chelt. judecata.	Termen de judecata: 15.05.2025 Pt solutionarea amiabila a litigiului.
52	2082/3/2020 Lucian Anton	Tribunalul Bucuresti	D: SC ENOL GRUP SA C: Transelectrica	L 85/2014 Procedura insolvent. Declaratie	2.514.312 lei	În baza art. 139 din Legea nr. 85/2014 privind procedura insolvenței confirmă planul de reorganizare a activității debitorului, propus de către administratorul special. Fixează termen pentru continuarea procedurii la data de 13.09.2024, ora 09.00, pentru când se citează creditorii prin BPI. Cu apel, în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată azi, 09.02.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin grefa instanței.

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
				creanța		Document: Hotărâre intermediară 311/2024 09.02.2024 Termen 19.09.2025
53	29270/3/2024 Mihail Tanasuica	Tribunalul Bucuresti	R: Electromontaj P: Transelectrica	Cerere complet. dispozitiv sentinta civila pron. in dosarulnr. 25896/3/2024		Admite exceptia tardivitatii cererii. Admite cererea de sesizare a CCR.
54	6580/117/2024 Mihail Tanasuica	Tribunalul Cluj	R: Electrogrup Cluj P: Transelectrica	Executare contract achizitii	“1.Obligarea TEL la încheierea unui act adițional la Contractul de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantului, estimate provizoriu la 616 zile; 2.Obligarea TEL la restituirea sumelor plătite cu titlu de penalități în baza facturilor nr. 114 din 29 martie 2024 (achitată prin Ordin de plată nr. 13065/25.06.2024) și nr. 296 din 25 iunie 2024 (achitată prin Ordin de plată nr. 15424/23.07.2024) emise de pârâtă, în valoare totală de 2.164.304,25 RON ca plată nedatorată, plus dobânda legală datorată de la data plății acestora până la data restituirii, (i) în principal, ca urmare a obligării pârâtei la încheierea unui act adițional la Contr. de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantului și (ii) în subsidiar, ca urmare a constatării faptului că zilele de întârziere imputate de Transelectrica nu sunt culpa Executantului; 3.Obligarea TEL la plata de daune-interese, reprezentand prejud. suferit de reclamanta din cauza intarzierilor, estimate provizoriu la suma de 595.550 lei si	Termen de judecata: 23.05.2025

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
55	Dosar Arbitral ARB-5724 191/2/2024 CAB Alin Vladulescu	Curtea de Arbitraj de la Viena CAB-act anulare	R: Goicea Adrian P:TRANSELECTRIC A	Pretentii	Prin intermediul cererii de arbitraj 5724 Goicea Adrian (RO) VS. TEL (RO), domnul Goicea Adrian a solicitat obligarea Transelectrica SA la plata următoarelor sume:-186.384 lei (37.843,00 euro), care ar reprez. compens. de neconcurență, conform art.5.2.3 și art.9.1 paragraful final din Contractul de Mandat nr.C234/30.09.2020, la care se adaugă dobânda legală de 32.227,84 lei (6.543,00 euro), calculată pe perioada 22.06.2021 – 10.01.2023, precum și în continuare, până la data plății. - 605.748 lei (122.990 euro), care ar reprezenta compens aferentă indemniz. fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului, conform art.9.2 A și art.9.1 lit.a) din Contractul de Mandat nr.C234/30.09.2020, la care se adaugă dobânda legală de 104.740,47 lei (21.266,00 euro), calculată pe perioada 22.06.2021– 10.01.2023, precum și în continuare, până la data plății. - 46.596 lei (9.461,00 euro), care ar reprezenta compon. variabilă a remun. pentru anul 2020, conform Anexei 2 la Actul aditional nr.1 la Contractul de Mandat nr.C234/30.09.2020, la care se adaugă dobânda legală de 7.891,64 lei (1.602,00 euro), calculată pe perioada 06.07.2021 – 10.01.2023, precum și în continuare, până la data plății.Prin intermediul memoriului dezvoltător, reclam. și-a modificat pretențiile, solicitând următoarele sume: -186.384 lei (37.843,00 euro), care ar reprez. compensația de neconcurență, conform art.5.2.3 și	<i>La data de 08.12.2023 a fost înregistrată la Transelectrica SA, cu nr.58392/08.12.2023 - Hotărârea arbitrală pronunată la data de 04.12.2023 ca urmare a soluționării cererii de arbitraj ARB-5724 Goicea Adrian (RO) vs. Transelectrica (RO).</i> Prin Hotărârea arbitrală Tribunalul arbitral a dispus următoarele: "- Admite în totalitate cererea Reclamantului Adrian Goicea împotriva Pârâtei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. si obligă Pârâta să plătească Reclamantului suma de 186.384 RON reprezentând compensatia de neconcurență potrivit Contractului la care se adaugă dobânda legală penalizatoare la nivelul ratei dobânzii de referință plus 8 puncte procentuale aferentă, în suma de 54.551,79 RON calculată până la data de 18 octombrie 2023, la care se adaugă în continuare dobânda legală penalizatoare la nivelul ratei dobânzii de referință plus 8 puncte procentuale aferentă, al cărei quantum urmează a fi calculat în lei (RON), conform art. 3 alin. (2 indice 1) din OG nr. 13/2011, pentru suma de 186.384 RON, începând cu data de 19 octombrie 2023 si în continuare până la plata integrală si efectivă a sumei reprezentând compensatia de neconcurență potrivit Contractului. - Admite în totalitate cererea Reclamantului Adrian Goicea împotriva Pârâtei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. si obligă Pârâta să plătească Reclamantului suma de 605.748 RON reprezentând compensatia de denuntare aferentă indemnizatiilor fixe brute lunare rămase până la sfârșitul mandatului potrivit Contractului. - Admite în parte cererea Reclamantului Adrian Goicea împotriva Pârâtei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. privitoare la dobânda legală aferentă sumei reprezentând compensatia de denuntare aferentă indemnizatiilor fixe brute lunare rămase până la sfârșitul mandatului potrivit Contractului si obligă Pârâta să plătească Reclamantului dobânda legală penalizatoare la nivelul ratei dobânzii de referință plus 8 puncte procentuale aferentă, al cărei quantum urmează a fi calculat în lei (RON), conform art. 3 alin. (2 indice 1) din OG nr. 13/2011, pentru suma de 605.748 RON, începând cu data prezentei Hotărâri Arbitrale si în continuare până la plata integrală si efectivă a sumei reprezentând compensatia de denuntare potrivit Contractului. - Admite în totalitate cererea Reclamantului Adrian Goicea împotriva Pârâtei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. si obligă Pârâta să plătească Reclamantului suma de 46.596 RON reprezentând componenta variabilă potrivit Contractului la care se adaugă dobânda legală penalizatoare la nivelul ratei dobânzii de referință plus 8 puncte procentuale aferentă, în suma de 13.472,63 RON calculată până la data de 18 octombrie 2023, la care se adaugă în continuare dobânda legală penalizatoare la nivelul ratei dobânzii de referință plus 8

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
					art.9.1 paragraful final din CTR.de Mandat nr.C234/30.09.2020, la care se adaugă dobânda legală de 32.258,05 lei (6.753,00 euro), calcul. pe perioada 22.06.2021 – 13.01.2023, precum și în continuare, până la data plății. - 605.748 lei (122.990 euro), care ar reprezenta compens. aferentă indemniz. fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului, conform art.9.2 A și art.9.1 lit.a) din Contractul de Mandat nr.C234/30.09.2020, la care se adaugă dobâ. legală de 108.088,68 lei (21.946,00 euro), calculată pe perioada 22.06.2021 – 13.01.2023, precum și în continuare, până la data plății. 46.596 lei (9.461,00 euro), care ar reprez. componenta variabilă a remunerației pentru anul 2020, conform Anexei 2 la Actul additional nr.1 la Contractul de Mandat nr.C234/30.09.2020, la care se adaugă dobânda legală de 8.149,19 lei (1.655,00 euro), calculată pe perioada 06.07.2021 – 13.01.2023, precum și în continuare, până la data plății.	puncte procentuale aferentă, al cărei quantum urmează a fi calculat în lei (RON), conform art. 3 alin. (2 indice 1) din OG nr. 13/2011, pentru suma de 46.596 RON, începând cu data de 19 octombrie 2023 si în continuare până la plata integrală si efectivă a sumei reprezentând componenta variabilă potrivit Contractului. - Respinge în totalitate cererea Reclamantului Adrian Goicea împotriva Pârâtei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. privind actualizarea sumelor solicitate de Reclamant cu rata inflatiei. - Obligă Pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. să plătească Reclamantului Adrian Goicea cu titlu de rambursare a costurilor si cheltuielilor arbitrale ale Reclamantului în prezenta procedură arbitrală suma de 38.756 RON (TVA inclus) precum si suma de 6.936,07 EUR (TVA inclus). - Obligă Pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. la suportarea propriilor costuri si cheltuieli arbitrale în prezenta procedură arbitrală. - Toate celelalte cereri, solicitări si apărări formulate de către Părți sunt respinse si prezenta Hotărâre Arbitrală conchide si soluționează procedura arbitrală pe fond." Admite excepția necompetenței funcționale a Secției a IX-a Contencios Administrativ și Fiscal. Trimite dosarul la Secția a V-a Civilă din cadrul Curții de Apel București. Fără cale de atac. Pronunțată astăzi, 18.04.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței.
56	ARB - 5726 825/2/2024 CAB Alin Vladulescu	Curtea de Arbitraj de la Viena CAB-act anulare ICCJ	R: Comănescu Jean-Valentin P:TRANSELECTRIC A	Pretentii	Prin intermediul cererii de arbitraj ARB-5726 Comanescu (RO) vs. Transelectrica S.A. (RO), dl Comănescu Jean-Valentin a solicitat obligarea TEL la plata următoarelor sume: -186.384 lei (37.764,00 euro), care ar reprezenta compens. de neconcurență, conform art.5.2.3 și art.9.1 paragraful final din CTR de Mandat nr.C239/30.09.2020, la care se adaugă dobânda legală de 32.227,84 lei (6.530,00 euro), calculată pe perioada 22.06.2021 – 19.01.2023, precum și în continuare,	La data de 03.01.2024 a fost înregistrată la Transelectrica SA, cu nr.205/03.01.2024 - Hotărârea arbitrală pronunțată la data de 22.12.2023 ca urmare a soluționării cererea de arbitraj ARB-5726 Comanescu (RO) vs. Transelectrica S.A. (RO). Prin Hotărârea arbitrală Tribunalul arbitral a dispus următoarele:"Obligarea Pârâtei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice - Transelectrica S.A. la plata către Reclamantul Comănescu Jean-Valentin a compensatiei de neconcurență în valoare de 186.384,00 lei (echivalentul în Euro - 37.764,00 Euro, cursul de schimb al Băncii Naționale a României la data de 19.01.2023, 1 Euro= 4,9355 lei), actualizată cu rata inflatiei, de asemenea, dobânda legala calculată de la data scadentei (22 iunie 2021) până la data plății integrale, calculată conform art. 3 alin. (2¹) din OG nr. 13/2011 si art. 4 din Legea 72/2013. - Obligarea Pârâtei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice - Transelectrica S.A. la plata către Comănescu Jean-Valentin a

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
					până la data plății. - 605.748 lei (122.733 euro), care ar reprezenta compens. af.indemniz.fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului, conform art.9.2 A și art.9.1 lit.a) din Ctr de Mandat.C239/30.09.2020, la care se adaugă dobânda legală de 104.740,47 lei (21.222,00 euro), calculată pe perioada 22.06.2021–19.01.2023, precum și în continuare, până la data plății. - 46.569 lei (9.441,00 euro), care ar reprezenta comp. variabilă a remun. pentru anul 2020, conform Anexei 2 la AA nr.1 la CTR de MandatC239/30.09.2020, la care se adaugă dob.Legală de 7.891,64 lei (1.599,00 euro), calculată pe perioada 06.07.2021 – 19.01.2023, precum și în continuare, până la data plății.Totodată, dl Comănescu Jean-Valentin a solicitat obligarea TEL la plata cheltuielilor de arbitraj.	compensatiei aferente indemnizatiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului in valoare de 605.748,00 lei (echivalent în euro 122.733,00 Euro, cursul de schimb al Băncii Nationale a României la data de 19.01.2023, 1 Euro = 4,9355 lei), actualizată cu rata inflatiei, si dobânda legala calculată de la data scadentei (22 iunie 2021) până la data plății integrale, calculată conform art. 3 alin. (2¹) din OG nr. 13/2011 si art. 4 din Legea 72/2013. - Obligarea Pârâtei Compania Natională de Transport al Energiei Electrice - Transelectrica S.A. la plata către Comănescu Jean-Valentin a componente variabile a remuneratiei pentru anul 2020 in cuantum de 46.596,00 lei (echivalentul în euro 9.441,00 Euro, cursul de schimb al Băncii Naționale a României la data de 19.01.2023, 1 Euro - 4,9355 lei), actualizată cu rata inflatiei, de asemenea .dobânda legala calculată de la data scadentei (22 iunie 2021) până la data plății integrale, calculată conform art. 3 alin. (2¹) din OG nr. 13/2011 si art. 4 din Legea 72/2013. - Obligarea Pârâtei Compania Natională de Transport al Energiei Electrice - Transelectrica S.A. la plata către Comănescu Jean-Valentin a cheltuielilor de arbitraj ale Reclamantului constând în taxe administrative VIAC, inclusiv onorariu arbitru, în valoare de 8.178,03 Euro, taxă de înregistrare dosar în valoare de 1.500 Euro, plus onorariu de avocat în valoare de 58.611,07 lei." Solutia CAB: Respinge cererea ca neîntemeiată. Obligă reclamanta la 5000 lei cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare care se depune la Curtea de Apel București. Pusă la dispoziție 26.04.2024. Document: Hotărâre 50/2024 26.04.2024 TEL a declarat recurs Solutia ICCJ: Respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-reclamantă COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA SA împotriva sentinței civile nr. 50 din 26 aprilie 2024 pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă, în contradictoriu cu intimatul-părât COMĂNESCU JEAN VALENTIN. Obligă recurenta la plata sumei de 5.950 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată în favoarea intimatului-părât. Definitivă. Decizia civila nr. 2091/07.11.2024
57	Arbitraj - 5768 7331/2/2024 CAB Alin Vladulescu	Curtea de Arbitraj Viena CAB	R: Stanciu Marius Viorel P:TRANSELECTRIC A	Pretentii	Prin intermediul cererii ARB-5768 Stanciu Marius Viorel (RO) vs. TEL - dl Stanciu Marius Viorel a solicitat obligarea TEL la plata sumei totale de 4.390.618,73 lei (echivalentul sumei de 883.833,30 EUR),, formata astfel: - 714.164,26 lei, reprezentand compens de neconcurență, conform art.5.2.3 din CTR de Mandat, actualizata cu indicele de inflatie. - 187.649,11 lei, reprezentand dob	Prin Hotărârea arbitrala din data de 21.10.2024 pronuntata in dosarul ARB nr. 5768 Tribunalul arbitral a dispus urmatoarele:"Admite cererea formulata de Reclamantul Stanciu Marius-Viorel și dispune dupa cum urmeaza (i) obliga Parâta la plata catre Reclamant a sumei brute de 743.352,62 lei reprezentând compensația de neconcurență conform Clauzei 5.2.3 din Contractul de Mandat nr. C477 din data de 23.11.2020 actualizata cu inflația si dispune ca plata efectiva a acestei sume catre Reclamant urmeaza a se face la valoarea neta a acesteia cu aplicarea clauzei 6.5 din Contractul de Mandat nr. C477 din data de 23.11.2020; (ii) obliga Pârâta la plata catre Reclamant a dobânzii legale

Nr. Crt	Nr. Dosar	Instanta	Parti in litigiu si calitatea	Obiectul dosarului	Valoarea in litigiu	Stadiul actual al litigiului
					legala penalizat af debitului anterior, calculată până la data de 25.09.2023 - 2.794.110,57 lei, care ar reprezenta compens pentru terminarea ctr, conform clauzei 9.2 din CTR de Mandat, actualiz. cu indicele de inflatie, suma totala fiind formata din suma de 2.416.562,36 lei, aferentă indemniz. fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului si din suma de 377.548,27 lei, care ar reprez. componenta variabilă a remun. pT indeplinirea crit.si obiectivde performanta - 694.694,79 lei, reprez dob legala penaliz af debitului anterior, calculată până la data de 25.09.2023. Totodată, dl Stanciu Viorel-Marius a solicitat obligarea TEL la plata dob legale aplicată la sumele principale anterior mentionate, în continuare până la data platii efective.	penalizatoare calculate la nivelul ratei dobânzii de referința BNR la care se vor adauga 8 puncte procentuale aferente valorii nete a compensației de neconcurența neactualizate cu inflația, astfel cum va fi aceasta determinata în conformitate cu clauza 6.5 din Contractul de Mandat nr. C477 din data de 23.11.2020, de la data scadenței (25.06.2021) până la data efectiva a plății; (iii) obliga Pârâta la plata catre Reclamant a sumei brute de 2.879.598,63 Lei (alcatuita din suma de 2.491.049.99 Lei reprezentând componenta fixa; 76.435,56 Lei reprezentând componenta variabila pentru anul 2020; si 312.113,07 Lei reprezentând componenta variabila pentru anul 2021) reprezentând daune pentru revocarea fara culpa a mandatului în temeiul Clauzei 9.2.B din Contractul de Mandat nr. C477 din data de 23.11.2020 actualizate cu inflația si dispune ca plata efectiva a acestor sume catre Reclamant urmeaza a se face la valoarea neta a acestora cu aplicarea clauzei 6.5 din Contractul de Mandat nr. C477 din data de 23.11.2020; (iv) obliga Pârâta la plata catre Reclamant a dobânzii penalizatoare calculate la nivelul ratei dobânzii de referința BNR la care se vor adauga 8 puncte procentuale aferente valorii nete a daunelor pentru revocarea fara culpa a mandatului neactualizate cu inflația, astfel cum vor fi acestea determinate în conformitate cu clauza 6.5 din Contractul de Mandat nr. C477 din data de 23.11.2020, de la data scadenței (25.06.2021 pentru componenta fixă; 07.07.2021 pentru componenta variabilă aferentă anului 2020; 13.05.2022 pentru componenta variabilă aferentă anului 2021) până la data efectivă a plății; (v) obligă Pârâta la plata către Reclamant a sumei de 88.677.91 Lei; 23.971,63 Euro cu titlu de cheltuieli arbitrale. (vi) Orice alte pretenții sau cereri ale Părților sunt respinse.” Termen actiune in anulare: 20.03.2025 Solutia pe scurt: Respinge acțiunea în anulare ca neîntemeiată. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare care se va depune la Curtea de Apel București Secția a V-a Civilă. Document: Hotărâre 26/20.03.2025
58	44380/3/2024 Mihail Tanasuica	TMB	R: OPCOM P: Transelectrica	pretentii	2.914.065,21 lei, cval servicii piata echilibrare cf. Contract C707/2022 Dobanda legala Obligarea la incheirea AA nr. 4	In procedura prealabila. TEL trebuie sa depuna intampinare.

Anexa 7 - Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CCM”	Contractul colectiv de muncă încheiat la nivelul Societății
„CEE”	Comunitatea Economica Europeana
„CEE”	Centrala Electrică Eoliana
„CEF”	Centrala Electrică Fotovoltaică
„CET”	Centrala Electrică de Termoficare
„CHEAP”	Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj
„CNE”	Centrala nuclearo-electrică
„Companie”, „CNTEE”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„CSR”	Responsabilitate corporativă
„d. c.”	Dublu circuit
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„EMS-SCADA”	Principala infrastructură pentru dispecerizare (Energy Management System – Supervisory Collection And Data Acquisition)
„ENTSO-E”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„ENS”	Energia nelivrată consumatorilor
„Euribor”, „Libor”, „Robor”	Ratele dobânzilor interbancare
„Formenerg”	Societatea FORMENERG SA
„Grup”	Societatea și filialele sale
„HG 627/ 2000”	Hotărârea Guvernului nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - S.A., publicată în Monitorul Oficial nr. 357 din data de 31 iulie 2000
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„Icemenerg Service”	Societatea Filiala “ICEMENERG-SERVICE” București,
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„ISO”	Operator de Sistem Independent
„ITO”	Operator de Transport Independent
„KPI”	Key Performance Indicator
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„ONRC”	Oficiul Național al Registrului Comerțului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din Romania OPCOM SA

„OTS”	Operatorul de transport și de sistem
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„pa”	Per anum
„PCCB”	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
„PCR”	Gruparea pe regiuni în funcție de preț (Price Coupling of Regions) agreată pentru viitorul model al Pieței Unice Europene de Energie Electrică
„PE”	Piața de Echilibrare
„PCI”	Proiecte de Interes Comun
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport, rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„Smart”	Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SSF”	Serviciul de sistem funcțional
„SST”	Serviciul de sistem tehnologic
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„Teletrans”	Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport TELETRANS SA
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau “dolari US”	Dolarul american, moneda oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist