

**CNTEE TRANSELECTRICA SA**  
**RAPORTUL**  
**CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE**  
**ASUPRA ACTIVITĂȚII DE ADMINISTRARE**



	<b>Structura corporativă</b>	<b>4</b>
	<b>Activitatea Consiliului de Supraveghere</b>	<b>10</b>
	<b>Date financiare</b>	<b>18</b>
	<b>Date operaționale</b>	<b>36</b>
	<b>Dezvoltare RET</b>	<b>42</b>
	<b>Alte aspecte</b>	<b>49</b>
	<b>Anexe</b>	<b>52</b>

## Verificarea situațiilor financiare separate de către Consiliul de Supraveghere

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.

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

Situațiile financiare separate întocmite la data de 31 decembrie 2025 sunt auditate, ceea ce înseamnă că toate informațiile semnificative reflectate în principalele posturi ale bilanțului sunt relevante, fiabile, comparabile și pertinente.

Raportul anual al Consiliului de Supraveghere, elaborat în conformitate cu cerințele legislației pieței de capital, a fost revizuit de către membrii Consiliului de Supraveghere. Informațiile prezentate în Raportul anual oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Companiei pentru anul 2025.

*Cu deosebită considerație,*

Cătălin-Andrei DASCĂL	Teodor ATANASIU	Costin-Mihai PĂUN	Alexandru-Cristian VASILESCU	Luminița ZEZEANU	Dumitru-Virgil ORLANDEA	Rareș-Stelian RUSU
Președinte CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS



## Structura corporativă

### 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 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).

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:

- **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.

Carierea 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 s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, cu o experiență îndelungată în administrația publică centrală.

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

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.

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.

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

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-Cristian Vasilescu deține funcția de Secretar de Stat în cadrul Secretariatului General al Guvernului, ocupând această poziție din februarie 2022.

Domnul Vasilescu deține de peste 15 de ani experiență în administrația publică centrală, atât în zona executivă cât și în zona neexecutivă în cadrul Guvernului României, respectiv Camera Deputaților, Departamentul pentru IMM-uri, Ministerul pentru Societatea Informațională, Secretariatul General al Guvernului, precum și în mediul privat, ocupând diverse poziții manageriale.

Domnul Alexandru - Cristian 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.

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.

Din 2020 până în prezent, domnia sa ocupă poziția de director la Autoritatea de Management „Programul Operațional Regional Sud – Muntenia 2021 – 2027” – Agenția pentru Dezvoltare Regională Sud Muntenia.

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.

Doamna Luminița ZEZEANU a absolvit Facultatea de Contabilitate și Informatică de Gestiune din cadrul 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.

## COMITETELE CONSULTATIVE ALE CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

La data prezentului raport, comitetele consultative ale Consiliului de Supraveghere au următoarele atribuții și componență

### Comitetul de nominalizare și remunerare

Membrii acestui comitet sunt: Alexandru-Cristian VASILESCU (președinte), Cătălin-Andrei DASCĂL, Dumitru Virgil ORLANDEA, Luminița ZEZEANU, Teodor ATANASIU, Costin-Mihai PĂUN, având în atribuții următoarele activități:

- formulează propuneri pentru funcția de 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 elaborarea unei politici de remunerare pentru membrii Directoratului Companiei, în concordanță cu strategia de dezvoltare, obiectivele, valorile și interesele Companiei, cu respectarea limitelor generalele remunerațiilor aprobate de Adunarea Generală a Acționarilor, având obligația de a supraveghea aplicarea politicii de remunerare pentru Directorat
- 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.

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.

### Comitetul de audit

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

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).

Atribuții 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 gestiunea riscurilor**

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

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.

### **Comitetul pentru investiții și Securitate Energetică**

Membrii acestui comitet sunt: Costin-Mihai PĂUN (președinte), Cătălin-Andrei DASCĂL, Luminița

ZEZEANU, Teodor ATANASIU, Dumitru-Virgil ORLANDEA

Atribuțiile Comitetului Comitetului pentru investiții și securitate energetică are următoarele atribuții:

- 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 investiții și securitate energetică are următoarele obiective:

- monitorizarea stabilirii și atingerii țintelor și direcțiilor strategice de dezvoltare a rețelelor electrice de înaltă tensiune al Companiei,
- monitorizarea stabilirii și îndeplinirii criteriilor strategice pentru definirea:
  - Planului Anual de Investiții – PAI (inclusiv algoritmul privind prioritizarea investițiilor);
  - Planului de Dezvoltare a RET pe Zece Ani;
  - Viziunea Companiei privind actualizarea Planului de Dezvoltare a RET pe Zece Ani
- monitorizarea post investiție și a indicatorilor de monitorizare în cadrul proiectului de investiție,
- monitorizarea și examinarea în mod regulat a securității energetice și a acțiunilor care conduc la creșterea gradului de Securitate energetică.

Comitetul pentru investiții și securitate energetică face recomandări Consiliului de Supraveghere pentru:

- îmbunătățirea viziunii și a transparenței interne a activității de strategie și dezvoltare a rețelelor și a investițiilor în rețelele electrice de înaltă tensiune,
- stabilirea direcțiilor prioritare de investiții și dezvoltare a activelor în concordanță cu cerințele ANRE,
- obținerea de rapoarte sintetice și relevante care să faciliteze decizii imediate și cu impact major în atingerea indicatorilor specifici activității de transport al energiei electrice,
- îndeplinirea obligațiilor privind eficientizarea activității de transport al energiei electrice, a

serviciului de transport al energiei electrice, eficiența operațională (coordonare echipe).

Comitetul pentru Investiții și Securitate energetică acordă sprijin Consiliului de Supraveghere privind menținerea și creșterea securității energetice, care să faciliteze decizii imediate și cu impact major în atingerea indicatorilor specifici securității energetice în activitatea de transport al energiei electrice.

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

- evaluarea și aprobarea politicii de gestionare a riscurilor Companiei,
- monitorizarea eficienței sistemelor de management al riscurilor din cadrul Companiei,
- are responsabilitatea de a înțelege evoluțiile emergente în domeniul tehnologiei informației și al inteligenței artificiale, cu scopul de a contribui la diminuarea riscurilor asociate securității cibernetice, mai exact, acordă atenție adecvată riscurilor și oportunităților generate de inteligența artificială și de securitatea cibernetică, pentru a asigura o înțelegere clară și completă a măsurilor de protecție cibernetică,
- revizuește anual sau ori de câte ori este necesar cadrul de administrare a riscurilor din cadrul Companiei,
- monitorizează elaborarea și implementarea politicilor privind conflictele de interese și tranzacțiile cu părțile afiliate,
- după caz, colaborează cu membrii comitetului de audit din cadrul Consiliului de Supraveghere pentru o abordare integrată a riscurilor,
- se asigură că structura de specialitate din cadrul Companiei dispune de autoritatea, resursele și procedurile adecvate pentru a asista Consiliul de Supraveghere în evaluarea eficacității și eficienței cadrului de administrare a managementului riscurilor din cadrul Companiei,
- monitorizează cadrul de conformitate al Companiei cu cerințele legale, de reglementare și cu reglementările interne, inclusiv procedurile de raportare a încălcărilor legii sau ale Codului de etică,
- evaluează dacă activitățile companiei se încadrează în limitele de risc asumate,
- prezintă periodic în cadrul Consiliului de Supraveghere rapoarte privind riscurile semnificative și eficiența măsurilor de control,
- prezintă anual un raport asupra sistemelor de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei.



## Activitatea Consiliului de Supraveghere

### ACTIVITATEA CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

Pe durata anului 2025, membrii Consiliului de Supraveghere s-au întrunit în 24 ședințe, din care prezentăm mai jos o selecție a punctelor de discuție aflate pe agenda de lucru.

Cu prioritate au fost abordate următoarele subiecte:

- acordul privind efectuarea operațiunii de achiziție pentru atribuirea contractului sectorial de execuție lucrări având ca obiect „Retehnologizarea stației 110kV Medgidia Sud”, atribuirea contractului sectorial de lucrări „Mentenanță majoră LEA 220kV Tihău – Baia Mare 3”, a contractului „Mentenanță majora LEA 400kV Iernut-Sibiu Sud”, etc

- propunerea către Adunarea generală a acționarilor Companiei privind numirea PKF FINCONTA SRL în calitate de auditor financiar pentru o perioadă de un an,

- situațiile financiare separate preliminare la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, Raportul preliminar trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2024 privind activitatea economico-financiară a Transelectrica SA, întocmit conform cerințelor pieței de capital, Raportul de activitate al Directoratului pentru trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2024 întocmit conform OUG nr.109/2011,

- programul de investiții al Companiei pe anul 2025 și cheltuielile de investiții estimate pentru anii 2026 și 2027, Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pentru anul 2025 precum și estimări pentru anii 2026 și 2027,

- indicatorii cheie de performanță aprobați în temeiul Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor nr.1/15 ianuarie 2025 ca anexă la contractele de mandat,

- situațiile financiare separate la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr.2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor

contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, Raportul Anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024, Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, Nota cu privire la repartizarea profitului net la data de 31 decembrie 2024, Nota cu privire la propunerea dividendului brut pe acțiuni din profitul înregistrat la 31 decembrie 2024, forma finală a Raportului de activitate al anului 2024 al Consiliului de Supraveghere întocmit conform prevederilor art.55 din OUG nr.109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, rapoartele auditorului independent asupra situațiilor financiare separate și consolidate ale Companiei în format IFRS și OMFP și asupra Raportului de sustenabilitate consolidat pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,

- contractarea unor servicii de consultanță în managementul de performanță în vederea furnizării asistenței de specialitate în vederea implementării obiectivelor asumate în Planul de Administrare,

- acordul de principiu înainte de angajarea cheltuielilor aferente proiectului de investiții „Optimizarea funcționării liniilor electrice prin extinderea sistemului de monitorizare online DIGITEL Smart Lines”,

- propunerea către Adunarea generală a acționarilor Companiei privind numirea Deloitte Audit SRL în calitate de auditor financiar pentru o perioadă de un an,

- situațiile financiare separate simplificate la data și pentru perioada de nouă luni încheiată la data de 30 septembrie 2025, situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către UE și în conformitate cu OMFP nr.2844/2016 la data și pentru perioada de 9 luni încheiată la data de 30 septembrie 2025, Raportul privind activitatea economico-financiară a Companiei și a Raportului consolidat conform cerințelor pieței de capital, privind activitatea economico-financiară a Companiei conform cerințelor pieței de capital, a Raportului de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru ianuarie-septembrie 2025 conform OUG nr.109/2011 cu modificările și completările ulterioare.

În anul 2025, s-au desfășurat 7 (șapte) ședințe ale **Comitetului de Audit**, în cadrul cărora: au fost verificate Situațiile financiare interimare aferente exercițiului financiar al anului 2024, au fost verificate Bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2025 și estimările pentru anii 2026-2027. A fost elaborat Raportul Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA aferent anului 2024 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 2024, însoțite de Raportul auditorului financiar. Membrii Comitetului au propus către Consiliul de Supraveghere numirea auditorului financiar al CNTEE Transelectrica SA către Consiliul de Supraveghere în vederea aprobării de către AGA.

A fost avizat Raportul privind activitatea de audit public intern aferentă anului 2024 și rapoartele de audit public intern conform Planului de audit de la nivelul Companiei.

În anul 2025 s-au desfășurat 6 (șase) ședințe ale **Comitetului de Nominalizare și Remunerare** în care membrii acestui comitet au elaborat Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2024 și politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A, au evaluat pe baza rapoartelor de activitate, membrii Directoratului conform prevederilor art. 36 alin (5) din OUG nr. 109/2011, au analizat propunerilor de modificare a alocării arilor de

coordonare și au analizat aspecte ce țin de funcționarea și organizarea activității membrilor Directoratului

În anul 2025 s-au desfășurat 3 (trei) ședințe ale **Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică** în care membrii acestui comitet au analizat: termenii de referință actualizați ai Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică; întâlnirea OTS-urilor ENTSO-E din Europa de Sud-Est privind Green Coridor Project – ESO – MAVIR – TRANSELECTRICA, 28/05/2025, Sofia; stadiul Proiectului HVDC și al cooperării cu Partenerii în Consorțiu; planul de Continuitate a Activității; Procedura de Sistem – Asigurarea Managementului Continuității Activității Entităților Organizatorice din C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.; stadiul realizării Planului de Dezvoltare al RET 2020-2029 - soluții pentru implementarea proiectelor de investiții cu grad de realizare redus; pregătire ședința AG ENTSO-E 25 Iunie 2025, informare succintă a reprezentanților TEL în Comitetele ENTSO-E privind la cele mai relevante informații/subiecte dezbătute în ultima ședință a Comitetului; stadiul Proiectelor Europene în care TRANSELECTRICA este Partener și/sau Beneficiar și a cererilor de finanțare din Fonduri Europene; stadiul Proiectelor de Investiții finanțate din PNRR; întâlnirea OTS-urilor ENTSO-E din Europa de Sud-Est privind Green Coridor Project – ESO – MAVIR – Transelectrica, 28/05/2025, Sofia

În anul 2025 s-a desfășurat o ședință a **Comitetul pentru gestionarea riscurilor** în care membrii acestui comitet au analizat: cadrul organizațional al managementului riscului, analiza riscurilor aferente activităților - în anul 2024, principalele riscuri identificate la nivel de Companie, prioritizarea riscurilor semnificative la nivel de Companie, registrul riscurilor pentru anul 2025 pentru riscurile semnificative, ridicate, la nivel de Companie, planul de implementare a măsurilor de control 2025 pentru riscurile semnificative, ridicate, la nivel de Companie, și reanalizarea și revizuirea unor riscuri ridicate la nivelul Companiei.

În cele ce urmează sunt prezentate detaliat subiectele discutate în ședințele Consiliului de Supraveghere din prima parte a anului 2025:

- În ședința din **22.01.2025**, Consiliul de Supraveghere a propus acționarilor Transelectrica numirea PKF FINCONTA SRL în calitate de auditor financiar al Companiei pentru o perioadă de un an,

- și-a exprimat acordul privind efectuarea operațiunii de achiziție pentru atribuirea contractului sectorial de execuție lucrări având ca obiect „Retehnologizarea stației 110kV Medgidia Sud – lucrări”,
- și-a exprimat acordul privind efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect „Montare AT1 – 400 MVA, 400/220kV în stația 400/220kV Roșiori-Modernizare sistem comandă-control-protecție în stația 400/220kV Roșiori”.
  - În ședința din data de **17.02.2025** Consiliul de Supraveghere, și-a exprimat acordul privind încheierea Contractului de vânzare-cumpărare de energie electrică pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de transport (CPT) între Transelectrica și Nuclearelectrica SA pentru 30 MW livrare în bandă, perioada de livrare 01.01.2026-31.12.2026, între Transelectrica și EFT Power SRL pentru 10 MW livrare în bandă, perioada de livrare 01.01.2027-31.12.2027, iar pentru anul 2026 pentru o cantitate de energie corespunzătoare puterii maxime solicitate de 60 MW pe interval de decontare.
    - În ședința din data de **24.02.2025** membrii Consiliului de Supraveghere au verificat Situațiile financiare separate preliminare la data și pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024, au luat act de Raportul preliminar trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2024 privind activitatea economico-financiară a Companiei, întocmit conform cerințelor pieței de capital și au luat act de Raportul de activitate al Directoratului pentru trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2024 întocmit conform prevederilor OUG nr.109/2011,
- a avizat parte din Rapoartele de Audit Public intern și a aprobat în unanimitate activitatea de audit public intern aferentă anului 2024 desfășurată la nivelul Companiei și în Filiale, în vederea transmiterii către Secretariatul General al Guvernului,
- a fost verificat Programul de investiții al Companiei pe anul 2025 și cheltuieli de investiții pentru anii 2026 și 2027, a fost verificat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pentru anul 2025, precum și estimările pentru anii 2026 și 2027,
- în cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere a actualizat forma Codului de etică al Companiei și a solicitat efectuarea tuturor demersurilor în vederea implementării acestuia.
  - În ședința din data de **04.03.2025** Consiliul de Supraveghere a solicitat Directoratului transmiterea, până la data de 07 martie 2025, a unui plan de măsuri ca urmare a Hotărârii Curții de Conturi a României nr.47/23.01.2025.
    - În ședința din data de **11.03.2025** având în vedere obiectivele asumate prin Planul de Administrare al Transelectrica, în contextul componentei de digitalizare și al discuțiilor de la nivelul Directoratului de realizare a unui audit pe domeniile cheie ale companiei: financiar, comercial, tehnologic, investiții, resurse umane, etc, s-a constituit la nivelul Consiliului de Supraveghere o echipă de lucru comună cu Directoratul, în vederea urmării acestui proiect și a propunerilor și recomandărilor rezultate din acest proiect.
    - În ședința din data de **24.03.2025** membrii Consiliului de Supraveghere au verificat:
      - situațiile financiare separate la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au verificat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au verificat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr.2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra raportului de sustenabilitate consolidat pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,

- au verificat Raportul anual al Companiei asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024,
- au verificat Raportul anual al Companiei asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024,
- au verificat Raportul anual al Companiei asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr.2844-2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024,
  - au luat act de Nota cu privire la repartizarea profitului net la data de 31 decembrie 2024,
- au luat act de Nota cu privire la propunerea dividendului brut pe acțiuni din profitul înregistrat la 31 decembrie 2024,
- au aprobat forma finală a Raportului de activitate al anului 2024 al Consiliului de Supraveghere întocmit conform prevederilor art.55 din OUG nr.109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice,
- au aprobat forma finală a Raportului aferent anului 2024 al Comitetului de Audit și Comitetului pentru Gestiunea Riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative din cadrul Transelectrica, întocmit conform prevederilor noului Cod de guvernare corporativă al Bursei de Valori București,
- În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul privind încheierea actului adițional nr.3 la contractul cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității utilizării liniei de credit în valoare de 175 mil lei cu 12 luni, până la data de 30 martie 2026 și și-a exprimat acordul privind efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări „Mentenanță majoră LEA 220kV Tihău – Baia Mare 3”.
  - În ședința din data de **11.04.2025** în temeiul Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor nr.1/15 ianuarie 2025, s-au constituit anexa la contractele de mandat indicatorii cheie de performanță rezultați din Planul de Administrare.
    - În ședința din data de **30.04.2025** membrii Consiliului de Supraveghere:
      - au verificat Situațiile financiare separate la data și pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024,
      - au verificat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au verificat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr.2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare separate pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr.2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Raportul auditorului independent asupra raportului consolidat privind sustenabilitatea pentru exercițiul încheiat la data de 31 decembrie 2024,
      - au verificat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul încheiat la data de 31 decembrie 2024,
      - au verificat Raportul asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în format OMFP și IFRS pentru exercițiul încheiat la data de 31 decembrie 2024,
      - au luat act de Nota cu privire la repartizarea profitului net la data de 31 decembrie 2024 (90%),

- au luat act de Nota cu privire la propunerea dividendului brut pe acțiune din profitul înregistrat la 31 decembrie 2024,
- au aprobat forma finală a Raportului de activitate al anului 2024 al Consiliului de Supraveghere întocmit conform prevederilor art.55 din OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice.

- În ședința din data de **08.05.2025** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări „Mentenanță majoră LEA 400kV Iernut – Sibiu Sud”.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul privind efectuarea inițierii unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Voltage Operation SRL (fost Grand Voltage SRL) și cu DOKO SH.P.K (Albania), membrii ai Asocierii Grand Voltage SA – Doko SH.P.K având calitatea de executanți în Contractul de lucrări, în vederea recuperării contravaloarea daunelor-interese.

În aceeași ședință Consiliul de Supraveghere si-a exprimat acordul pentru predarea cu titlu gratuit către Municipiul Oradea prin Compania de Apă Oradea a rețelei existente de apă și canal aflată pe domeniul public al Municipiului Oradea și în proprietatea Transelectrica.

- În ședința din data de **13.05.2025** membrii Consiliului de Supraveghere au verificat:

- situațiile financiare interimare separate simplificate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 martie 2025,
- au luat act de Raportul pentru trimestrul I 2025 privind activitatea economico-financiară a Companiei, întocmit în conformitate cu cerințele pieței de capital,
- au luat act de Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru trimestrul I 2025 întocmit conform prevederilor OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice.

- În ședința din data de **30.05.2025** Consiliul de Supraveghere si-a exprimat acordul privind efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractelor sectoriale de execuție lucrări „instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice” destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile Transelectrica aferente Sucursalelor Teritoriale de Transport Bacău, București, Constanța, Craiova, Pitești, Sibiu, Cluj și Timișoara.

În cadrul aceleiași ședințe, Consiliul de Supraveghere a aprobat cumpărarea cotei-părți de 49,60% deținută de către SMART SA din imobilul Centru de Instruire Păltiniș la valoarea de piață, fără TVA, rezultată din raportul de evaluare întocmit de AA+Consulting.

Tot în ședința din data de 30.05.2025 Consiliul de Supraveghere si-a exprimat acordul de principiu înainte de angajarea cheltuielilor aferente proiectului de investiții „Instalarea unui sistem Electronic de Securitate în 89 obiective ale Transelectrica”.

În cadrul aceleiași ședințe, conform prevederilor art.36 alin.5 al OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare și în baza rapoartelor de activitate ale membrilor Directoratului, Consiliul de Supraveghere a aprobat evaluarea individuală pozitivă a membrilor Directoratului, și a solicitat transmiterea tuturor acestor informații către Agenția pentru Monitorizarea și Evaluarea Întreprinderilor Publice.

Tot în ședința din 30.05.2025, ținând cont de lipsa solicitării convocării Adunării generale a Acționarilor din partea Autorității Publice Tutelare – Secretariatul General al Guvernului, Consiliul de Supraveghere a solicitat Directoratului convocarea unei adunări generale ordinare a acționarilor în vederea aprobării rapoartelor individuale de evaluare anuală a membrilor Consiliului de Supraveghere a Transelectrica SA pentru anul 2024 conform prevederilor art.30 alin (7) și art.30 alin.(7<sup>1</sup>) din OUG 109/2011.

- În ședința din data de **23.06.2025** membrii Consiliului de Supraveghere au solicitat Directoratului contractarea unor servicii de consultanță în managementul de performanță care să asiste Compania în vederea furnizării asistenței de specialitate, în vederea implementării obiectivelor asumate în Planul de Administrare aprobat prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr.50/2024 și de îndeplinire a indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari asumați prin Hotărârea AGA nr.1/2025.

- În ședința din data de **25.06.2025** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru suplimentarea sumelor pentru valoarea estimată, respectiv 15% reprezentând valoarea admisă de Legea nr.99/2016, în vederea finalizării procedurii de achiziție având ca obiect „Proiect Pilot – Retehnologizare stația 220/110/20kV Alba Iulia în concept de stație digitală”.

- În ședința din data de **02 iulie 2025** Consiliul de Supraveghere si-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect „Montare AT1 400/220 kV în stația 400/220 kV

Roșiori+Modernizare sistem comandă-control-protecție în stația 400/220 kV”.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect „*Înlocuire Trafo 7 – 250MVA, 400/110 kV în stația 400/110/10 kV Cluj Est*”, și-a exprimat acordul de principiu înainte de angajarea cheltuielilor aferente proiectului de investiții “Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DIGITEL Smart Lines”,

În cadrul aceleiași ședințe, Consiliul de Supraveghere a solicitat prezentarea etapelor concrete de ducere la îndeplinire a obiectivelor de la pct.15, 16 și 17 din Planul de Administrare, respectiv demararea unui audit, analiza opțiunilor rezultate și implementarea unui sistem complet de IT&C. A solicitat prezentarea unei situații referitoare la asigurarea bugetelor proiectelor de investiții finanțate din Fondul de Modernizare, respectiv asigurarea finanțării din fonduri proprii a investițiilor în curs și după finalizarea perioadei de contractare – mai 2027, precum și a tuturor investițiilor asigurate din fonduri proprii.

A solicitat de asemenea prezentarea unui punct de vedere comun referitor la eficientizarea cheltuielilor, optimizarea tuturor proceselor critice din companie și a unei propuneri de regândire organizațională, prezentarea totodată a stadiului procedurii de achiziție a poliței de asigurare în conformitate cu cele transmise de Transelectrica către Secretariatul General al Guvernului dar și prezentarea metodei de asigurare a îndeplinirii art.5.9 din contractul de mandat al membrilor Consiliului de Supraveghere.

- În ședința din data de **29 iulie 2025** membrii Consiliului de Supraveghere si-au exprimat acordul pentru încheierea unui act adițional la contractul de credit cu Alpha Bank având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni de la data de 06.09.2025 până la data de 06.09.2026 și majorarea valorii facilității irevocabile de emitere de garanții bancare de la valoarea de 50.000.000 lei la valoarea de 70.000.000 lei.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere si-a exprimat acordul de principiu înainte de angajarea cheltuielilor aferente proiectului de investiții „*Modernizare Stația 220/110/20 kV Fântânele (proiectare)*”.

Și-a exprimat acordul de principiu înainte de angajarea cheltuielilor aferente proiectelor de investiții „*Retehnologizare Stație 220/110 kv Baia Mare 3*”.

- În ședința din data de **12 august 2025** Consiliul de Supraveghere a aprobat cumpărarea spațiului SMART SA din imobilul situat în municipiul Bacău, str.Oituz, nr.41, la valoarea de piață rezultată din procesul-verbal de negociere.

În cadrul aceleiași ședințe membrii Consiliului de Supraveghere și-au exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect „*Modernizarea SCADA în stația 400/110/20 kV Oradea Sud*”.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de furnizare „*Achiziție și montaj AT 4 400MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia*”.

Totodată, a luat act de situațiile financiare interimare separate simplificate ale Companiei la data și pentru perioada de 6 luni încheiată la data de 30 iunie 2025,

- a luat act de Raportul semestrial pentru semestrul I 2025 privind activitatea economico-financiară a Companiei, întocmit conform cerințelor pieței de capital, emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară pentru perioada încheiată la data de 30 iunie 2025,
- a luat act de situațiile financiare interimare consolidate în format OMFP și IFRS ale Companiei la data și pentru perioada de 6 luni încheiată la data de 30 iunie 2025,
- a luat act de Raportul consolidat în format OMFP și IFRS privind activitatea economico-financiară a Companiei pentru perioada încheiată la data de 30 iunie 2025,
- a aprobat forma finală a Raportului de activitate al Consiliului de Supraveghere pentru semestrul I al anului 2025,
- a luat act de Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru perioada ianuarie – iunie 2025, întocmit conform prevederilor OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.

- În ședința din data de **08 octombrie 2025** membrii Consiliului de Supraveghere au propus Adunării generale a acționarilor Companiei numirea Deloitte Audit SRL în calitate de auditor financiar al Companiei pentru o perioadă de 3 ani.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect „*Modernizare sistem de comandă-control-protecție în stația 220/110/20 kV Sălaj*”

• În ședința din data de **16 octombrie 2025**, membrii Consiliul de Supraveghere și-au exprimat acordul de principiu înainte de angajarea cheltuielilor aferente proiectelor de investiții:

- Mărire capacitate de transport a LEA 400 kV Gutinaș – Brașov
- Reconductorarea LEA 220 kV Lacul Sărat – Filiești-Barboși-Focșani Vest-Gutinaș
- Mărire capacitate de transport a LEA dc 220 kV București Sud-Fundeni
- Mărire capacitate de transport a LEA 400 Kv Cernavodă-Pelicanu (53 km)

În cadrul aceleiași ședințe în conformitate cu prevederile art.XX alin.(4) din Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, se modifică componența Comitetului de Nominalizare și Remunerare:

- VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte
- ATANASIU Teodor
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- ORLANDEA Dumitru Virgil
- Păun Costin-Mihai
- ZEZEANU Luminița

• În ședința din data de **21 octombrie 2025**, Consiliul de Supraveghere a aprobat Regulamentul de Organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere al Companiei Transelectrica SA.

• În ședința din data de **13 noiembrie 2025**, membrii Consiliului de Supraveghere

- au luat act de situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de nouă luni încheiată la data de 30 septembrie 2025 ale Companiei Transelectrica SA,
- au luat act de situațiile financiare interimare consolidate simplificate la data și pentru perioada de nouă luni încheiată la data de 30 septembrie 2025 întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană,
- au luat act de situațiile financiare interimare consolidate simplificate la data și pentru perioada de nouă luni încheiată la data de 30 septembrie 2025 întocmite în conformitate cu OMFP nr.2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană,
- au luat act de Raportul privind activitatea economico-financiară a Companiei conform cerințelor pieței de capital pentru perioada ianuarie-septembrie 2025,

- au luat act de Raportul consolidat privind activitatea economico-financiară a Companiei conform cerințelor pieței de capital pentru perioada ianuarie – septembrie 2025,
- au luat act de Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru ianuarie – septembrie 2025 conform OUG nr.109/2011 cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul aceleiași ședințe membrii Consiliului de Supraveghere și-au exprimat acordul pentru achiziționarea energiei electrice necesare pentru acoperirea consumului din stațiile electrice (servicii interne și sedii administrative) aparținând Transelectrica de la Bursa Română de Mărfuri sau prin contract bilateral prin cerere de ofertă concurențială, în cazul în care licitația de la Bursa de Mărfuri nu se materializează, pentru perioada 01.01.2026 – 31.12.2026, a cantității de energie electrică de 48.000 MWh, la un preț maxim de 645 lei/MWh.

• În ședința din data de **18 noiembrie 2025** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru încheierea unui act adițional încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în favoarea ANRE.

În cadrul aceleiași ședințe membrii Consiliului de Supraveghere au solicitat completarea ordinii de zi a Adunării Generale a acționarilor convocate pentru data de 08/09 decembrie 2025 cu următoarele puncte:

- efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Companie ca urmare a votului exprimat de către aceasta în ședința AGA din data de 06 noiembrie 2013
- efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Companie ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința AGA din data de 28 septembrie 2020.

În cadrul aceleiași ședințe membrii Consiliului de Supraveghere și-au exprimat acordul cu privire la modificarea structurii organizatorice și funcționale a Companiei în ceea ce privește modificarea structurii organizatorice (organigrama) și modificarea regulamentului de organizare și funcționare al Companiei. Totodată, Consiliul de Supraveghere a

solicitat Directoratului modificarea statutului de funcții al Departamentului de Audit Public Intern în vederea asigurării de posturi pentru desfășurarea activității Departamentului Audit Public Intern.

În ședința din data de **02 decembrie 2025** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru inițierea achiziției de energie electrică prin transferul responsabilității echilibrării către o Parte Responsabilă cu Echilibrarea (PRE) pentru acoperirea dezechilibrelor de la notificări ale pierderilor tehnologice de energie electrică în rețele electrice de transport – RET, cu o valoare estimată la data de 13 noiembrie 2025 de 165.000.000 lei (fără TVA) și cu durata de 24 de luni.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere a solicitat Directoratului completarea ordinii de zi a AGA convocată pentru data de 22/23 decembrie 2025 cu următoarele puncte:

- aprobarea modificării indemnizației membrilor Consiliului de Supraveghere ca urmare a prevederilor Legii nr.158/2025 pentru modificarea și completarea OUG nr.109/2011,
- aprobarea modificării punctelor 5.1.8 și 5.2.19 din Contractul de mandat al membrilor Consiliului de supraveghere aprobat prin Hotărârea AGOA nr.1/28 februarie 2024 și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în Adunarea Generală a Acționarilor pentru a semna în numele Companiei actele adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere,

- aprobarea conținutului adițional la contractul de mandat încheiat între membrii Consiliului de Supraveghere și societate prin includerea modificărilor solicitate prin Legea nr.158/2025 pentru modificarea și completarea OUG 109/2011 și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în AGA pentru a semna în numele Companiei actele adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere,
- aprobarea limitelor generale ale componentei variabile a membrilor Directoratului ca urmare a prevederilor Legii nr.158/2025 pentru modificarea și completarea OUG nr.109/2011,
- aprobarea modificării indicatorilor cheie de performanță rezultați din Planul de Administrare aprobați prin HAGOA nr.1/2025 ca urmare a prevederilor Legii nr.158/2025 pentru modificarea și completarea OUG nr.109/2011.



## Date financiare

Rezultatele financiare pentru anul 2025 sunt auditate. Sinteza rezultatelor financiare la 31 decembrie 2025 în varianta extinsă este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere la 31 decembrie 2025 versus 31 decembrie 2024 este prezentat în tabelul de mai jos:

Contul separat de profit și pierdere						
[mil RON]	S1 2025	S2 2025	2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3	4	5=3-4	6=3/4
Volum tarifat de energie [TWh]	25,87	25,86	51,73	51,82	(0,09)	(0,18%)
<b>ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS</b>						
<b>Venituri operaționale</b>	<b>1.151</b>	<b>1.182</b>	<b>2.333</b>	<b>2.343</b>	<b>(10)</b>	<b>(0,4%)</b>
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	1.119	1.154	2.273	2.087	186	9%
<i>Tarif reglementat</i>	925	929	1.855	1.619	235	15%
<i>Alte venituri din PE*</i>	42	39	81	185	(104)	(56%)
<i>Interconexiune</i>	151	186	337	282	55	20%
Alte venituri	32	28	60	256	(196)	(77%)
<b>Costuri operaționale</b>	<b>(741)</b>	<b>(740)</b>	<b>(1.481)</b>	<b>(1.455)</b>	<b>(26)</b>	<b>(2%)</b>
Cheltuieli privind operarea sistemului	(358)	(283)	(641)	(716)	75	10%
Reparații și mentenanță	(60)	(101)	(161)	(129)	(32)	(25%)
Cheltuieli cu personalul	(202)	(211)	(412)	(373)	(39)	(11%)
Alte costuri	(121)	(146)	(267)	(238)	(29)	(12%)
<b>EBITDA</b>	<b>410</b>	<b>442</b>	<b>852</b>	<b>888</b>	<b>(36)</b>	<b>(4%)</b>
Amortizare	(192)	(197)	(389)	(356)	(32)	(9%)
<b>EBIT</b>	<b>218</b>	<b>245</b>	<b>463</b>	<b>531</b>	<b>(68)</b>	<b>(13%)</b>
<b>ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT</b>						
<b>Venituri operaționale</b>	<b>1.772</b>	<b>1.469</b>	<b>3.240</b>	<b>5.537</b>	<b>(2.296)</b>	<b>(41%)</b>
V.Servicii de sistem	281	283	564	571	(7)	(1%)
V.Piața de echilibrare	1.491	1.186	2.676	4.966	(2.290)	(46%)
<b>Costuri operaționale</b>	<b>(1.726)</b>	<b>(1.657)</b>	<b>(3.382)</b>	<b>(5.489)</b>	<b>2.107</b>	<b>38%</b>
C.Servicii de sistem	(235)	(471)	(706)	(524)	(182)	(35%)
C.Piața de echilibrare	(1.491)	(1.185)	(2.676)	(4.966)	2.289	46%
<b>EBIT</b>	<b>46</b>	<b>(188)</b>	<b>(142)</b>	<b>48</b>	<b>(189)</b>	<b>n/a</b>
<b>TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)</b>						
Venituri operaționale	2.922	2.651	5.573	7.879	(2.306)	(29%)
Costuri operaționale	(2.466)	(2.397)	(4.863)	(6.944)	2.081	30%
<b>EBITDA</b>	<b>456</b>	<b>254</b>	<b>710</b>	<b>935</b>	<b>(225)</b>	<b>(24%)</b>
Amortizare	(192)	(197)	(389)	(356)	(32)	(9%)
<b>EBIT</b>	<b>264</b>	<b>57</b>	<b>321</b>	<b>579</b>	<b>(258)</b>	<b>(44%)</b>
Rezultat financiar	25	3	28	13	14	n/a
<b>EBT</b>	<b>290</b>	<b>60</b>	<b>349</b>	<b>592</b>	<b>(243)</b>	<b>(41%)</b>
Impozit pe profit	(33)	44	11	(6)	17	n/a
<b>Profit net</b>	<b>256</b>	<b>103</b>	<b>360</b>	<b>586</b>	<b>(226)</b>	<b>(39%)</b>

\* (+)Venituri impact pozitiv, (+)Cheltuieli impact negativ

\*\*Piața de energie (ITC, energie reactivă, vânzare CPT, schimburi energie, aj. avarie)

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.

## REZULTATE OPERAȚIONALE

### I. Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie-decembrie 2025, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (51,73 TWh) a înregistrat o ușoară scădere de 0,2% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 (diferența între cele două perioade fiind de 0,1 TWh).

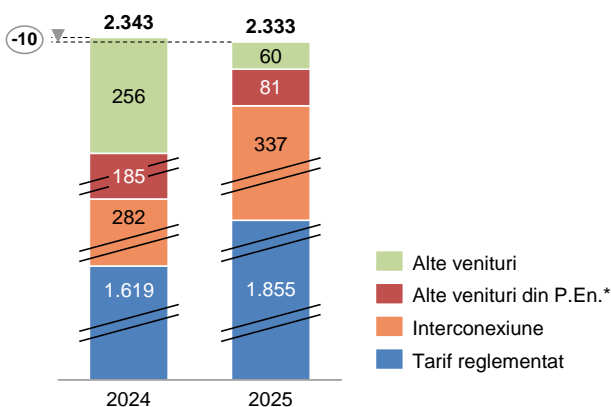
#### Segmentul profit permis



#### Venituri operaționale

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o scădere cu 0,4% a veniturilor (2.333 mil lei în anul 2025 față de 2.343 mil lei în anul 2024) pe fondul scăderii cu 50 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (-53 mil lei) și capitalizare CPT (-101 mil lei), în contextul creșterii cu 235 mil lei a veniturilor din tarif transport și cu 55 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune.

Venituri operaționale activități cu profit permis  
(mil lei)



\* (ITC, energie reactivă, vânzare CPT, schimburi energie, ajutoare avarie)

Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (2.273 mil lei în anul 2025 față de 2.087 mil lei în anul 2024) a fost influențată de creșterea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 235 mil. lei (+15%) față de aceeași perioadă a anului precedent, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,2%, respectiv cu 0,1 TWh.

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 282 mil lei în anul 2024 la 337 mil lei în anul 2025 (+20%).

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și

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

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

În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – "IDA" care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței.

În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 *pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

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

**Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC)** au fost în anul 2025 în sumă de 23,9 mil lei, mai mici (-1,9 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024 când au fost 25,8 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 a mai fost considerată țară perimetrică. Ca urmare, schimburile luate în considerare au fost 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.

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat scădere în intervalul ianuarie-decembrie 2025 cu următoarele mențiuni:

- deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2,4 ori;
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024,
- în mod excepțional în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai.

**Veniturile din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT)** au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare.

În anul 2025, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (45,8 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2024 (95,5 mil lei), cu suma de -50 mil lei.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața Intrazilnică** au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor crescute pe această piață față de 2024. Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața de Echilibrare** au fost semnificativ mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în anul 2025 a fost mai mic decât în anul precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

#### **Venituri din ajutoare de avarie**

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 9,5 mil lei mai mici cu 53 mil lei), comparativ cu 62 mil lei venituri înregistrate în aceeași perioadă a anului 2024.

La solicitarea OTS vecini, în anul 2025 au fost acordate ajutoare de avarie către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine etc.

#### **Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)**

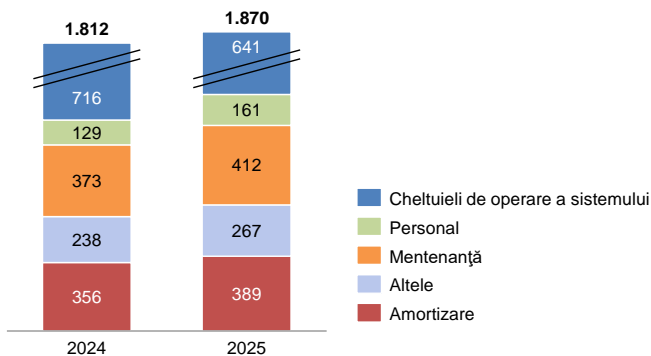
Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Astfel, în intervalul ianuarie-decembrie 2025 Compania a înregistrat venituri din capitalizarea CPT în sumă de 0,9 mil lei (față de 102 mil lei venit înregistrat în anul 2024), reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

## Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 3% (1.870 mil lei în anul 2025 față de 1.812 mil lei anul 2024), fiind influențate în principal de creșterea cheltuielilor cu mentenanța, a celor cu personalul și altor costuri (în principal cheltuieli cu impozite și taxe +27 mil lei).

Costuri operaționale activități cu profit permis  
(mil lei)



Din categoria **cheltuielilor de operare a sistemului** cel mai mare impact l-au avut cheltuielile cu CPT.

**CPT:** În intervalul ianuarie-decembrie 2025 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 541 mil lei, mai mici cu 11% (-68 mil lei) comparativ cu suma de 609 mil lei înregistrată în ianuarie-decembrie 2024, având în vedere o serie de aspecte, în principal:

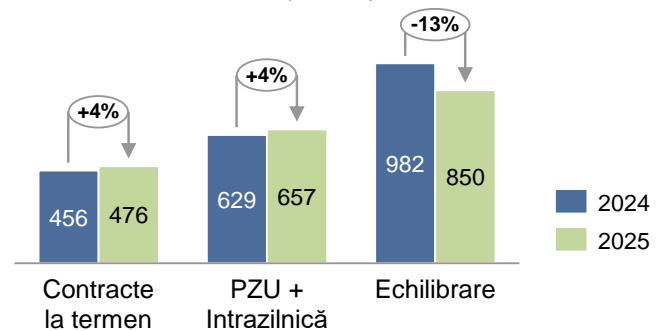
- datorită caracteristicilor sale, CPT în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile 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 condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în anul 2025 a fost mai mică decât cea înregistrată în anul precedent;
- eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energie electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt;
- creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și astfel

prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare față de prețul din anul anterior;

- Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână.
- Începând cu data de 1 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024. Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic față de anul anterior, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de anul 2024.

*Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în anul 2025 a fost 561 lei/MWh, mai mare față de prețul din perioada similară a anului 2024, respectiv 541 lei/MWh.*

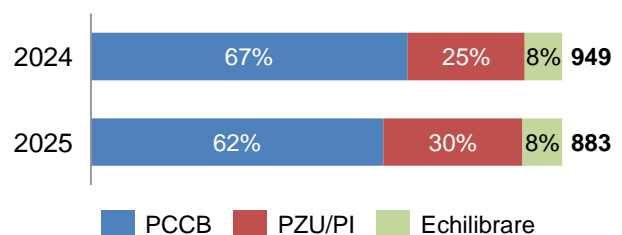
Prețuri medii de achiziție\*  
(lei/MWh)



\*prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții - vânzări) ținându-se cont și de ch. cu serviciile PRE)

Mixul de achiziție (cantitativ net) prezintă următoarele componente în cele două perioade analizate:

Mix achiziție CPT pe piețe  
(cantități nete, GWh)



### Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În perioada ianuarie-decembrie 2025 aceste cheltuieli au fost mai mici cu 4 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.

### Cheltuieli privind consumul de energie - consum servicii interne stații din RET și RED

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, Compania trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei.

Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 7,3 mil lei în anul 2025 (38,5 mil lei) comparativ cu anul 2024 (45,8 mil lei).

### Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17,4 mil lei, mai mari cu 4,6 mil lei comparativ cu anul 2024 când acestea au fost în sumă de 12,8 mil lei.

Prin deciziile ANRE nr. 2780/20.12.2024 și nr. 2781/20.12.2024, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2025, pentru societățile Rețele Electrice România S.A. și Distribuție Energie Oltenia S.A.

**Cheltuielile cu reparații și mentenanța** au fost în sumă de 161 mil lei, mai mari cu 32 mil față de anul 2024.

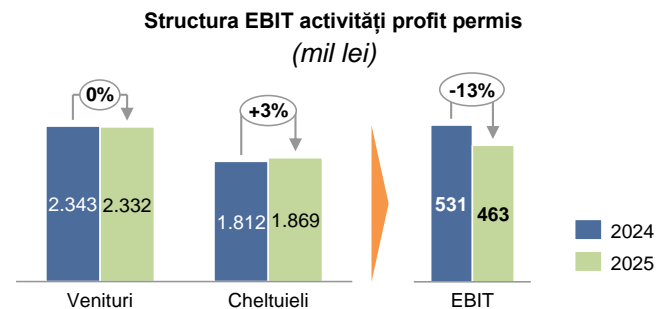
Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

**Cheltuielile cu amortizarea** prezintă o creștere cu 32 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+15 mil lei), calculată la valoarea justă a imobilizărilor corporale la 31 decembrie 2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în anul 2025 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 91 mil lei și prezintă o creștere față de ianuarie-decembrie 2024 (+17 mil lei). 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, s-au capitalizat trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

### Rezultat operațional-profit permis

**Activitățile cu profit permis** au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 463 mil lei în anul 2025, în scădere cu 65 mil lei față de rezultatul în sumă de 531 mil lei realizat în anul 2024, în contextul în care veniturile operaționale sunt diminuate cu suma de 10 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 56 mil lei.



### Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o scădere a veniturilor (-2.296 mil lei) de la 5.537 mil lei în anul 2024 la 3.240 mil lei în anul 2025, determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.290 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, a tarifului aprobat de ANRE comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul scăderii cantității cu 0,2%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o diminuare semnificativă a costurilor (-2.107 mil lei) determinată în principal de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

**Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare** au fost semnificativ mai mici în anul 2025 față de anul 2024.

Piața de echilibrare a fost influențată în principal de următoarele elemente:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- evoluția producției centralelor aflate în perioada de probă;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;

Pentru anul 2026 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,*
- *cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare,*
- *evoluția producției solare și eoliene,*
- *evoluția hidraulicității,*
- *evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică,*
- *prognozele de precipitații și de temperatură,*
- *evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare,*
- *comportamentul participanților la piață,*

**Veniturile din serviciile de sistem** au înregistrat o scădere în procent de 1% comparativ cu perioada similară a anului trecut (564 mil lei în anul 2025 față de 571 mil lei în anul 2024), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 0,2%.

**Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare** se efectuează de Companie în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național (DEN), unitate organizațională din cadrul Companiei, care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui ANRE, cu modificările și completările ulterioare.

În perioada ianuarie-decembrie 2025, Compania a contractat energie reactivă de la a Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- Deciziei ANRE nr. 2281/2024, privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea,
- Hotărârilor Transelectrica prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Trebuie precizat faptul că, în concordanță cu tendința constatată pe piața de echilibrare, s-a manifestat o creștere accentuată a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere începând cu luna mai 2025.

Dacă în primele cinci luni ale anului prețurile medii au oscilat între 15 și 23 lei/hMW, în luna iunie 2025 s-a înregistrat o explozie a valorilor, cu o medie generală de peste 108 lei/hMW. Această creștere nu este justificată nici de modificări semnificative ale cererii sau ofertei, nici de factori tehnici obiectivi, ci reprezintă o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în anul 2025, a înregistrat o creștere (35%) comparativ cu aceeași perioadă din 2024.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și un trend de creștere al prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada mai 2025 – august 2025. respectiv un trend de reducere abruptă a prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada septembrie 2025 – decembrie 2025:

- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la creștere – 60,54 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 33,34 lei/hMW,
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la reducere – 62,76 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 23,05 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la creștere – 36,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 37,54 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la reducere – 32,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 137,11 lei/hMW.

Pentru anul 2026 estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea:

- contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică,
- cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică,
- evoluția prețurilor pe piața de echilibrare,
- cât și comportamentul de piața al participanților înregistrați la piața capacităților de echilibrare.

### Rezultat operațional-zero profit

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat negativ în anul 2025 în sumă de 142 mil lei, comparativ cu anul 2024 când acesta înregistra un rezultat pozitiv în valoare de 48 mil lei.

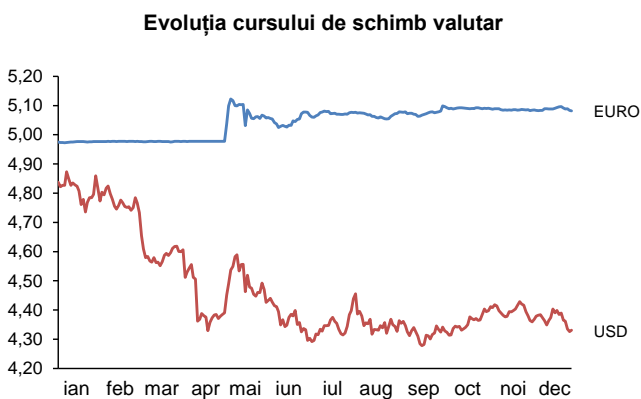
Pentru activitatea de servicii de sistem, potrivit reglementărilor ANRE surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori 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.

### Rezultat Financiar

Rezultatul financiar înregistrat în anul 2025 în valoare netă de 25 mil lei, comparativ cu rezultatul de 13 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat în principal de dividendele încasate de la filialele Opcom SA și Teletrans SA, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în anul 2025 este redată în graficul următor:



## II. Rezultat brut Companie (EBT)

### Venituri operaționale totale

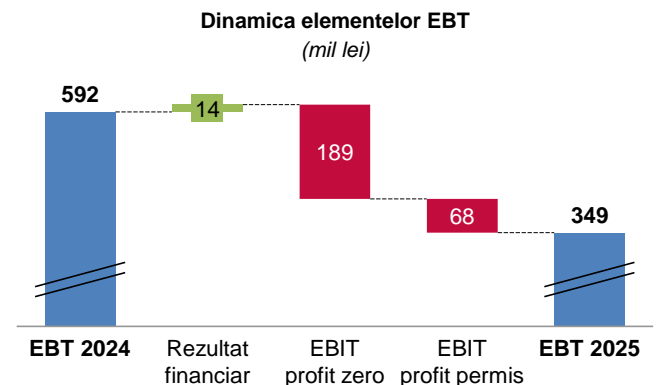
Veniturile totale operaționale realizate în anul 2025 au înregistrat o scădere în procent de 29% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (5.573 mil lei în anul 2025 față de 7.879 mil lei în anul 2024), în contextul impactului semnificativ a reducerii veniturilor din activitățile zero-profit (piața de echilibrare), cât și a veniturilor conjuncturale (venituri din ajutoare de avarie, a veniturilor din capitalizare CPT).

### Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate pe parcursul anului 2025 au înregistrat o scădere de 28% comparativ cu perioada similară a anului anterior 5.252 mil lei în anul 2025 față de 7.301 mil lei în anul 2024 în contextul impactului semnificativ a reducerii cheltuielilor din activitățile zero-profit, concomitent cu creșterea cu 35% a cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare.

**Rezultatul brut** a înregistrat o diminuare în perioada analizată, de la 592 mil lei în perioada ianuarie - decembrie 2024 la 349 mil lei în perioada ianuarie - decembrie 2025. Precizăm faptul că în anul 2024 compania a înregistrat venituri conjuncturale de cca 95 mil lei, din litigiul câștigat cu ANAF, venituri ce nu se mai regăsesc în anul 2025.

Dinamica între rezultatul înregistrat în anul 2025 comparativ cu anul 2024, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:



## III. Rezultat net

Scăderea rezultatului net la sfârșitul anului 2025 în valoare de 360 mil lei față de 586 mil lei în anul 2024, este impactată de rezultatul activităților zero profit din perioada analizată, în contextul în care rezultatul activităților cu profit permis a fost diminuat în principal de scăderea cu 196 mil lei a componentei „Alte venituri”, de ex. venituri conjuncturale care nu s-au mai regăsit în anul 2025 (venituri din ajutoare de avarie, litigiul câștigat cu ANAF în anul 2024 etc).

## POZIȚIA FINANCIARĂ

Situația separată a poziției financiare la 31 decembrie 2025 versus 31 decembrie 2024 este prezentată în tabelul următor:

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
<b>Active imobilizate</b>				
Imobilizări corporale	6.182	5.775	408	7%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	6	(4)	(64%)
Imobilizări necorporale	259	312	(54)	(17%)
Imobilizări financiare	88	86	2	2%
<b>Total active imobilizate</b>	<b>6.531</b>	<b>6.179</b>	<b>352</b>	<b>6%</b>
<b>Active circulante</b>				
Stocuri	45	47	(2)	(5%)
Creanțe	3.349	3.779	(429)	(11%)
Impozit pe profit de recuperat	12	-	-	n/a
Numerar și echivalente	734	672	62	9%
<b>Total active circulante</b>	<b>4.140</b>	<b>4.497</b>	<b>(357)</b>	<b>(8%)</b>
<b>Total active</b>	<b>10.671</b>	<b>10.676</b>	<b>(5)</b>	<b>(0%)</b>
<b>Capitaluri proprii</b>	<b>5.966</b>	<b>5.815</b>	<b>151</b>	<b>3%</b>
<b>Datorii pe termen lung</b>				
Venituri în avans pe termen lung	769	537	231	43%
Împrumuturi pe termen lung	1	8	(6)	(81%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	267	338	(71)	(21%)
Alte datorii pe termen lung	<b>1.037</b>	<b>883</b>	<b>153</b>	<b>17%</b>
<b>Datorii curente</b>				
Datorii comerciale și alte datorii	3.407	3.862	(454)	(12%)
Împrumuturi pe termen scurt	179,4	24,3	155,1	638%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	2	7	(4)	(65%)
Alte datorii pe termen scurt	80	73	7	9%
Impozit pe profit de plată	-	12,6	(12,6)	(100%)
<b>Total datorii curente</b>	<b>3.669</b>	<b>3.978</b>	<b>(309)</b>	<b>(8%)</b>
<b>Total datorii</b>	<b>4.705</b>	<b>4.861</b>	<b>(156)</b>	<b>(3%)</b>
<b>Capitaluri proprii și datorii</b>	<b>10.671</b>	<b>10.676</b>	<b>(5)</b>	<b>(0%)</b>

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	2025	2024	Δ	Δ (%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	822	813	8	1%
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(618)	(606)	(12)	(2%)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(314)	(55)	(86)	(156%)
<b>Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar</b>	<b>(110)</b>	<b>152</b>	<b>(90)</b>	<b>(59%)</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie</b>	<b>672</b>	<b>519</b>	<b>152</b>	<b>29%</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei</b>	<b>561</b>	<b>672</b>	<b>62</b>	<b>9%</b>

### I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în intervalul ianuarie-decembrie 2025 comparativ cu decembrie 2024, o creștere în sumă de 352 mil lei, determinată în principal de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale

(+408 mil lei) concomitent cu diminuarea valorii nete a imobilizărilor necorporale (-54 mil lei).

## 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 05.05.2025 a fost semnat Actul Adițional nr. 2 la contractul C232/2020, prelungind în aceleași condiții durata cu 6 luni până la 01.04.2026.

La data de 31 decembrie 2025, valoarea contabilă netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2,1 mil lei.

## Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2025 înregistrează un sold de 14,6 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3,7 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 3,1 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 0,4 mil lei;

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de 36,8 mil lei, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica – 12,9 mil lei;
- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componentă achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11,5 mil lei;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5,9 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 perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și

respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

În anul 2025, s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar, doar în primul trimestru, în sumă de 0,9 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 netă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 208 mil lei.

## Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de 87,9 mil lei, este reprezentat, în principal:

- de acțiuni deținute de Companie, în valoare netă de 83,4 mil lei;
- de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivelor de investiții, astfel:
  - LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4,2 mil lei;
  - LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 0,2 mil lei.

Din luna martie 2025 Compania participă cu un aport de 25% la capitalul social al GEKO Power Company Green Energy Corridor Power Company Societate cu Răspundere Litată, în valoare de 3,7mil lei.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt Transelectrica, JSC Georgian State Electrosystem, AzerEnerji și MVM Energy.

Compania va implementa proiectul Coridorul Verde, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan.

De asemenea, în data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – Teletrans S.A., în calitate de societate

absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită (ambele societăți fiind filiale ale Companiei).

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

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

## II. Active circulante

Activele circulante la 31 decembrie 2025 (4.140 mil lei) au înregistrat o scădere în procent de 8% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 (4.497 mil lei), datorată scăderii creanțelor.

**Creanțele comerciale** înregistrează o scădere cu 6% față de 31 decembrie 2024 (2.702 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 2.535 mil lei la 31 decembrie 2025). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- *clienții din activitatea operațională* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie (trimestrul VI al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024) au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (1.884 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 1.899 mil lei la data de 31 decembrie 2024).
- *clienții – piața de echilibrare* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV din anul 2024 a determinat și scăderea cu **25%** a soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (502 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 668 mil lei la data de 31 decembrie 2024).

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

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o creștere în anul 2025 (+13 mil lei) determinată, în principal, de creșterea 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 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145 mil lei, (132 mil lei la 31 decembrie 2024) 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 20,4 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 și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024 (suma de 8,6 mil lei) de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8,4 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizia ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electrouilaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

**Alte creanțe** la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 245 mil lei au înregistrat o creștere de 6% mil lei și includ în principal:

- debitori diverși (104 mil lei), din care:
  - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75 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: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (17 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), Electromontaj SA (5,9 mil lei), OPCOM (4,6 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), GE Digital Service Europe (1, mil lei), ISPE Proiectare și Consultanță (1 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.
- sume primite cu caracter de subvenție 31 mil lei (9,9 la 31 decembrie 2024) aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 8,7 mil lei reprezentate în principal de CPT (5,7 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 2025 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 372 mil lei au scăzut semnificativ față de decembrie 2024 când au fost în sumă de 770 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (pentru ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling și IDA - "IntraDay Auction") (MAVIR – 303,2 mil lei, IBEX – 56,2 mil lei și JAO – 12,9 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 393 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada septembrie-decembrie 2025, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 267 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare pentru perioada septembrie - noiembrie 2025.

**Ajustările de depreciere** existente în sold la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 196 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (30,8 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 (135 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), OPCOM (9,1 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei)

## Datorii

**Datoriile pe termen lung** în sumă de de 1.037 mil lei la data de 31 decembrie 2025 au înregistrat o creștere în procent de 17% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2024 care era în sumă de 883 mil lei.

### Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2025 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 (-6 mil lei), în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente. Valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat o creștere de la 24,3 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2024 la 179,4 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2025.

Compania are încheiat un contract de credit cu Banca Comercială Română pentru o perioadă de 12 luni, pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperit de cont, în sumă de 175 mil lei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%. La data de 31 Decembrie 2025 linia de credit este utilizată în proporție de 99%

În intervalul ianuarie-decembrie 2025, **datoriile curente** au înregistrat o diminuare în procent de 8%, de la 3.978 mil lei la 31 decembrie 2024 la 3.669 mil lei la 31 decembrie 2025, în principal pe fondul scăderii datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în categoria datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 570 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.683 mil lei la 31 decembrie 2025 față de 2.253 mil lei la decembrie 2024.

Această dinamică a fost influențată în principal de:

- **scăderea soldului datoriilor aferente activității operaționale** cu 417 mil lei, 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, Hidroelectrică SA, Electrică Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81,53% (86,30% la 31 decembrie 2024).

- **scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"** cu 194 mil lei a fost determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

- **creșterea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)** cu 35 mil lei a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025 față de luna decembrie 2024.

- **furnizorii de imobilizări** au înregistrat o creștere în sumă 180 mil lei datorită achizițiilor de imobilizări care au fost receptionate spre finalul anului, dar pentru care termenul de plată este în anul 2026,
- **furnizori alte activități** au scăzut cu un procent de 16% (-13 mil lei), scădere reprezentată în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.
- **"alte datorii"** au scăzut cu 4% (- 55 mil lei), de la soldul de 1.372 mil lei în 31 decembrie 2024 la 1.323 mil lei în 31 decembrie 2025.

Structura "**alte datorii**" se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 235 mil lei (au scăzut cu 150 mil lei față de 31 decembrie 2024) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (205 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (26,2 mil lei), redevență trim IV 2025 (1,9 mil lei), garanții și altele (1,2 mil lei),
- **clienți creditori** la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 672 mil lei (au scăzut cu 163 mil lei față de 31 decembrie 2024) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 667,5 mil lei, *ICP (Interim Coupling Project)*, *SIDC (Single Intraday Coupling)*, *SDAC (Single Day-ahead Coupling)*, *FBMC (Flow Based Market Coupling)* și *IDA (Intra Day Auction)*, de la: *BRM (412 mil lei)*, *IBEX (152 mil lei)*, *MAVIR (68 mil lei)*, *OPCOM (36 mil lei)* și *JAO (1 mil lei)*
- **dividendele cuvenite acționarilor Companiei** și neplătite la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 0,6 mil lei, se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 2,3 mil lei,
- **alte datorii pe termen scurt** în sumă de 407 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 373 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34 mil lei.

### III. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere la 31 decembrie 2025 în procent de 3% (+151 mil lei)

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul anului 2025 sunt în valoare de 5.966 mil lei față de 5.815 mil lei la 31 decembrie 2024.

## EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

Simbol:	TEL
ISIN:	ROTSSELACNOR9
Tip:	Acțiuni
Segment:	Principal
Categorie:	Premium
Stare:	Tranzactionabila

Anul 2025 a debutat cu un preț de tranzacționare de 37,70 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 79,90 lei/acțiune înregistrat în data de 13 noiembrie 2025 ce a generat acționarilor un randament maxim de aproximativ 112% YTD.

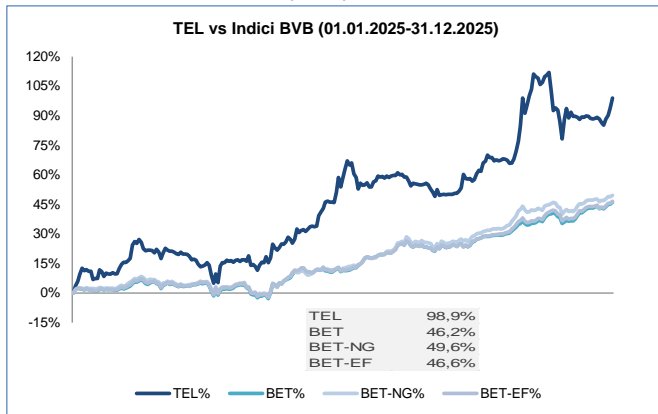
Prețul final al perioadei a fost 75,00 lei și a adus acțiunilor TEL o capitalizare bursieră de 5.498 mil lei.

Variația randamentului acțiunilor TEL față de BET, BET-NG și BET-EF a oscilat în cadrul perioadei analizate și a înregistrat în data de 4 noiembrie 2025, evoluție pozitivă cu o creștere de 76 p.p. față de BET, 69 p.p. față de BET-NG și 75 p.p. față de BET-EF.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe parcursul anului 2025 pe piața de capital din România a înregistrat 47.035 tranzacții cu un număr mediu de 191 tranzacții/zi și 5.298.024 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 297.247 mii lei.

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

Evoluția acțiunii TEL

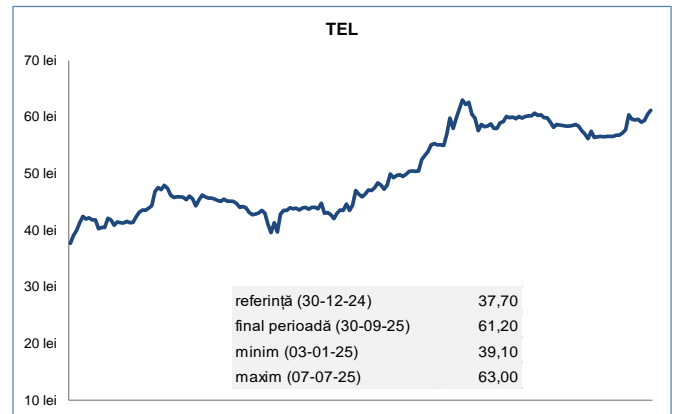


Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-NG | BET-EF | BET-BK. Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

- 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),
- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie și utilităților listate pe piața reglementată a BVB).
- indicele BET-EF (Bucharest Exchange Trading Energy, Utilities And Financials Index- indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie, utilităților și financiar cu excepția fondurilor de investiții listate pe piața reglementată a BVB).

Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 12.12.2025, acțiunile TEL dețin o pondere de 2,12% în indicele BET, 3,60% în indicele BET-NG și 2,68% în indicele BET-EF.

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



## PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

Analiza problemelor decizionale în condiții de risc implică o evaluare a alternativelor de decizie și a consecințelor acestora, având în vedere incertitudinea efectelor deciziilor.

Managementul riscului la nivelul Companiei presupune identificarea, evaluarea și implementarea măsurilor de control pentru optimizarea rezultatelor, în conformitate cu prevederile legale și cu limitele de volatilitate acceptate.

Riscurile identificate sunt analizate periodic și sistematic, fiind consemnate în Registrul riscurilor și monitorizate prin fișe specifice și planuri de implementare a măsurilor de control.

Astfel, compania rămâne atentă și dedicată gestionării proactive a riscurilor tehnice și operaționale, pentru a susține continuitatea serviciilor și stabilitatea financiară pe termen lung.

### ➤ 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 sumarizate în cele ce urmează:

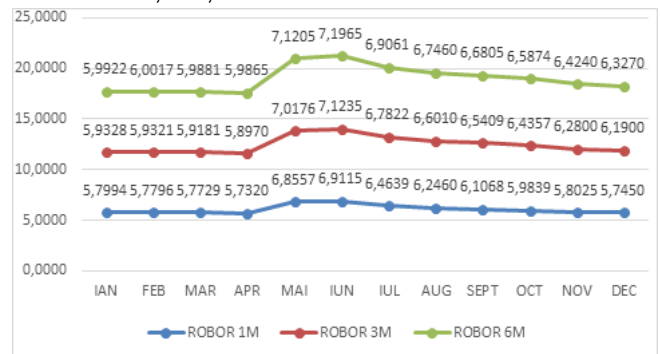
#### **Riscul de rată a dobânzii**

Pentru a limita impactul fluctuațiilor ratelor dobânzii asupra lichidității companiei, Transelectrica a contractat credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii, iar creditele pe termen scurt beneficiază de cele mai avantajoase rate negociate, predominant variabile.

Pe parcursul anului 2025, ratele de dobândă pe piața monetară națională au înregistrat o tendință descrescătoare, cu ROBOR 1M ajungând de la o valoare maximă de 6.91% (Iunie 2025) la un minim de 5,74% la Decembrie 2025.

Expunerea companiei la riscul de variație a ratei dobânzii se manifestă mai ales prin linia de credit pe termen scurt, care are dobândă variabilă.

ROBOR 1M, 3M, 6M Ianuarie-December 2025



Creditele pe termen lung, contractate în euro, sunt purtătoare de dobândă fixă, reducând astfel riscul asupra costurilor financiare pe termen lung.

Compania monitorizează în mod continuu indicatorii macroeconomici relevanți, iar riscul privind variațiile ratelor dobânzii nu s-a materializat în perioada analizată.

#### **Riscul valutar**

Riscul valutar exprimă o probabilitate de a înregistra pierderi financiare 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 contracte, atunci când este posibil, a clauzelor de ajustare a prețurilor în funcție de evoluția cursului de schimb. Aplicarea diferitelor măsuri extracontractuale pot proteja Compania de prezența efectelor negative.

Pentru limitarea impactului fluctuației cursului valutar, Compania negociază prin intermediul departamentului specializat, rate avantajoase de schimb valutar și monitorizează permanent indicatorii macroeconomici. Pentru onorarea obligațiilor în valută, Compania are deschise conturi în valută la bănci comerciale din cadrul sistemului bancar românesc și aplică politici prudente de lichiditate pentru a asigura disponibilitățile necesare plăților externe.

Nivelul veniturilor și cheltuielilor din diferențele de curs valutar realizate în anul 2025 a fost influențat în mod preponderent de volumul tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor, corelat cu evoluția ratelor de schimb valutar ale monedei naționale față de moneda euro. Această dinamică a generat atât creșteri ale veniturilor, datorate în special performanțelor pe piața de alocare capacitate

și pe segmentul de interconectare, cât și majorări ale cheltuielilor aferente diferențelor de curs valutar.

De asemenea riscul valutar aferent anului 2025 a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale.

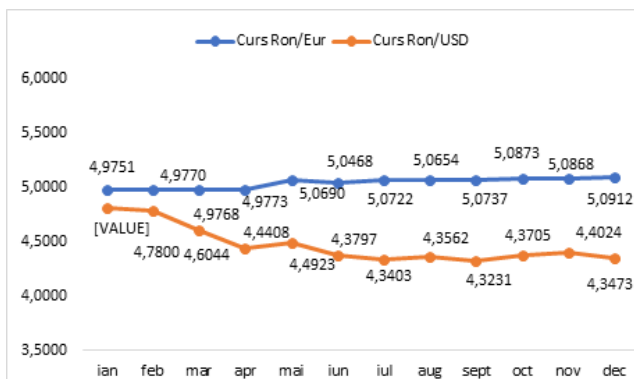
Deși BNR a asigurat menținerea unui curs stabil, leul a resimțit presiuni de depreciere față de euro, determinate de nivelul ridicat al deficitului de cont curent și de cererea crescută de valută.

Pe parcursul anului 2025 cursul mediu de schimb EUR/RON s-a situat la valoarea de 5.0415 lei. Această evoluție a generat o ușoară creștere a cheltuielilor pentru plățile denominate în valută, cu precădere pentru cele în euro.

În anul 2025, rapoartele indică diferențe din cursul valutar care au influențat cheltuielile, dar fără efecte semnificative raportate ca pierderi majore.

Monitorizarea constantă a factorilor relevanți și gestionarea prudentă permit companiei să minimizeze efectele adverse ale fluctuațiilor și să valorifice oportunitățile apărute în activitățile de interconectare.

#### Evoluție curs valutar 2025



#### Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este gestionat prin menținerea unui echilibru optim între resursele disponibile și obligațiile de plată la scadență.

Pentru finalul anului 2025, abordarea companiei a fost una adaptativă, corelată cu dinamica pieței energetice și a indicatorilor macroeconomici.

În timp ce în primele trei trimestre nu a fost necesară utilizarea liniilor de credit, la data de 31 decembrie 2025, Transelectrica a ales să utilizeze linia de credit în valoare de 175 mil RON, a cărei valabilitate expiră în luna martie 2026, contractată pentru finanțarea activității curente, în proporție de 99%, pentru a asigura o fluiditate optimă a plăților și susținerea activităților curente la închiderea de an.

Lichiditatea a fost influențată și de ieșiri de capital programate, cum ar fi plata dividendelor în valoare de aproximativ 280 milioane lei, precum și de presiunea costurilor pe fondul unei rate a inflației, care a atins nivelul oficial de 7,3% la finalul anului.

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.

Pe parcursul anului 2025, Compania a menținut un nivel adecvat al lichidității. Fluxurile de numerar operaționale au fost pozitive, asigurând capacitatea Companiei de a-și onora obligațiile pe termen scurt.

Această abordare integrată și proactivă în managementul riscului de lichiditate asigură stabilitatea financiară și capacitatea Transelectrica de a onora obligațiile în condițiile unui mediu economic volatil și unui cadru reglementar în schimbare.

#### Riscul de credit

Riscul de creditare reprezintă posibilitatea unei pierderi financiare generate de neîndeplinire, totală sau parțială, a obligațiilor asumate de un partener contractual, în special în ceea ce privește creanțele comerciale.

Acest risc poate afecta în mod direct lichiditatea și stabilitatea financiară a unei companii, prin creșterea provizioanelor și apariția unor dificultăți în recuperarea sumelor datorate.

Gestionarea riscului de credit presupune implementarea unor politici și proceduri eficiente în procesul de facturare și colectare a creanțelor, monitorizarea riguroasă a termenelor de plată, evaluarea solidității financiare a clienților și aplicarea unor măsuri preventive pentru reducerea expunerii la creanțe neîncasabile. De asemenea, este importantă adaptarea continuă a acestor politici pentru a ține cont de condițiile economice și de comportamentul debitorilor.

În perioada analizată, procesul de facturare și colectare a creanțelor de la clienți în cadrul Transelectrica s-a desfășurat eficient, cu respectarea majorității termenelor de plată, iar întârzierile în încasări au fost minore, fără a afecta în mod semnificativ lichiditatea companiei.

Acest fapt reflectă o gestionare adecvată a riscului de credit, care contribuie la menținerea unui echilibru financiar sănătos.

Prin urmare, riscul de credit este o componentă esențială a managementului financiar și implică măsuri proactive pentru identificarea, evaluarea și controlul potențialelor pierderi financiare generate de neîncasarea creanțelor comerciale.

### **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, încălcarea acestor clauze putând atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a facilităților de finanțare.

De asemenea, unele facilități de finanțare prezintă clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate.

În anul 2025, Compania a respectat prevederile (covenanții) stipulate în acordurile de finanțare existente, menținând un nivel foarte scăzut al ratei de îndatorare și asigurând conformitatea cu termenele și condițiile convenite.

Pe parcursul perioadei analizate, nu s-au primit notificări privind nerespectarea acestor clauze, fapt ce reflectă o gestionare prudentă și eficientă a obligațiilor contractuale și financiare asumate de Companie.

Până la această dată, nu s-au înregistrat sancțiuni sau avertizări din partea finanțatorilor legate de neîndeplinirea prevederilor contractuale.

### **Riscul de contrapartidă**

Reprezintă riscul ca într-o tranzacție financiară, cealaltă parte să nu-și respecte obligațiile contractuale.

Pentru gestionarea acestui risc, Transelectrica utilizează o serie de măsuri profesionale, cum ar fi evaluarea riguroasă a bonității contrapartidelor prin ratinguri de credit și analize financiare, precum și solicitarea de garanții adecvate.

Acest proces ajută la monitorizarea permanentă, gestionarea activă și tratarea eficientă a riscului de neexecutare a obligațiilor. La sfârșitul anului 2025, Transelectrica a continuat să monitorizeze cu atenție acest risc.

Compania dispune de o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin tip bonus pentru cogenerare de înaltă eficiență, cu dobândă variabilă legată de referința ROBOR 1M, facilitând astfel gestionarea financiară optimă a acestui segment.

În perioada analizată, nu au fost identificate alte expuneri semnificative la riscul de contrapartidă, ceea ce reflectă calitatea ridicată a partenerilor comerciali cu care Transelectrica colaborează, dar și eficiența măsurilor interne implementate pentru prevenirea acestui risc.

Gestionarea riguroasă a riscului de contrapartidă este esențială pentru stabilitatea financiară a Companiei, contribuind la menținerea unui echilibru sănătos între obligațiile contractuale și fluxurile financiare ale companiei, în contextul pieței energetice din ce în ce mai dinamice și volatilității asociate acestora.

### **➤ Riscuri legislative**

Reprezintă expunerea Transelectrica la efectele negative generate de schimbările legislative, de reglementare sau politicile guvernamentale.

În anul 2025, implementarea unor măsuri fiscale majore, precum majorarea TVA la 21% și introducerea „taxei pe stâlp” pentru infrastructură, a impus adaptări complexe ale fluxurilor financiare.

De asemenea, aplicarea Ordinului ANRE nr. 60/2025, care a crescut tariful serviciilor de sistem de la 7,04 lei/MWh la 12,79 lei/MWh (aprox. 82%), a reconfigurat structura veniturilor începând cu luna septembrie.

Aceste modificări, suprapuse peste o rată a inflației de 7,3% la finalul anului 2025, conform datelor oficiale furnizate de Institutul Național de Statistică (INS), pot pune presiune pe sustenabilitatea investițiilor dacă nu sunt reflectate prompt în tarife.

Totuși, prin monitorizarea continuă și un management preventiv, Transelectrica a asigurat conformitatea deplină la 31 decembrie 2025, fără cazuri de neconformitate și cu toate obligațiile fiscale achitate la termen.

Compania rămâne axată pe menținerea unui dialog constructiv cu autoritățile pentru a asigura un cadru de reglementare predictibil, esențial pentru stabilitatea operativă într-un mediu legislativ volatil.

### **➤ Riscuri privind neîndeplinirea condițiilor legale**

Riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale pentru Transelectrica se referă la posibilitatea de a nu respecta anumite obligații impuse prin legislația națională și europeană aplicabilă activităților companiei.

Nerespectarea acestor prevederi poate conduce la consecințe semnificative, inclusiv sancțiuni financiare, penalități sau alte măsuri coercitive, care pot afecta negativ lichiditatea și operațiunile Transelectrica.

Lichiditatea companiei poate fi impactată de penalizările rezultate în urma unor neconformități identificate în cadrul controalelor periodice efectuate de

autoritățile competente, precum ANAF, CCR, MF și alte organisme de supraveghere.

În acest context, Transelectrica acordă o atenție deosebită conformității legislative și implementează politici și proceduri interne pentru a preveni și gestiona riscul de neîndeplinire a obligațiilor legale.

Compania investește în instruirea și pregătirea personalului, monitorizarea continuă a modificărilor legislative și colaborarea cu autoritățile de reglementare pentru a asigura o conformitate maximă cu cerințele legale în vigoare, ceea ce contribuie la diminuarea riscului și la menținerea stabilității operaționale și financiare.

Această gestionare proactivă a riscului legal este esențială pentru prevenirea unor posibile impacturi negative ce ar putea afecta nu doar lichiditatea, ci și reputația și capacitatea de operare a companiei.

#### ➤ **Riscul de preț**

Transelectrica nu este direct expusă fluctuațiilor prețurilor de piață ale energiei, întrucât veniturile sale provin preponderent din tarifele reglementate pentru serviciile de transport ale energiei electrice. Cu toate acestea, volatilitatea pieței poate exercita un impact indirect asupra companiei, influențând cererea de energie electrică. Creșterile semnificative ale prețurilor pe piața liberă pot determina consumatorii să reducă consumul sau să migreze către contracte alternative mai avantajoase, afectând astfel volumul energiei transportate de Transelectrica.

Factorii cheie care influențează riscul de preț includ politicile energetice naționale și europene, deciziile guvernamentale și reglementările emise de ANRE, cum ar fi politicile de tranziție energetică sau modificările fiscale.

De asemenea, variațiile capacității de producție provenită din surse regenerabile, cum ar fi energia eoliană sau solară, generează fluctuații semnificative ale prețurilor, în special în condiții meteorologice extreme.

Pentru gestionarea acestui risc, compania colaborează strâns cu ANRE pentru ajustarea periodică a tarifelor de transport al energiei electrice, astfel încât acestea să reflecte fidel costurile de operare și investițiile realizate.

Totodată, investițiile susținute în tehnologie și managementul avansat al energiei sporesc flexibilitatea Transelectrica în fața oscilațiilor pieței energetice, contribuind la atenuarea impactului volatil al pieței.

În contextul imprevizibilității pieței de energie, care poate genera creșteri semnificative ale costurilor

asociate cu CPT, acest risc poate afecta compania în multiple moduri, cu un impact potențial amplificat de volatilitatea piețelor de energie la nivel național și internațional.

Pentru a contrabalansa aceste oscilații, compania utilizează mecanismele de corecție tarifară agreate cu autoritatea de reglementare. Ajustările aplicate în a doua jumătate a anului 2025 au avut rolul de a echilibra balanța dintre venituri și costurile de achiziție a serviciilor de sistem/capacitate de echilibrare, asigurând sustenabilitatea financiară în fața volatilității pieței.

Această abordare echilibrată reflectă atât oportunitățile, cât și provocările riscului de preț, oferind o perspectivă realistă asupra modului în care Transelectrica gestionează și atenuează impactul pieței energetice în continuă schimbare.

La data de 31 decembrie 2025, Transelectrica continuă să prioritizeze investițiile în tehnologii de monitorizare și prognoză. Acestea permit un management mai eficient al fluxurilor de energie și o mai bună anticipare a necesarului de achiziții, reducând expunerea la „vârfuluri” de preț de pe piața de echilibrare.

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

Acesta 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 2026-2035.

#### ➤ **Riscul investițional**

Pe parcursul anului 2025 Transelectrica a continuat implementarea planului său ambițios de investiții (CAPEX) destinat modernizării și extinderii rețelei de transport. Monitorizarea constantă a stadiului de execuție a proiectelor majore și a evoluției costurilor a fost o prioritate, alături de identificarea timpurie a potențialelor riscuri legate de depășirea bugetelor sau întâzieri.

Compania a efectuat analize periodice privind perspectivele de rentabilitate ale investițiilor, asigurând o alocare prudentă a resurselor financiare și urmărind maximizarea beneficiilor economice pe termen lung.

Pe lângă implementarea proiectelor proprii, Transelectrica a monitorizat activ performanța filialelor sale care furnizează servicii esențiale, evaluând capacitatea acestora de a susține operațiunile companiei-mamă. Eforturile au vizat asigurarea

continutății și calității serviciilor prestate, identificarea timpurie a riscurilor operaționale și financiare la nivel de filială și implementarea măsurilor preventive necesare pentru limitarea impactului acestora asupra activității companiei.

Datorită unei gestionări proactive a riscurilor asociate investițiilor în active și a performanței filialelor, potențialele efecte negative au fost eficient diminuate pe parcursul întregului exercițiu financiar 2025, contribuind la stabilitatea și dezvoltarea durabilă a Transelectrica.

### **Evenimente și factori de incertitudine ce pot afecta Compania în anul 2026**

Schimbările climatice și condițiile meteorologice extreme pot expune Compania la o serie de evenimente și factori de incertitudine care pot afecta activitatea Companiei, cum ar fi vremea severă (furtunile, inundațiile sau înghețul) poate afecta rețelele electrice ducând la întreruperi ale alimentării cu energie electrică.

Modificările legislative referitoare la protecția mediului sau la încurajarea surselor de energie regenerabilă pot impune investiții suplimentare sau schimbări în infrastructura existentă.

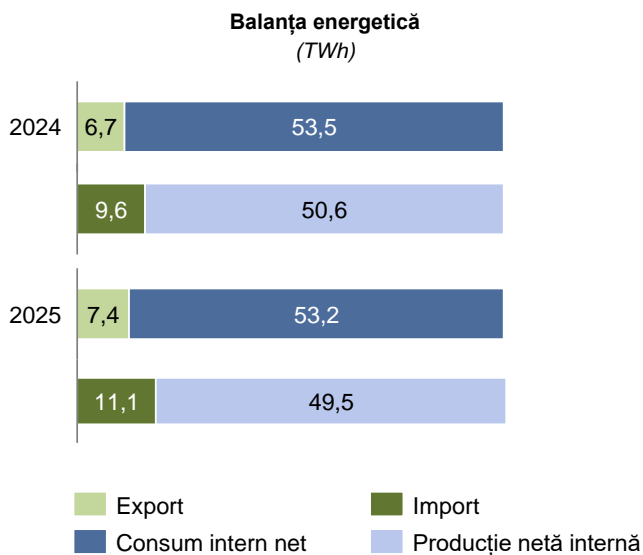


## Date operaționale

### BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – decembrie 2025 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024, se observă o scădere în procent de 0,6% a consumului intern net<sup>1</sup> și o scădere cu 2% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în anul 2025 o creștere de 11% față de aceeași perioadă din anul 2024, iar cele de import o creștere în procent de 16% față de aceeași perioadă a anului trecut.



Scăderi ale consumului au fost înregistrate în lunile ianuarie, martie, iunie, iulie, august, noiembrie și decembrie, în restul anului fiind înregistrate ușoare creșteri ale acestuia, cu excepția lunii februarie, care a avut o creștere de 6,12%.

În ceea ce privește scăderile de consum din lunile iulie – august, acestea au avut un trend descrescător tot mai pronunțat de la o lună la alta, pe măsura creșterii duratei intervalului zilnic al radiației solare, cu alte cuvinte, o dată cu creșterea producției de energie la nivelul prosumatorilor (cantitate care nu este măsurată), se înregistrează o scădere a consumului măsurat la nivel național.

<sup>1</sup> 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

Creșterea semnificativă a consumului înregistrat în luna februarie 2025 a fost influențată în mare parte de temperatura medie lunară, care a înregistrat valoarea de -2,10°C, comparativ cu februarie 2024, când s-au înregistrat +6,0 °C.

### MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - decembrie 2025 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024, s-a înregistrat o scădere pe componentele din surse Termo în procent de 1% și Hidro în procent de 14%. Creștere au înregistrat componentele Regenerabile și Nuclear în procent de 3% respectiv 1%.

La sfârșitul intervalului anului 2025 producția din baterii a cumulat valoarea de 184,66 GWh, în timp ce valoarea înregistrată pentru prosumatori a fost de 1.770 GWh.

În anul 2025 mixul energetic a prezentat un profil predominant cu emisii reduse de carbon, în care aproximativ 66% a provenit din surse de energie curată.

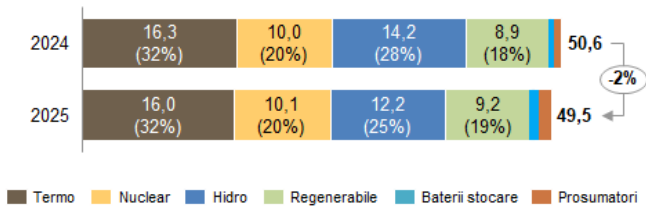
Astfel, energia nucleară a contribuit cu 21%, în timp ce energia hidroelectrică a reprezentat aproape un sfert din total energie produsă (24%). De asemenea, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele eoliene și fotovoltaice, din acest tip de energie aprox. 12% a fost generat de energie eoliană, în timp ce energia fotovoltaică a reprezentat 5%, diferența până la 66% fiind acoperită din energie generată la prosumatori și facilități de stocare.

Aproximativ 34% din total producție a fost reprezentată de combustibilii clasici fosili, din care 14% reprezintă cărbune, iar 20% hidrocarburi.

În ceea ce privește energia netă produsă pentru lunile noiembrie și decembrie 2025, aceasta nu include cantitățile de energie introduse în rețea de către prosumatori.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – decembrie 2025 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%.

Mix producție energie electrică netă  
(TWh)

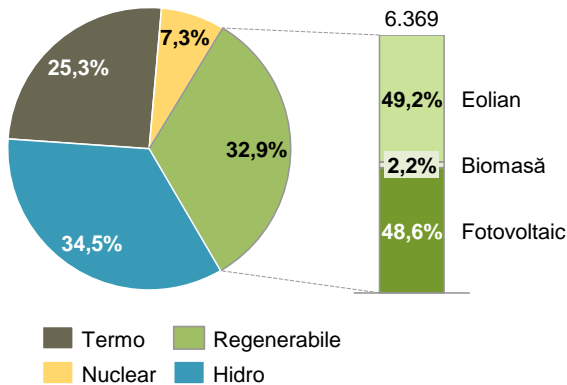


## PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

Puterea instalată în centralele pe surse termoelectrice a înregistrat o scădere cu aproximativ 11%, de la 5.476 MW instalați la 01 ianuarie 2025, la 4.897 MW instalați la 01 ianuarie 2026.

La data de 01 ianuarie 2026, puterea brută instalată în SEN totaliza 19.368 MW, cu următoarea

Putere instalată 2025 (19.368 MW. valoare brută)

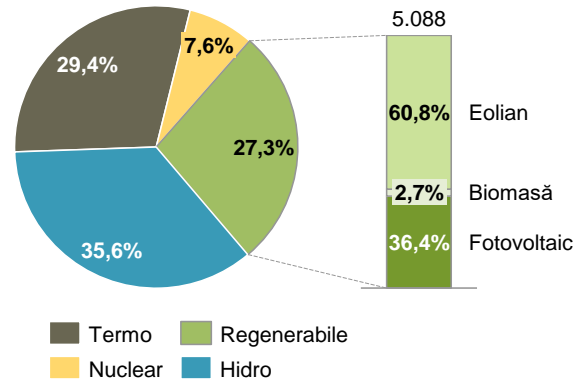


structură pe surse primare de energie: cărbune – 2.095 MW (1.666 MW net), hidrocarburi – 2.802 MW (2.285 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.688 MW (6.365 MW net), eolian – 3.136 MW (3.076 MW net), fotovoltaic – 3.094 MW (2.991 MW net), biomasă – 139 MW (128 MW net).

În ceea ce privește puterea instalată în instalațiile de stocare, la data de 05.12.2025 aceasta totaliza 494 MW (cu o capacitate de stocare de 913,68 MWh), iar puterea instalată la prosumatori însuma 3.454 MW (la data de 01.01.2026).

Cu mențiunea că pentru luna decembrie 2025 valorile mai pot suferii modificări, puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - decembrie 2025 comparativ cu ianuarie-decembrie 2024, este redată în graficele care ce urmează:

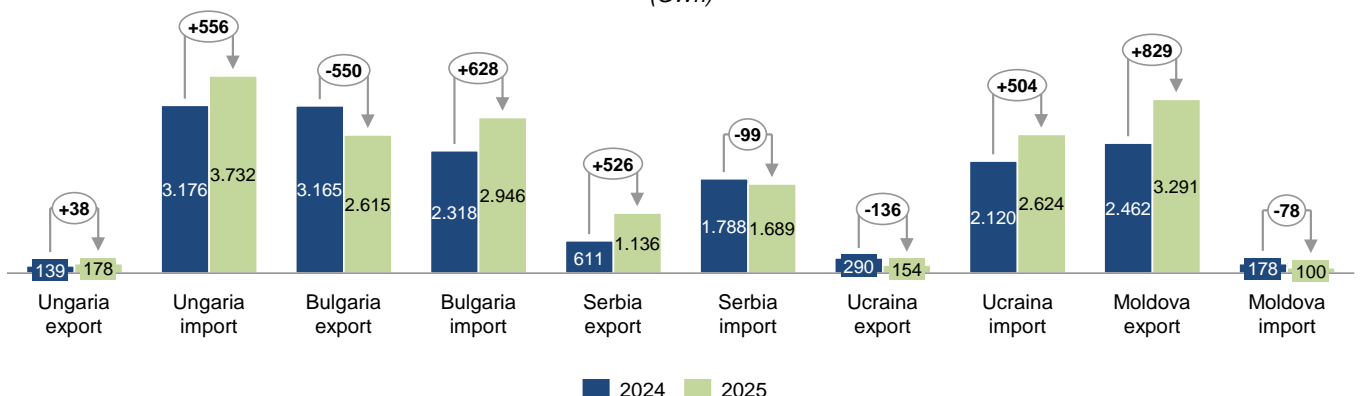
Putere instalată 2024 (18.610 MW. valoare brută)



## FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Fluxurile fizice atât de import cât și de export pe fiecare graniță sunt prezentate în cele ce urmează:

Fluxuri fizice  
(GWh)



Distribuția fluxurilor fizice de import (an 2025: 11,1 TWh, an 2024: 9,6 TWh) / export (an 2025: 7,4 TWh, an 2024: 6,7 TWh) pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – decembrie 2025 față de ianuarie - decembrie 2024 se prezintă astfel:

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

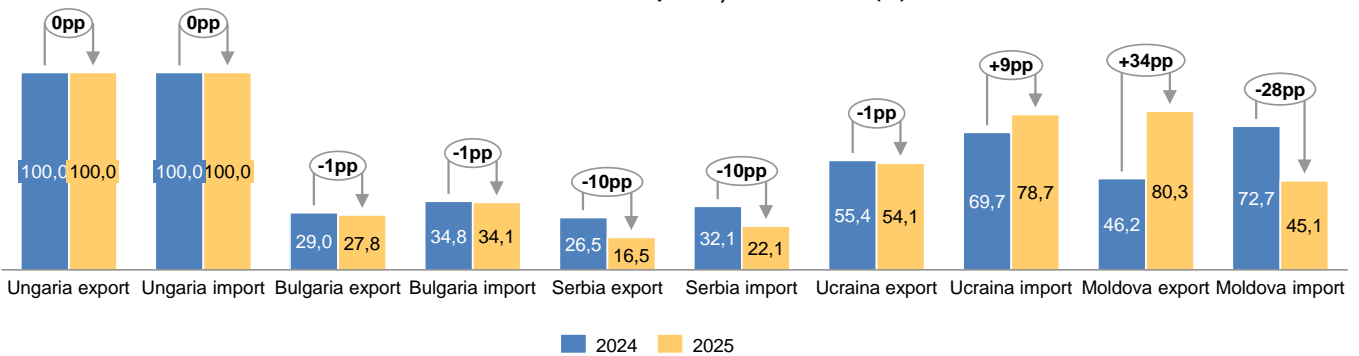
Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - decembrie 2024, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-17% -550 GWh), și Ucraina (-47% -136 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+86% +526 GWh), Ungaria (+28% +38 GWh) și Moldova (+34% +829 GWh).

Față de anul 2024, s-a înregistrat o creștere de 31% a schimburilor comerciale de import și de 33% a schimburilor comerciale de export, respectiv o scădere de 27% a energiei tranzitate, pe fondul unui consum intern de energie electrică la nivelul SEN mai redus față de perioada similară de anul trecut și în condițiile variațiilor de hidraulicitate din această perioadă (comparativ cu anul trecut, s-au înregistrat valori mult mai scăzute în luna iulie 2025 și în a doua jumătate a lunii septembrie și mai mari în cursul lunii august 2025).

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.

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 luna 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).

Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



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.

## CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

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 2025, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

## FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna ianuarie 2024 cu 8%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Republica 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 2,25% în 2024 la 2,09% în 2025.

Energia intrată în contur scăzut cu 0,8% în luna ianuarie 2025 (31,4 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 17,6% (583,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 29,4% (69 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 119,2% (621,1 GWh) a energiei primite din import.

În luna februarie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna februarie 2024 cu 9%, ca urmare 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 2,17% în 2024 la 1,95% în 2025.

Energia intrată în contur a crescut cu 1,2% (44,5 GWh) în luna februarie 2025 față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii și cu 133,7% (592,7 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 13,8% (402,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 51,7% (145,4 GWh) a energiei primite din RED.

**În luna martie 2025** CPT-ul a crescut față de luna martie 2024 cu 3,2%, în special ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Serbia și Bulgaria, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar 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 crescut de la 2,24% în 2024 la 2,31% în 2025.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,2% (6,3 GWh) în martie 2025 față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 14,5% (412,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 4,3% (11,2 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 78,6% (417,2 GWh) a energiei primite din import.

**În luna aprilie 2025** CPT-ul a crescut față de luna aprilie 2024 cu 0,8%, ca urmare a creșterii cu 3,7% a energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Republica Moldova, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, iar condițiile meteorologice au fost 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 2,44% în 2024 la 2,37% în 2025. Energia intrată în contur crescut cu 3,7% în luna aprilie 2025 (116,7 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 38% (256,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 9,9% (29,3 GWh) a energiei primite din RED și cu 5,1% (110,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

**În luna mai 2025** CPT-ul a crescut față de luna mai 2024 cu 1,1%, ca urmare a creșterii cu 5,4% a energiei intrate în conturul RET, precum și a condițiilor

meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona, în condițiile în care fluxurilor fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,36% în 2024 la 2,27% în 2025. Energia intrată în contur crescut cu 5,39% în luna mai 2025 (160,8 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 2,18% (42,6 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, cu 14,88% (38,0 GWh) a energiei primite din RED și cu 10,33% (80,2 GWh) a energiei primite din import.

**În luna iunie 2025** CPT-ul a scăzut față de luna iunie 2024 cu 24,7%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia, 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 2,21% în 2024 la 1,88% în 2025. Energia intrată în contur scăzut cu 11,26% în luna iunie 2025 (375,8 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 20,54% (481,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 7,64% (59,1 GWh) a energiei primite din import și cu 21,41% (46,6 GWh) a energiei primite din RED.

**În luna iulie 2025** CPT-ul a scăzut față de luna iulie 2024 cu 9,5%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Republica Moldova, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 1,92% în 2024 la 1,84% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 5,34% în luna iulie 2025 (203,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 11,35% (305,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 8,51% (83,5 GWh) a energiei primite din import și cu 12,85% (18,5 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații ușor mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

**În luna august 2025** CPT-ul a crescut față de luna august 2024 cu 3,96%, ca urmare a structurii de producție mai defavorabile și a fluxurile fizice de import/export mai dezavantajoase pe linia de interconexiune cu Ucraina, conducând la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,71% în 2024 la 1,89% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 6,35% în luna august 2025 (225,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 6,52% (164,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 11,09% (101,8 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii 33,25% (40,2 GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteorologice au fost similare din punct de vedere al precipitațiilor.

**În luna septembrie 2025** CPT-ul a scăzut față de luna septembrie 2024 cu 6,87%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ungaria, Ucraina și Serbia, 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 2,05% în 2024 la 2,00% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 4,47% în luna septembrie 2025 (155,2 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 8,71% (222,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 7,79% (13,9 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 11,01% (81,4 GWh) a energiei primite din import.

**În luna octombrie 2025** CPT-ul a scăzut față de luna octombrie 2024 cu 19,8%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Bulgaria, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,50% în 2024 la 1,96% în 2025.

Energia intrată în contur a crescut cu 2,17% în luna octombrie 2025 (79,4 GWh) față de perioada similară

din 2024, ca urmare a creșterii cu 1,70% (44,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 19,67% (40,4 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile scăderii cu 0,66% (5,5 GWh) a energiei primite din import.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mult mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

**În luna noiembrie 2025** CPT-ul a scăzut față de luna noiembrie 2024 cu 1,03%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe granițele cu Bulgaria, Serbia și Republica Moldova și defavorabile pe granițele cu Ungaria și Ucraina.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,21% în 2024 la 2,20% în 2025.

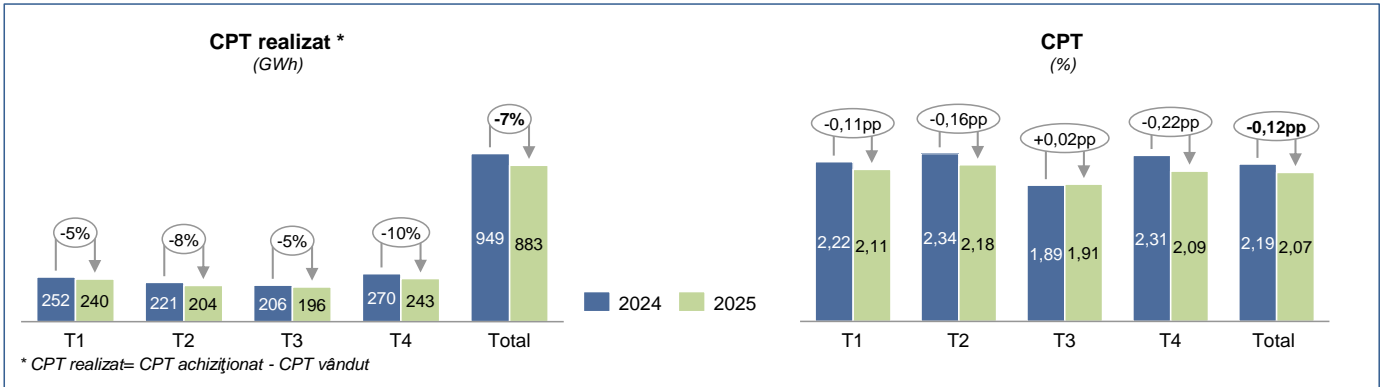
Energia intrată în contur a scăzut cu 0,41% în luna noiembrie 2025 (15,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 20,48% (227,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 5,49% (142,1 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 39,75% (69,2 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

**În luna decembrie 2025** CPT-ul a scăzut față de luna decembrie 2024 cu 9,29%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe granițele cu Bulgaria, Serbia și Republica Moldova și defavorabile pe granițele cu Ungaria și Ucraina.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,23% în 2024 la 2,11% în 2025.

Energia intrată în contur a scăzut cu 3,8% în luna decembrie 2025 (157,6 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 27,28% (346,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 5,28% (140,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 20,93% (48,1 GWh) a energiei primite din RED.



## Concluzii

**Pe ansamblul trimestrului I din 2025** CPT-ul în RET a scăzut cu 4,7% comparativ cu perioada similară din 2024, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova și a condițiilor meteorologice mai 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 2,22% la 2,11%.

**Pe ansamblul semestrului I din 2025** CPT-ul în RET a scăzut cu 6,1% comparativ cu perioada similară din anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în RET în luna iunie, dar în principal ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, în mod deosebit a celor de pe granițele cu Ucraina și Ungaria și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie și iunie, 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 2,27% la 2,14%, în condițiile în care energia intrată în RET în prima jumătate a anului 2025 a fost cu doar 0,4% sub cu cea din anul anterior.

**Pe ansamblul trimestrului III din 2025** CPT-ul în RET a scăzut cu 4,6% comparativ cu perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din luna septembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 1,89% la 1,91%, în condițiile în care energia intrată în RET în trimestrul III al anului 2025 a fost cu 5,39% sub cu cea din anul anterior.

**Pe ansamblul trimestrului IV din 2025** CPT-ul în RET a scăzut cu 10,2% comparativ cu perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din luna decembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,31% la 2,09%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 0,8 % sub cu cea din trimestrul IV al anului 2024.

**Pe ansamblul anului 2025**, cu mențiunea că valorile aferente lunii decembrie sunt preliminare, CPT-ul în RET a scăzut cu 6,9% comparativ cu anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie, iunie septembrie și decembrie, 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 2,19% la 2,07%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 1,8% sub cu cea din anul anterior.



## Dezvoltare RET

### MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Creșterea valorii totale a imobilizărilor corporale la data de 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în ianuarie-decembrie 2025 este de 519 mil lei (653 mil lei în aceeași perioadă a anului 2024) în scădere cu 134 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, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, 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 – 176,8 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;

- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70,4 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26,6 mil lei;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 20,6 mil lei;
- Relocare/protecții rețea înaltă tensiune 400 kV-LEA 400 kV s.c. Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c. Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București-km 0+000, km 100+900, Lotul 3, Sector 1, km 85+300, km 100+765-Centura Sud, Sector 2, km:0+00 – 15,3 mil lei.

### IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în anul 2025 sunt în sumă de 590 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 când achizițiile au fost în sumă de 674 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 decembrie 2025, în sumă de 1.152 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, pentru modernizările stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318,6 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 207 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97,4 mil lei;

- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68,9 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 63,4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49,5 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;
- Stația 400 kV Stâlp – 44,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28,4 mil lei;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 23 mil lei;

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 18.900.461; Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 17,8 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de

- Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 15,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13,3 mil lei.

## PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Cheltuielile pentru investiții la 31 decembrie 2025 pe principalele capitole din programul anual de investiții se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categoriile de cheltuieli	Programat *	Realizat (mil lei)	
		(mil lei)	12L 2025	12L 2024
	<b>Total general (A+B)</b>	<b>715,89</b>	<b>691,05</b>	<b>665,70</b>
<b>A</b>	<b>Cheltuieli proprii Companiei</b>	613,00	594,22	619,06
<b>B</b>	<b>Investiții finanțate din tarif de racordare</b>	102,89	96,82	46,64

(\* ) PAI 2025 rev. A6

Gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 decembrie 2025 este de 104,91% față de PAI 2025 aprobat AGA și 96,5% față de PAI 2025 Revizia A6 la Total General și de 96,94% la categoria Cheltuieli proprii Companiei (în condițiile în care valoarea aprobată pentru cheltuieli de investiții proprii Companiei a rămas nemodificată în PAI Revizia A6 față de PAI aprobat AGA).

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 538 mil lei și reprezintă 90,6% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2025.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 97 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pentru anul 2025 a fost revizuit de șase ori până la 31.12.2025.

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.

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.

## ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în 2025 sunt:

- Construirea unei noi linii electrice aeriene (LEA) de 400 kV simplu circuit (S.C.) Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 688,35 mil lei,
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Anina – Reșița – Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (etapa III) – 185,21 mil lei,
- Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și retehnologizarea stației 110 kV Teleajen – 161,95 mil lei.

## FONDURI EUROPENE

### **Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București**

Investiția în formarea tinerilor reprezintă un obiectiv de bază pentru Companie.

Transelectrica participă 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”**.

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 perioada ianuarie-iunie 2025, cei 11 elevi ai Colegiului Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei” București, cu care am încheiat contracte individuale de pregătire practică în învățământul dual, au continuat stagiile de practică în cadrul Companiei.



De asemenea, au avut loc întâlniri pentru desemnarea unor specialiști din cadrul Companiei care să fie cadre didactice asociate în cadrul programului de licență dual “Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile”.

În luna mai 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, în cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București. Pentru acest program de masterat, tot în luna mai a avut loc prima sesiune de admitere, iar din comisia de admitere a făcut parte și un reprezentant al Companiei.

În luna iulie 2025 a avut loc a doua sesiune de admitere la programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, din comisia de admitere făcând parte și un reprezentant al Companiei.

În luna august 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de licență dual “Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile”.

În perioada octombrie-decembrie 2025, au fost încheiate 35 de contracte individuale de studii și pregătire practică cu studenți de la Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București, astfel: 20 de contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru programul de licență „Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile” și 15 contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru programul de masterat „Sisteme de energie regenerabilă”.

Studenții de la programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă” au efectuat în lunile noiembrie-decembrie 2025 cinci săptămâni de practică în cadrul DEN și la Sucursala București.

A fost încheiat Actul Adițional nr. 3 la Contractul de parteneriat pentru constituirea consorțiului pentru învățământ dual integrat Centrul de expertiză în regiunea București-Ilfov, prin care au fost integrați în Consorțiu noi parteneri.

### **Fondul de Modernizare**

În prezent sunt în derulare 11 Contracte de finanțare:

1. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Medgidia Sud-Constanța Nord, echipată cu un singur circuit;
2. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN;
3. Etapa II “Axul Banat”, Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, Retehnologizarea stației 110 /220 kV Timișoara și trecerea la 400 kV;
4. Etapa III “Axul Banat”, Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV Timișoara/Săcălaz – Arad, Retehnologizarea stației de 110kV Arad și trecerea la 400kV și construirea noii stații Săcălaz de 400 kV;
5. Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu;
6. Proiect pilot - Retehnologizarea Stației de 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;
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);
9. Digitalizarea RET prin instalarea a 2 sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, și pentru Monitorizarea calității energiei electrice;
10. Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului;
11. Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit.

În perioada ianuarie-decembrie 2025, pentru proiectele 1-11, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres pentru semestrul I al anului 2025, precum și alte categorii de informații solicitate de către Minister (raportări aferente procedurilor de achiziții publice etc).

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.

În perioada ianuarie-decembrie 2025 au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare, în valoare totală de 86.559.560,25 lei.

#### **Proiectul “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 anul 2025 au fost depuse 2 (două) cereri de rambursare cu o valoare totală rambursată de 34.442.727,08 lei către Autoritatea de Management – POIM.*

Prin semnarea Contractului de finanțare nr. 146 din 12 decembrie 2024, proiectul Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit Gutinaș-Smârdan a intrat în Etapa a II-a de implementare începând cu 1 ianuarie 2025. Această fază este finanțată din Programul de Dezvoltare Durabilă 2021-2027 (cod MySMIS2021+: 326878), beneficiind de o alocație nerambursabilă de

100.339.057,89 lei din Fondul de Coeziune. Etapa inițială, finalizată la 31 decembrie 2024, a fost susținută prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (cod MySMIS2014+: 129245), cu o finanțare de 138.136.986,79 lei din Fondul European de Dezvoltare Regională.

Lansarea publică a etapei a doua a fost marcată prin publicarea anunțului în presa națională la 6 martie 2025, urmată de organizarea, în 26 martie 2025, a ședinței oficiale de începere a derulării Contractului de finanțare din fonduri nerambursabile nr. 146/2024.

A fost inițiată implementarea Hotărârii de Guvern nr. 174/2025 din 27 februarie 2025, care aprobă scoaterea definitivă din fondul forestier național a 0,1941 ha și ocuparea temporară a 32,6358 ha pentru realizarea LEA 400 kV d.c. Gutinaș-Smârdan, astfel, în perioada iulie-august 2025 Regia Națională a Pădurilor – Romsilva a predat integral suprafețele către CNTEE Transelectrica SA, cu respectarea obligațiilor privind regenerarea și compensațiile silvice. În consecință, antreprenorului i-a fost acordat accesul efectiv pe amplasamente pentru continuarea lucrărilor, conform programului de execuție.

În luna decembrie 2025 au fost desfășurate două misiuni de verificare de către reprezentanții Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene, având ca obiect activitățile și cheltuielile angajate în perioada 29.12.2023–31.10.2024, solicitate la rambursare prin Cererile de rambursare nr. 1 și nr. 2, încasate integral pe parcursul anului 2025, după cum urmează:

- *în perioada 10–11.12.2025, a fost efectuată misiunea de verificare tehnică la fața locului, desfășurată atât la sediul societății, cât și pe amplasamentul lucrărilor, prin care au fost confirmate realitatea, eligibilitatea și conformitatea cheltuielilor declarate, precum și respectarea contractului de lucrări și a cerințelor procedurale aplicabile.*
- *în perioada noiembrie–decembrie 2025, a fost realizată misiunea de verificare la distanță a evidenței contabile aferente proiectului, care a confirmat existența unui sistem de contabilitate separat, corecta înregistrare a cheltuielilor aferente cererilor de rambursare și respectarea legislației în vigoare în domeniul contabilității.*

#### **Planul REPowerEU**

Planul REPowerEU stabilește o serie de măsuri menite să reducă rapid dependența de combustibilii fosili din Rusia și să accelereze tranziția verde, sporind în același timp reziliența sistemului energetic din UE.

Obiectivul investiției finanțate prin REPowerEU este de a crește flexibilitatea și de a soluționa blocajele din

rețeaua de electricitate pentru accelerarea integrării capacităților suplimentare de energie regenerabilă și pentru creșterea gradului de reziliență a rețelei, consolidând, în același timp, securitatea cibernetică printr-o mai bună capacitate de reacție la atacurile cibernetice.

După semnarea Contractului de finanțare dintre Secretariatul General al Guvernului (Coordonator de reformă și/sau investiție) și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (Beneficiar) din data de 09.04.2024 s-au realizat activități aferente pentru implementarea Investiției 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 56.237.200 euro), finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență, aferentă Componentei 16. REPowerEU, care 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. – Retechnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 13.791.327 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).*



În data de 09.04.2024 a fost semnat Contractul de finanțare 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 perioada ianuarie-decembrie 2025 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului raportări săptămânale, bilunare, trimestriale și rapoarte de progres privind stadiul implementării Investiției 5.

Totodată, pentru 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.* în anul 2025, au fost elaborate, depuse și încasate cereri de transfer, în valoare de 1.152.287,65 lei.

### **Programul „Horizon –Europe”**

*Reprezentanții Companiei participă în cadrul Consorțiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor dezvoltarea proiectelor TwinEU și SmartWin finanțate prin Programul de Cercetare – Inovare al Uniunii Europene Horizon.*

**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 pentru Companie 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*

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 2025 a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.

## Proiecte de Interes Comun

### Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network)

În decursul anului 2025, Compania a reluat procesul de obținere a finanțării prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), alături de partenerii implicați în proiect, Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD.

În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. "Transelectrica" – S.A. a inclus 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 și Roșiori;
- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni,”
- „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”.

Astfel, pentru Proiectul **CARMEN** (Carpathian Modernized Energy Network), în perioada ianuarie-septembrie 2025, s-a desfășurat procesul de elaborare a aplicației de finanțare prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), iar în data de 12 septembrie 2025 a fost depusă aplicația, fiind solicitată la finanțare suma de **71.737.484 euro**.



## Evenimente

În legătură cu **elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul anului 2025**, se pot menționa:

## Incertitudini

- Volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor și implicit a bugetelor și devizelor proiectelor de investiții finanțate din fonduri europene nerambursabile, 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 C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., fapt care a indus întârzieri în asigurarea de către companie, a accesului antreprenorilor la aceste terenuri, având ca efect înregistrarea unor mari întârzieri în implementarea proiectelor și respectarea termenelor de punere în funcțiune a proiectelor de investiții linii electrice aeriene, având, la rândul său ca efect, unele întârzieri în respectarea graficului de rambursare a sumelor eligibile pentru proiectele cu finanțare nerambursabilă. Ca o consecință a acestui fapt, Transelectrica a trebuit să ia în considerare riscul de a nu putea beneficia în totalitate de fondurile nerambursabile europene care i-au fost alocate, cu efect negativ și asupra ratei de absorbție de fonduri europene a României.

## Evenimente

- În luna august 2025 au fost depuse aplicații în vederea obținerii finanțării prin Fondul pentru Modernizare pentru următoarele investiții:
  - *Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines;*
  - *Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș.*

În luna octombrie 2025, cele două investiții au fost confirmate în cadrul celei de-a doua sesiuni a Comitetului de Investiții al Fondului pentru Modernizare ca investiții prioritare.

## Perspective 2026

Compania are în vedere următoarele:

- 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 ale Companiei, precum și cu nevoile identificate în ceea ce privește susținerea 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.

## INVESTIȚII FINANCIARE ALE COMPANIEI

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**
- **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%.



## Alte aspecte

### STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.12.2025 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni	Pondere în total
Statul român prin SGG	43.020.309	58,7%
PAVĂL Holding	4.753.567	6,5%
Fondul de Pensii Administrat Privat NN	4.007.688	5,5%
Alți acționari - persoane juridice	16.839.437	23,0%
Alți acționari - persoane fizice	4.682.121	6,4%
<b>Total</b>	<b>73.303.142</b>	<b>100%</b>

### COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

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

### TARIFE

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE

#### I) Tariful de transport aplicat în trimestrul IV 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T\_G) și de extragere a energiei

nr.68/2024, s-a stabilit tariful de transport aplicat în anul 2025 începând cu data de 1 ianuarie.

electrice din rețea (T\_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T_G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T_L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19.16%

\*Notă: Începând cu data de 1 ianuarie 2025 s-a eliminat noțiunea de "tarif mediu de transport". Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T\_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T\_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T\_G și T\_L. Tariful mediu de transport avea doar o valoare indicativă și reprezenta un indicator al evoluției în timp a tarifului de transport în ansamblul acestuia indiferent de modul de alocare a costurilor pe cele două tarife TG și TL.

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T\_L),

practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

#### Componente tarifare - Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G)	3,29	2,84	0,45

*Componente tarifare - Tarif de iextractie a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)*

	<b>Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:</b>	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 (T_L)	<b>33,03</b>	24,01	7,73	1,29

Valorile planurilor de investiții anuale ale CNTEE „Transelectrica” S.A., aprobate de către ANRE, 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

**II)Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în trimestrul IV 2025**

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 septembrie 2025.

perioadei a V-a de reglementare, au rămas nemodificate față de cele prezentate în *“Raportul aferent trimestrului I 2025”*.

De asemenea, valorile aferente celorlalte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029), au rămas nemodificate față de cele prezentate în *“Raportul aferent trimestrului I 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 începând cu data de 1 septembrie, este de 12,79 lei/MWh, aprobat prin Ordinul ANRE nr.60/2025.

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare (aplicabil de la 01 septembrie 2025) cnf. Ordin ANRE nr.60/2025	Tarif aplicat în perioada 01 iunie 2025 – 31 august 2025 cnf. Ordin ANRE nr.21/2025	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(3)/(4)
<b>Tarif</b>	Lei/MWh	12,79	7,04	81,69%

Ajustarea în sens pozitiv a tarifului începând cu data de 1 septembrie 2025, s-a 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 verificării intermediare la finalul primului semestru al anului 2025 a situației costurilor și veniturilor aferente activității de servicii de sistem, ANRE a ajustat în mod corespunzător valoarea tarifului începând cu data de 1 septembrie 2025.

**Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful pentru achiziția serviciilor de sistem:**

În baza prevederilor articolului nr.25 din cadrul *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, la data de 1 octombrie 2025, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Pe baza datelor transmise și a calculelor efectuate, ANRE a emis Ordinul 73/16.12.2025 prin care se aprobă valoarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026 în valoare de 14,70 lei/MWh.

## EVENIMENTE ULTERIOARE

### Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 08 ianuarie 2026

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 ianuarie 2026:

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;
- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020;
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

### Încheiere Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră

În data de 4 februarie 2026 Compania a informat investitorii asupra semnării la București, de către

Transelectrica și Georgian State Electrosystem JSC (GSE), operatorii de transport și de sistem din România, respectiv Georgia, a unui *Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră*.

Semnarea Memorandumului marchează o nouă etapă în evoluția proiectului, care a parcurs deja faza de studii de fezabilitate, este inclus în Planurile de Dezvoltare a Rețelei pe Zece Ani (TYNDP) ale ENTSO-E pentru 2022 și 2024 și este promovat pentru includerea în ediția TYNDP 2026.

În luna decembrie 2025 proiectul a fost inclus pe lista Proiectelor de Interes Mutua (PMI) ale Uniunii Europene.

Documentul stabilește cadrul de cooperare dintre Transelectrica și GSE pentru pregătirea și avansarea proiectului de interconectare în curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) dintre Georgia și România, prin coordonarea activităților de planificare, studii tehnice, studii marine, evaluări de mediu și sociale, finanțare și reprezentare instituțională la nivel european și internațional.

Proiectul Cablu Submarin în Marea Neagră este dezvoltat în concordanță cu Acordul de Parteneriat Strategic în domeniul energiei verzi, semnat în decembrie 2022 de guvernele Azerbaidjanului, Georgiei, României și Ungariei și are potențialul de a contribui semnificativ la creșterea securității energetice, diversificarea rutelor de transport al energiei electrice și integrarea surselor regenerabile în regiunea Mării Negre și în Uniunea Europeană.

Prin acest demers, Transelectrica își reafirmă angajamentul pentru cooperare regională, dezvoltarea infrastructurii critice de transport al energiei electrice și consolidarea poziției României în arhitectura energetică europeană.

### Moody's reconfirmă rating-ul Baa3

Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Prin acest raport, agenția reconfirmă ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1



## Anexe

**ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare**

[mil RON]	2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
<b>ACTIVE</b>				
<b>Active imobilizate</b>				
Imobilizări corporale	6.182	5.775	407,5	7,1%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	6	(4)	(64%)
Imobilizări necorporale	259	312	(53,9)	(17%)
Imobilizări financiare	88	86	2	2%
<b>Total active imobilizate</b>	<b>6.531</b>	<b>6.179</b>	<b>352</b>	<b>5,7%</b>
<b>Active circulante</b>				
Stocuri	45	47	(2)	(5%)
Creanțe	3.349	3.779	(429)	(11%)
Numerar și echivalente	734	672	62	9%
Impozit pe profit de recuperat	12	-	12	n/a
<b>Total active circulante</b>	<b>4.140</b>	<b>4.497</b>	<b>(357)</b>	<b>(8%)</b>
<b>Total active</b>	<b>10.671</b>	<b>10.676</b>	<b>(5)</b>	<b>(0%)</b>
<b>CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII</b>				
<b>Capitaluri proprii</b>				
Capital social ,din care	733	733	-	0%
<i>Capital social subscris</i>	733	733	-	0%
Primă de emisiune	50	50	-	0%
Rezerve legale	147	147	-	0%
Rezerve din reevaluare	1.404	1.514	(110)	(7%)
Alte rezerve	299	257	42	17%
Rezultat reportat	3.333	3.115	218	7,0%
<b>Total capitaluri proprii</b>	<b>5.966</b>	<b>5.815</b>	<b>151</b>	<b>3%</b>
<b>Datorii pe termen lung</b>				
Venituri în avans pe termen lung	769	537	231	43%
Împrumuturi pe termen lung	1	8	(6)	(81%)
Datorii privind impozitele amânate	214	244	(30)	(12%)
Obligații privind beneficiile angajaților	52	88	(36)	(41%)
Alte datorii pe termen lung	-	6	(6)	(100%)
<b>Total datorii pe termen lung</b>	<b>1.037</b>	<b>883</b>	<b>153</b>	<b>17%</b>
<b>Datorii curente</b>				
Datorii comerciale și alte datorii	3.407	3.862	(454)	(12%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	2	7	(4)	(65%)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	15	18	(3)	(18%)
Obligațiile privind beneficiile angajaților pe termen scurt	11	-	11	n/a
Împrumuturi pe termen scurt	179	24	155	638%
Provizioane	32	33	-	(1%)
Venituri în avans pe termen scurt	21	22	(1)	(3%)
Impozit pe profit de plată	-	13	(13)	(100%)
<b>Total datorii curente</b>	<b>3.669</b>	<b>3.978</b>	<b>(309)</b>	<b>(8%)</b>
<b>Total datorii</b>	<b>4.705</b>	<b>4.861</b>	<b>(156)</b>	<b>(3%)</b>
<b>Total capitaluri proprii și datorii</b>	<b>10.671</b>	<b>10.676</b>	<b>(5)</b>	<b>(0%)</b>

**ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere**

[mil RON]									
Indicator	2025	2024	S1 2025	S1 2024	Bugetat 2025	Realizat 2025 vs 2024	Realizat 2025 vs 2024 (%)	Realizat vs Bugetat 2025	Realizat vs Bugetat 2025 (%)
0	1	2	3	4	5	6=1-2	7=1/2	8=1-5	9=1/5
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	2.263	2.024	1.119	985	2.199	239	12%	64	3%
Venituri din serviciile de sistem	574	633	282	312	629	(59)	(9%)	(55)	(9%)
Venituri din piața de echilibrare	2.676	4.966	1.491	3.229	5.631	(2.290)	(46%)	(2.955)	(52%)
Alte venituri	60	256	32	159	61	(196)	(77%)	(1)	(1%)
<b>Total venituri din exploatare</b>	<b>5.573</b>	<b>7.879</b>	<b>2.922</b>	<b>4.685</b>	<b>8.520</b>	<b>(2.306)</b>	<b>(29%)</b>	<b>(2.946)</b>	<b>(35%)</b>
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(641)	(716)	(358)	(355)	(799)	75	10%	159	20%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	(2.676)	(4.966)	(1.491)	(3.229)	(5.631)	2.289	46%	2.955	52%
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(706)	(524)	(235)	(301)	(629)	(182)	(35%)	(77)	(12%)
Amortizare	(389)	(356)	(192)	(172)	(392)	(32)	(9%)	4	1%
Cheltuieli cu personalul	(412)	(373)	(202)	(187)	(410)	(39)	(11%)	(2)	(0%)
Reparații și mentenanță	(161)	(129)	(60)	(52)	(171)	(32)	(25%)	10	6%
Materiale și consumabile	(11)	(9)	(3)	(3)	(14)	(3)	(29%)	2	17%
Alte cheltuieli din exploatare	(257)	(240)	(118)	(118)	(314)	(17)	(7%)	57	18%
Pierdere/ (câștig) din deprecierea creanțelor	(6)	16	-	-	-	(22)	n/a	(6)	n/a
Alte câștiguri sau pierderi	8	(5)	-	-	(2)	13	n/a	11	n/a
<b>Total cheltuieli din exploatare</b>	<b>(5.252)</b>	<b>(7.301)</b>	<b>(2.658)</b>	<b>(4.418)</b>	<b>(8.363)</b>	<b>2.049</b>	<b>28%</b>	<b>3.111</b>	<b>37%</b>
<b>Profit din exploatare</b>	<b>321</b>	<b>579</b>	<b>264</b>	<b>267</b>	<b>157</b>	<b>(258)</b>	<b>(44%)</b>	<b>164</b>	<b>105%</b>
Venituri financiare	35	27	55	20	23	8	30%	12	52%
Cheltuieli financiare	(8)	(14)	(30)	(4)	(4)	6	45%	(3)	(72%)
<b>Rezultat financiar</b>	<b>28</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>107%</b>	<b>9</b>	<b>47%</b>
<b>Profit înainte de impozitul pe profit</b>	<b>349</b>	<b>592</b>	<b>290</b>	<b>283</b>	<b>176</b>	<b>(243)</b>	<b>(41%)</b>	<b>173</b>	<b>98%</b>
Impozit pe profit	11	(6)	(33)	(20)	(23)	17	n/a	33	n/a
<b>Profitul exercițiului</b>	<b>360</b>	<b>586</b>	<b>256</b>	<b>264</b>	<b>153</b>	<b>(226)</b>	<b>(39%)</b>	<b>207</b>	<b>n/a</b>

**ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie**

[Mil RON]	2025	2024	Δ
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare</b>			
Profitul/pierderea perioadei	360	585,92	(226,1)
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(10,69)	6,27	(17,0)
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobiliarilor (inclusiv CPT suplimentar)	388,80	356,46	32,3
Venituri din productia de imobilizari necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	(0,92)	(102,02)	101,1
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	2,26	(0,00)	2,3
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(0,78)	(2,43)	1,7
Pierderi din creanțe și debitori diverși	3,90	3,04	0,86
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	1,06	(13,43)	14,5
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	3,80	(1,48)	5,3
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,54	2,12	(1,6)
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(7,23)	0,01	(7,2)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(3,71)	(24,23)	20,5
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(26,75)	(15,41)	(11,3)
<b>Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant</b>	<b>710,10</b>	<b>794,84</b>	<b>(84,7)</b>
<b>Modificări în:</b>			
Clienți și conturi asimilate	422,84	(1.650,31)	2.073,2
Stocuri	(1,46)	5,39	(6,8)
Datorii comerciale și alte datorii	(505,87)	1.651,75	(2.157,62)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3,33)	(0,08)	(3,3)
Venituri în avans	243,78	42,86	200,9
<b>Fluxuri de trezorerie activitate exploatare</b>	<b>866,05</b>	<b>844,46</b>	<b>21,6</b>
Dobânzi plătite	(1,58)	(2,03)	0,4
Impozit pe profit plătit	(42,93)	(29,12)	(13,8)
<b>Numerar net generat din activitatea de exploatare</b>	<b>821,54</b>	<b>813,30</b>	<b>8,2</b>
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții</b>			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(681,53)	(674,30)	(7,2)
Titluri de participare deținute la GECO POWER COMPANY CORRIDOR POWER COMPANY SRL	(3,75)	-	(3,8)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	29,10	42,49	(13,4)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	3,51	3,33	0,2
Dobânzi încasate	11,56	6,83	4,7
Dividende încasate	23,12	15,76	7,4
<b>Numerar net utilizat în activitatea de investiții</b>	<b>(617,99)</b>	<b>(605,88)</b>	<b>(12,1)</b>
<b>Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare</b>			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(24,24)	(23,98)	(0,26)
Utilizare linie de credit capital de lucru	172,42	-	172,4
Plăți leasing clădire	(10,83)	(10,66)	(0,2)
Dividende plătite	(278,80)	(20,58)	(258,2)
<b>Numerar net utilizat în activitatea de finanțare</b>	<b>(313,86)</b>	<b>(55,22)</b>	<b>(86,2)</b>
<b>Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar</b>	<b>(110,31)</b>	<b>152,20</b>	<b>(90,1)</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie</b>	<b>671,56</b>	<b>519,36</b>	<b>152,2</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei</b>	<b>561,25</b>	<b>671,56</b>	<b>62,1</b>

**ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari preliminari conform Regulamentului 5/2018 ASF**

Indicatori	Formula de calcul	2025	2024
<b>Indicatorul lichidității curente (x)</b>	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,13	1,13
<b>Indicatorii gradului de îndatorare* (x):</b>			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	3,07%	0,67%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	2,98%	0,66%
<b>Viteza de rotație clienți (zile)</b>	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	71,20	51,58
<b>Viteza de rotație active immobilizate (x)</b>	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active immobilizate}}$	0,84	1,24

\* 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 clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți factură de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerți, din mecanismul de cuplare piețe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.

**Obiectiv/Indicatori de performanță DIRECTORAT conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025**

Nr. crt.	Denumire indicatori	U.M.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025	Grad de indeplinire
<b>Indicatori financiari</b>						
1	Rata cheltuielilor de capital	%	5,00%	<b>6,48%</b>	5,57%	5,00%
2	Realizarea Planului Anual de Investiții în procentele enunțate din Planul de Investiții aprobat de AGA	%	10,00%	<b>104,91%</b>	91%	10,00%
3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001 )	%	25,00%	-	50%	25,00%
4	Rata lichidității curente	nr	25,00%	<b>1,13</b>	1,04	25,00%
5	Rata de rotație a activelor	nr	5,00%	<b>0,52</b>	0,52	5,00%
6	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,00%	<b>3,37%</b>	2,05%	5,00%
<b>TOTAL INDICATORI FINANCIARI</b>			<b>75,00%</b>			<b>75,00%</b>
<b>Indicatori nefinanciari</b>						
1	Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	10,00%	<b>97%</b>	90%	10,00%
2	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	3,00%	<b>22,82</b>	18,00	3,00%
3	Numărul de instruirii în materie de siguranță	nr	3,00%	<b>5,00</b>	5,00	3,00%
4	Număr de reuniuni, Comitet Directorat	nr	3,00%	<b>66</b>	38	3,00%
5	Consumul intern de energie electrică	MW	3,00%	<b>46.204</b>	46.400	3,00%
<b>Indicatori necomerciali</b>						
6	Diferența de remunerare sex feminin versus sex masculin	%	3,00%	<b>5,08%</b>	0,50%	-
<b>TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI și NECOMERCIALI</b>			<b>25,00%</b>			<b>22,00%</b>
<b>TOTAL INDICATORI</b>			<b>100,00%</b>			<b>97,00%</b>

**Obiectiv/Indicatori de performanță CS conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025**

Nr. crt.	Denumire indicatori	u.m.	Pondere în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025	Grad de indeplinire
<b>Indicatori financiari</b>						
1	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	20,00%	<b>205</b>	4,00	20,00%
2	Plăți restante la Bugetul de Stat	lei	15,00%	<b>0,0</b>	0%	15,00%
3	Reducerea Arieratelor	lei	15,00%	<b>0,0</b>	0%	15,00%
	<b>TOTAL INDICATORI FINANCIARI</b>		<b>50,00%</b>			<b>50,00%</b>
<b>Indicatori nefinanciari</b>						
1	Rata de retenție a clienților	%	5,00%	<b>100%</b>	100,00%	5,00%
2	Scorul de satisfacție al clienților	%	5,00%	<b>98%</b>	75%	5,00%
3	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	nr	15,00%	<b>24</b>	10	15,00%
4	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	15,00%	<b>17</b>	10	15,00%
5	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	%	10,00%	<b>DA</b>	DA	10,00%
	<b>TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI</b>		<b>50,00%</b>			<b>50,00%</b>
	<b>TOTAL INDICATORI</b>		<b>100,00%</b>			<b>100,00%</b>

**ANEXA 5: Acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-decembrie 2025**

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-decembrie 2025.

**ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-decembrie 2025**

**Consiliul de Supraveghere**

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Consiliului de Supraveghere.

**Directorat**

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Directoratului Companiei.

**ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul IV 2025 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.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 2420/2025	Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare 3	48	25.111	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
2	C 2537/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zonele STT Cluj, STT Pitești, STT Sibiu, STT Timișoara în stațiile electrice: 400 kV Gădălin, 400 kV Bradu, 400/220/110/6 kV Iernut, 220 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș	4,5	24.039	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
3	C 2539/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Bacău în stațiile electrice: 220/110/20/6 kV FAI, 400/220/110 kV Gutinaș, 400/110 kV Roman Nord	4,5	13.756	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
4	C 2538/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Craiova în stațiile electrice 220 kV Ișalnița, 220/110/20 kV Târgu Jiu Nord, 220/110 kV Craiova Nord, 220/110/20/6 kV Turnu Severin Est, 220/110 kV Calafat	4,5	12.529	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
5	BA 55/2025	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT Bacău	36	15.924	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
6	CJ 2726/2025	Lucrări de întărire rețea 20 kV în vederea alimentării cu energie electrică a UM 01969 Câmpia Turzii	18	3.839	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
7	C 2303/2025	Servicii de audit financiar pentru perioada 2025-2027	36	3.527	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
8	C 2285/2025	Contract subsecvent nr. 2 la acordul cadru C 351/28.05.2024 "Servicii de asigurări voluntare de sănătate pentru personalul CNTEE Transelectrica SA"	12	-	622	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare
9	C 2589/2025	Servicii de asigurare RCA si CASCO pentru autovehiculele proprietatea CNTEE Transelectrica SA	12	1.621	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
10	SB 26/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru sisteme de detecție, semnalizare, localizare și de stingere automată a incendiilor instalate în obiectivele STT Sibiu	36	1.321	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
11	C 2452/2025	Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din rețea (proiectare)	36	1.434	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
12	C 2283/2025	Servicii mentenanță și suport tehnic pentru programele PSS ODMS și PSS E	36	1.046	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la procedură concurențială de ofertare
13	CR 2381/2025	Servicii de reparații și mentenanță a sistemelor de detecție și stingere incendiu instalate la obiective din cadrul STT Craiova	39	1.038	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
14	BA 48/2025	RC racorduri LEA 220 kV din stația Gutinaș - AT1,AT2,TA7,TA8 Borzesti (Proiectare)	7	764	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
15	CR 2527/2025	Servicii de curățenie la sediile STT Craiova și 5 Stații electrice	24	681	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
16	C 2514/2025	Servicii de asigurare de răspundere civilă profesională a funcției de membru al consiliului de supraveghere și al directoratului CNTEE Transelectrica SA (inclusiv presedinții)	12	612	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
17	CT 37/2025	Modernizare sistem comanda control protecții în stația 400 kV Cernavoda (Proiectare)	12	557	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

## Anexa 6 – 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
„CAB”	Curtea de Apel București
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„Companie”. „CNTEE”. „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„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
„ENTSOE”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MFP”	Ministerul Finanțelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„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
„RS”	Reglaj secundar
„RTL”	Reglaj terțiar lent
„SMART”	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SS”	Serviciul de sistem
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„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**