

CNTEE TRANSELECTRICA SA
RAPORTUL
CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE
ASUPRA ACTIVITĂȚII DE ADMINISTRARE



RAPORT S1 2023

	Structura corporativă	1
	Activitatea Consiliului de Supraveghere	6
	Date financiare	9
	Date operaționale	21
	Dezvoltare RET	26
	Alte aspecte	30
	Anexe	33

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.

Raportul semestrial al Consiliului de Supraveghere, elaborat în conformitate cu cerințele legislației pieței de capital, a fost revizuit de membrii Consiliului de Supraveghere. Informațiile prezentate în Raportul semestrial oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Companiei pentru semestrul I al anului 2023.

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 interimare separate simplificate la data și pentru perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2023, au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 – “Raportarea Financiară Interimară” și au fost verificate de către Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere în sedința din data de 10 august 2023.

Cu deosebită considerație,

Cătălin-Andrei DASCĂL	Teodor ATANASIU	Costin-Mihai PĂUN	Alexandru-Cristian VASILESCU	Luminița ZEZEANU	Gheorghe STERP VINGĂRZAN	Virgil Dumitru ORLANDEA
Președinte CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS



Seven handwritten signatures in blue ink, corresponding to the names listed in the table above, are written across the bottom of the page.



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).

La data prezentului raport, componența Consiliului de Supraveghere („CS” sau „Consiliul”) al Transelectrica este următoarea:

- **Cătălin-Andrei DASCĂL - Președinte al Consiliului de Supraveghere**

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

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**

Domnul Teodor ATANASIU, începând cu data de 22 august 2022 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.

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.

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 (IFI - Banca Europeană de Investiții, KfW, etc.).

Domnul PĂUN a conceput, condus și implementat proiecte europene și internaționale finanțate de Comisia Europeană și IFI, 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 „Electrica 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.

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

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

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

• **Gheorghe STERP VINGĂRZAN- Membru în Consiliul de Supraveghere**

Domnul Gheorghe Sterp – Vingărzan s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, începând cu data de 22 august 2022, cu o expertiză bogată în management și administrare prin prisma activității avute în funcții de conducere, atât în administrația publică, cât și în mediul privat.

În perioada 2009-2011, domnul Gheorghe Sterp – Vingărzan a fost Director coordonator adjunct în departamentul economic al Casei de Cultură a Studenților Sibiu (structură aparținând Ministerului Tineretului și Sportului), iar în intervalul 2011-2012 a ocupat funcția de Director al Clubului Sportiv Municipal Sibiu.

Din 2012 până în prezent, domnul Vingărzan este Director General al societății SC Stevi – TransTaxi SRL.

Domnul Gheorghe Sterp – Vingărzan este licențiat în științe economice al Universității „Lucian Blaga” din Sibiu, în cadrul Facultății de Științe Economice, unde și-a dezvoltat competențele în domeniul administrării afacerilor. De asemenea, în continuarea studiilor aferente domeniului administrării afacerilor, domnul Vingărzan a urmat un program de master în cadrul Universității „Lucian Blaga”, având specializarea „Strategii și politici de management și marketing ale firmei”.

• **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 august 2022 domnia sa a ocupat poziția de director la Autoritatea de Management „Programul Operațional Regional Sud – Muntenia 2021 – 2027” – Agenția pentru Dezvoltare Regională Sud Muntenia.

Începând cu luna august 2022 până în prezent, ocupă funcția de Director Direcția Fonduri Europene la SNTGN Transgaz.

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

Virgil Dumitru ORLANDEA - Membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Virgil Dumitru ORLANDEA ocupă poziția de membru în Consiliul de Supraveghere al Transelectrica din 21 octombrie 2021, cu o consistentă experiență de management.

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

Astfel, în perioada 2010 – 2012, domnul Orlandea a avut calitatea de membru în Consiliul de Administrație și Supraveghere a 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”.

COMITETELE CONSULTATIVE ALE CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

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

Comitetul de audit

Membrii acestui comitet sunt: Luminița ZEZEANU (președinte), Teodor ATANASIU, Gheorghe STERP VINGĂRZAN, Cătălin-Andrei DASCĂL, Costin-Mihai PĂUN

Comitetul de audit asistă CS 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 de nominalizare și remunerare

Membrii acestui comitet sunt Alexandru-Cristian VASILESCU (președinte), Gheorghe STERP VINGĂRZAN, Costin-Mihai PĂUN, Dumitru-Virgil ORLANDEA, Cătălin-Andrei DASCĂL având în atribuții următoarele activități:

- formulează propuneri pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului,
- elaborează și face propuneri Consiliului de Supraveghere în ceea ce privește procedura de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere, a membrilor Directoratului Companiei și pentru alte funcții de conducere,
- formulează propuneri privind remunerarea membrilor Directoratului Companiei și a altor funcții de conducere, cu respectarea limitelor generale ale remunerațiilor aprobate de Adunarea generală a acționarilor,
- coordonează procesul de numire a membrilor Directoratului,
- prezintă în Raportul Anual suma totală a remunerației directe și indirecte a membrilor Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere.

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

Membrii acestui comitet sunt Costin-Mihai PĂUN (președinte), Alexandru-Cristian VASILESCU, Luminița ZEZEANU, Teodor ATANASIU, Dumitru Virgil ORLANDEA

Comitetul pentru investiții și securitate energetică desfășoară următoarele activități:

- consultarea și monitorizarea implementării Strategiei și Planului de Investiții pe termen mediu, scurt și lung ale Companiei;
- consiliează 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.



Activitatea Consiliului de Supraveghere

ACTIVITATEA CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

Pe durata primului semestru al anului 2023, membri Consiliului de Supraveghere s-au întrunit în 12 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 pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări „Stația de 220kV Ostrovu Mare”, cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări „R.C. LEA 400Kv Mintia-Arad” dar și cu privire la reorganizarea structurii organizatorice și funcționale a Companiei în ceea ce privește modificarea structurii organizatorice și modificarea regulamentului de organizare și funcționare al Companiei;
- programul de investiții al Companiei pe anul 2023 și cheltuielile de investiții estimate pentru anii 2024 și 2025;
- bugetul de venituri și cheltuieli pentru anul 2023 precum și estimările pentru anii 2024 și 2025;
- situațiile financiare separate preliminare la data și pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2022, Raportul preliminar trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2022 privind activitatea economico-financiară a Companiei întocmit conform cerințelor pieței de capital, Raportul de activitate al Directoratului pentru trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2022, întocmit conform prevederilor OUG nr.109/2011;
- situațiile financiare separate și consolidate la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2022, Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale și consolidate pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2022, Raportul de activitate al anului 2022 al Consiliului de Supraveghere întocmit conform prevederilor art.55 din OUG nr.109/2011 privind governanța corporativă a întreprinderilor publice;
- acordul cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări „Trecere la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săscălaz-Arad, etapa II: LEA 400kV d.c. Reșița-Timișoara-Săscălaz”
- acordul cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de

furnizare „Retehnologizare stația 110kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săscălaz-Arad, etapa II: Stația Timișoara 400kV Timișoara

În semestrul I 2023, s-au desfășurat 4 (patru) ședințe ale **Comitetului de Audit**, în cadrul cărora au fost verificate Situațiile financiare interimare aferente exercițiului financiar 2022, au fost verificate Bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2023 și estimările pentru anii 2024-2025. A fost elaborat Raportul Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA aferent anului 2022 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 2022, însoțite de Raportul auditorului financiar.

În aceeași perioadă, s-au desfășurat 4 (patru) ședințe ale **Comitetului de Nominalizare și Remunerare** în care membrii acestui comitet au elaborat Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2022.

De asemenea, au fost formulate propuneri și recomandări pentru ocuparea poziției de membru provizoriu al Directoratului Companiei.

În cele ce urmează sunt prezentate detaliat subiectele discutate în ședințele CS din semestrul I:

- În ședința din **25.01.2023**, Consiliul de Supraveghere a verificat Programul de investiții al Companiei pe anul 2023 și cheltuielile de investiții estimate pentru anii 2024 și 2025,
- a verificat Bugetul de venituri și cheltuieli pentru anul 2023 precum și estimările pentru anii 2024-2025,
- a solicitat demararea unei misiuni de audit extern asupra modului de constituire a fondului de primiere, modalitatea/criteriile de acordare a primelor, concomitent cu transmiterea către auditorul extern a adreselor domnului Cătălin Sava, acționar al Companiei, avertizor de integritate și director în cadrul Unității Management Integrat Comercial

Achiziții din cadrul Companiei, precum și a oricăror documente și informații relevante ce urmează a fi solicitate de către auditorul extern în vederea realizării misiunii de audit,

- a aprobat demararea acțiunii de cumparare a cotei-părți de 49,60% deținută de către filiala Smart SA din imobilul Centru de Instruire Păltiniș,

- și-a exprimat acordul cu privire la operațiunea de modificare a structurii organizatorice a Companiei prin completarea denumirii "Departamentului de Excelență în Energetică" cu numele dr.ing.Stelian Alexandru Gal, respectiv „Departamentul de Excelență în Energetică dr.ing.Stelian Alexandru Gal”,

- a solicitat analize privind:

- ultimii cinci ani a indicatorilor economico-financiar,;
- detaliere a surselor de finanțare pe următorii trei ani,
- măsurile ce se au în vedere pentru a se acoperi deficitul din cadrul BVC capitolul - venituri din activități non-profit.

• În ședința din data de **24.02.2023** Consiliul de Supraveghere, în conformitate cu prevederile art.18 alin.(4) din Actul constitutiv al Companiei a ales ca Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul DASCĂL Cătălin-Andrei,

- s-a constituit Comitetul de Audit și s-au desemnat în calitate de membri ai Comitetului de Audit:

- ZEZEANU Luminița – președinte
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- PĂUN Costin-Mihai

În ședința din data de **28.02.2023**, în conformitate cu prevederile art.XX alin.(4) din Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere s-a constituit Comitetul de Nominalizare și Remunerare și s-au desemnat în calitate de membri:

- VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe
- PĂUN Costin-Mihai
- ORLANDEA Dumitru Virgil
- DASCĂL Cătălin-Andrei

a fost constituit Comitetul de Audit desemnându-se în calitate de membri:

- ZEZEANU Luminița - președinte
- ATANASIU Teodor
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- PĂUN Costin-Mihai

a fost constituit Comitetul pentru Investiții și Securitate Energetică desemnându-se în calitate de membri:

- PĂUN Costin-Mihai – președinte
- VASILESCU Alexandru-Cristian
- ZEZEANU Luminița
- ATANASIU Teodor
- ORLANDEA Dumitru Virgil.

• În ședința din data de **22.03.2023** au fost verificate situațiile financiare separate și consolidate la data și pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2022,

- s-a luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare separate și consolidate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2022,

- s-a verificat Raportul anual asupra situațiilor financiare separate și consolidate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2022,

- s-a aprobat forma finală a Raportului de activitate al anului 2022 al Consiliului de Supraveghere întocmit conform prevederilor art.55 din OUG nr.109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice,

- s-a luat act de Raportul aferent anului 2022 al Comitetului de Audit din cadrul CS asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative din cadrul Companiei, întocmit conform prevederilor noului Cod de guvernare corporativă al Bursei de Valori București

- s-a luat act de Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2022, de Politica de remunerare a membrilor conducerii executive și neexecutive a Companiei și de Raportul privind activitatea Directoratului în perioada ianuarie-decembrie 2022.

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de furnizare „Sistem de Monitorizare a Calității Energiei Electrice PQMS”.

• În ședința din data de **28.03.2023** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la reorganizarea structurii organizatorice și funcționale a Companiei, respectiv în ceea ce privește modificarea structurii organizatorice (organigrama) și modificarea regulamentulului de organizare și funcționare al Companiei. Astfel, Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la desființarea următoarelor sedii secundare ale Companiei:

- Unitatea Teritorială de Transport Bacău,

- Unitatea Teritorială de Transport București,
- Unitatea Teritorială de Transport Cluj,
- Unitatea Teritorială de Transport Craiova,
- Unitatea Teritorială de Transport Timișoara,
- Unitatea Teritorială de Transport Constanța,
- Unitatea Teritorială de Transport Pitești,
- Unitatea Teritorială de Transport Sibiu.

În cadrul aceleiași ședințe și-a exprimat acordul cu privire la înființarea următoarelor sedii secundare ale Companiei:

- Sucursala Teritorială de Transport Bacău,
- Sucursala Teritorială de Transport București,
- Sucursala Teritorială de Transport Cluj,
- Sucursala Teritorială de Transport Craiova,
- Sucursala Teritorială de Transport Timișoara,
- Sucursala Teritorială de Transport Constanța,
- Sucursala Teritorială de Transport Pitești,
- Sucursala Teritorială de Transport Sibiu.

• În ședința din data de **19.04.2023** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări Stația de 220kV Ostrovu Mare.

• În ședința din data de **24.04.2023** Consiliul de Supraveghere a luat act de renunțarea domnului Gabriel Andronache la mandatul de membru provizoriu al Directoratului Companiei, Compania reprezentată prin Consiliul de Supraveghere, a renunțat la beneficiul termenului de preaviz prevăzut în contract.

În cadrul aceleiași ședințe, Consiliul de Supraveghere a ales ca Președinte al Directoratului denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei pe domnul Ștefăniță Munteanu.

• În ședința din data de **15.05.2023** au fost verificate situațiile financiare interimare separate simplificate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 martie 2023, s-a luat act de Raportul pentru trimestrul I 2023 privind activitatea economico-financiară a Companiei întocmit conform cerințelor pieței de capital și de Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru trimestrul I 2023 întocmit conform prevederilor OUG nr.109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice.”

În cadrul aceleiași ședințe Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări „Trecere la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săscălaz-Arad, etapa II: LEA 400kV d.c. Reșița-Timișoara-Săscălaz” și cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de furnizare

„Retehnologizare stația 110kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săscălaz-Arad, etapa II: Stația Timișoara 400kV Timișoara.

• În ședința din data de **24.05.2023** membrii Consiliului de Supraveghere și-au exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție a unui contract de credit pentru acordare plafon pentru emitere scrisori de garanție bancară de plată cu o valabilitate de 12 luni.

În cadrul aceleiași ședințe și-au exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de furnizare „Modernizarea Sistemului de mesagerie Electronică în cadrul TEL”.

Și-a exprimat acordul cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări „R.C. LEA 400kV Mintia-Arad”

• În ședința din data de **20.06.2023** 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.

În cadrul aceleiași ședințe au ales ca Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul DASCĂL Cătălin-Andrei și a fost constituit Comitetul de Nominalizare și Remunerare desemnându-se în calitate de membri:

- VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe
- PĂUN Costin-Mihai
- ORLANDEA Dumitru Virgil
- DASCĂL Cătălin-Andrei

a fost constituit Comitetul de Audit desemnându-se în calitate de membri:

- ZEZEANU Luminița - președinte
- ATANASIU Teodor
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- PĂUN Costin-Mihai

a fost constituit Comitetul pentru Investiții și Securitate Energetică desemnându-se în calitate de membri:

- PĂUN Costin-Mihai – președinte
- VASILESCU Alexandru-Cristian
- ZEZEANU Luminița
- ATANASIU Teodor
- ORLANDEA Dumitru Virgil.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 30 iunie 2023 este prezentată în tabelele de mai jos. Rezultatele financiare la S1 2023 nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora pentru aceeași perioadă este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere				
[mil RON]	S1 2023	S1 2022	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	24,97	26,90	(1,93)	(7%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	993	858	135	16%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:				
<i>Tarif reglementat</i>	963	833	130	16%
<i>Alte venituri din PE*</i>	748	694	54	8%
<i>Interconexiune</i>	34	12	22	n/a
Alte venituri	181	127	54	43%
Costuri operaționale	30	25	5	21%
Cheltuieli privind operarea sistemului	608	714	(107)	(15%)
Reparații și mentenanță	307	466	(159)	(34%)
Cheltuieli cu personalul	44	41	3	7%
Alte costuri	158	132	26	20%
EBITDA	98	75	23	31%
Amortizare	385	143	242	n/a
EBIT	167	128	39	30%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT	218	15	203	n/a
Venituri operaționale	1.207	1.747	(540)	(31%)
V.Servicii de sistem	189	252	(62)	(25%)
V.Piața de echilibrare	1.018	1.495	(477)	(32%)
Costuri operaționale	1.248	1.726	(478)	(28%)
C.Servicii de sistem	231	231	-	n/a
C.Piața de echilibrare	1.017	1.495	(478)	(32%)
EBIT	(41)	21	(62)	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	2.200	2.604	(404)	(16%)
Costuri operaționale	1.855	2.440	(585)	(24%)
EBITDA	344	164	180	n/a
Amortizare	167	128	39	30%
EBIT	177	36	141	n/a
Rezultat financiar	2	(3)	5	n/a
EBT	179	33	146	n/a
Impozit pe profit	18	5	13	n/a
Profit net	162	28	134	n/a

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

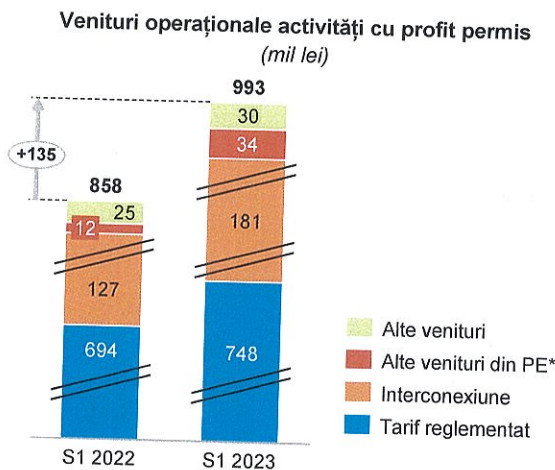
În intervalul ianuarie–iunie 2023, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (24,97 TWh) a înregistrat o scădere de 7% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2022 (diferența între cele două perioade fiind de -1,93 TWh).

Segmentul profit permis



Venituri operaționale

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere de 16% a veniturilor (993 mil lei în S1 2023 față de 858 mil lei în S1 2022) pe fondul creșterii în principal a veniturilor din interconexiune, cât și a veniturilor din transport.



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

Creșterea veniturilor din transport și a altor venituri pe piața de energie (963 mil lei la S1 2023 față de 833 mil lei în S1 2022) este influențată în principal, de evoluția veniturilor din interconexiune. Veniturile obținute din aplicarea tarifului de transport au înregistrat o creștere de 54 mil. lei (+8%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

În intervalul ianuarie-iunie 2023 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere semnificativă, de la 127 mil lei în S1 2022 la 181 mil lei în S1 2023 motivată de următoarele:

- prețului unitar al energiei electrice care a crescut în toată Uniunea Europeană, determinând o diferență mare de preț între piețele cuplate. *Alocările implicite, în care se atribuie simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.*
- deficitului de energie înregistrat la nivel european,

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

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Cele anuale, lunare și intrazilnice (*granițele cu Serbia, Ucraina*) sunt explicite - se licitează doar capacitatea de transport, iar cele zilnice și cele 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).

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 actualizat și Regulamentul UE nr. 943 din 05 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost mai mari în S1 2023 (+1,75 mil lei) comparativ cu aceeași perioadă din anul 2022 (0,24 mil lei) și provin în principal din schimburile programate de energie electrică cu țările perimetrice (țările care nu fac parte din mecanismul ITC), respectiv Ucraina și Moldova.

Începând cu data de 01.09.2022, tariful pentru schimburile cu țările perimetrice s-a modificat de la 0,6 EUR/MWh la 1,2 EUR/MWh, ceea ce a condus la o creștere a veniturilor înregistrate comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent. La aceasta s-a adăugat faptul că în lunile februarie și martie 2022, schimburile cu Ucraina au fost puternic reduse din cauza debutului conflictului armat din regiune, iar schimburile cu Moldova au început abia în luna octombrie 2022.

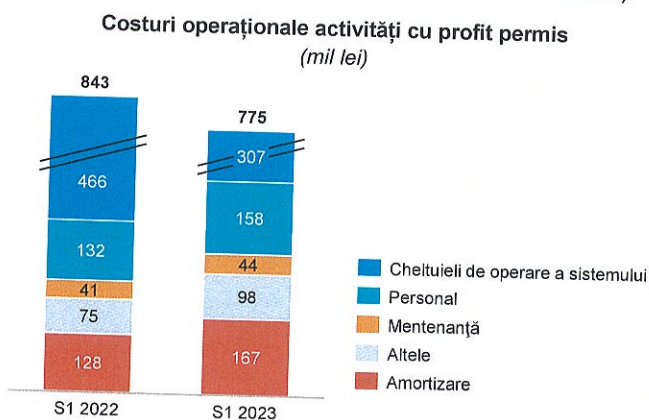
Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat pe Piața de Echilibrare.

Pentru S1 2023, Compania a înregistrat o creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent a **veniturilor din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT)** în sumă de +10 mil lei.

În structura acestor venituri, tranzacțiile pe Piața intrazilnică au fost mai mici decât cele realizate în anul precedent, având în vedere că o mare parte din CPT necesar a fost achiziționat pe piețele pe termen lung prin mecanismul MACEE (Mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică) și prin contracte bilaterale, iar prețurile pe piețele pe termen scurt au scăzut față de anul precedent, în timp ce tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, în special datorită faptului că au fost înregistrate mai multe intervale cu prețuri de echilibrare negative.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o scădere de 8% (775 mil lei în S1 2023 față de 843 mil lei în S1 2022).



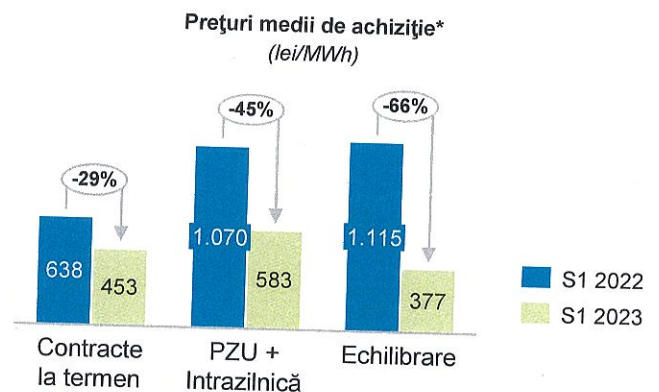
CPT: În intervalul ianuarie-iunie 2023 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic sunt în sumă de 261 mil lei, mai mici cu 40% (-173mil lei) comparativ cu ianuarie-iunie 2022, motivată de următoarele:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele

electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;

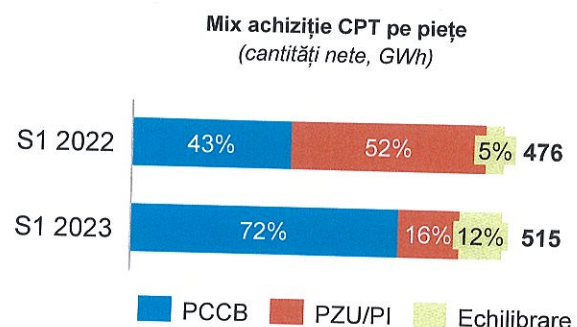
- ca urmare a prevederilor OUG nr. 153/2022, Transelectrica a achiziționat energie electrică pentru acoperirea a 75% din cantitatea aferentă prognozei de CPT validate prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE), la un preț de achiziție reglementat;
- măsurile luate la nivel european în vederea eficientizării consumului de energie, înlocuirea gazului rusesc, reducerea cererii din zona industrială, precum și creșterea ponderii energiei eoliene, în condițiile unei ierni atipice și călduroase, au condus la o scădere a consumului cantităților tranzacționate pe piețele pe termen scurt cu peste 35% și a prețurilor energiei pe aceste piețe.

Astfel, *prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU pe primul semestru a fost mai mic cu circa 50% față de prețul din perioada similară a anului 2022, menținându-se totuși mai ridicat decât prețul din anii precedenți.*



* prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții - vânzări)

Pe toate pietele s-au înregistrat prețuri medii mai mici față de cele din primul semestru din 2022, iar mixul de achiziție (cantitativ net) prezintă următoarele componente în cele două perioade analizate:



Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET în sumă de 25,4 mil lei au înregistrat o creștere în procent de 23,4% față de primul semestru

din anul 2022 când acestea erau în sumă de 20,6 mil lei.

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

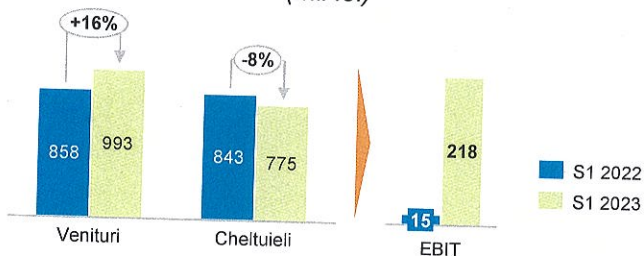
Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În S1 2023 aceste cheltuieli au fost mai mari cu 9,3 lei comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent și reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO) care 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.

Rezultat operațional-profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv de 218 mil lei, în creștere cu +203 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut, creșterea fiind datorată în principal veniturilor din interconexiune și veniturilor din transport în condițiile reducerii costurilor operaționale (inclusiv amortizare) în principal datorită conjuncturii favorabile, fapt ce a condus la reducerea costurilor operaționale pe piața de energie electrică.

Structura EBIT activității profit permis
(mil lei)



Segmentul zero profit

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o scădere în procent de 31% (-540 mil lei) față de aceeași perioadă a anului precedent, de la 1.747 mil lei la 30 iunie 2022 la 1.207 mil lei la 30 iunie 2023 determinată în principal de scăderea cu -477 mil lei a veniturilor pe piața de echilibrare.

Segmentul activităților zero-profit a înregistrat de asemenea o scădere a costurilor cu un procent de 28% (-478 mil lei) comparativ cu aceeași perioadă din anul 2022, de la 1.726 mil lei la 30 iunie 2022 la 1.248 mil lei

la 30 iunie 2023, determinată în principal de scăderea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

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

- de reglementare
 - reglementările naționale privind piața de energie electrică, respectiv OUG nr. 153 din 11 noiembrie 2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei și modificarea OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023 actualizată, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei;
 - reglementările legislative europene privind piața de energie.
 - privind funcționarea pieței
 - evoluția pieței de energie la nivel european și la nivel regional;
 - modul de realizarea a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare;
 - evoluția hidraulicității și producției eoliene;
 - evoluția prețului mediu înregistrat pe piața de echilibrare;
 - evoluția dezechilibrului negativ/pozitiv înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
 - evoluția producției și consumului de energie electrică.

Veniturile privind piața de echilibrare realizate în S1 2023, au fost mai mici cu -477 mil lei față de cele realizate în S1 2022.

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în S1 2023, au fost mai mici cu -478 mil lei față de cele realizate S1 2022. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață.

Pentru anul 2023 se estimează că evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național și contextul european de evoluție al pieței de energie electrică, modul de realizarea a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare, vor avea un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare.

Serviciile de sistem sunt achiziționate de Companie de la producători în scopul asigurării menținerii nivelului de

siguranță în funcționare a SEN și a calității energiei electrice transportată la parametrii ceruți de normele tehnice în vigoare.

Contractarea acestor servicii se realizează:

- în regim reglementat, în baza Hotărârilor de Guvern și a Deciziilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE);
- prin mecanisme concurențiale.

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

În S1 2023 contractarea serviciilor de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru Energia Reactivă. Transelectrica a contractat Energia Reactivă de la Hidroelectrică SA, conform Deciziei ANRE nr.1078/2020.

Pe parcursul ianuarie-iunie 2023, **veniturile din serviciile de sistem** au înregistrat o scădere în procent de 25% comparativ cu ianuarie-iunie 2022 (189 mil lei la 30 iunie 2023 față de 252 mil lei la 30 iunie 2022), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile reducerii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 7%.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem** în S1 2023, a înregistrat o valoare similară comparativ cu aceeași perioadă din 2022 diferența dintre cele două perioade fiind de doar 0,1 mi lei.

Valoarea costurilor cu achiziția STS pentru S1 2023 a fost determinată în principal de următorii factori:

- prețurile de achiziție a serviciilor de sistem pe piața concurențială s-au menținut în jurul valorilor:
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj secundar la valoarea de 79,30 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei terțiare rapide, creștere de putere la valoarea de 37,95 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, reducere de putere la valoarea de 13,67 lei/hMW.
- manifestarea pe parcursul primului semestru din 2023 a unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor de sistem pentru serviciile de sistem rezervă secundară (RS).

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.

Pentru perioada următoare din anul 2023 se estimează că, un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul Transelectrica SA, îl vor avea evoluția cadrului de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, cât și contextul european de evoluție a pieței de energie electrică.

Rezultat operațional-zero profit

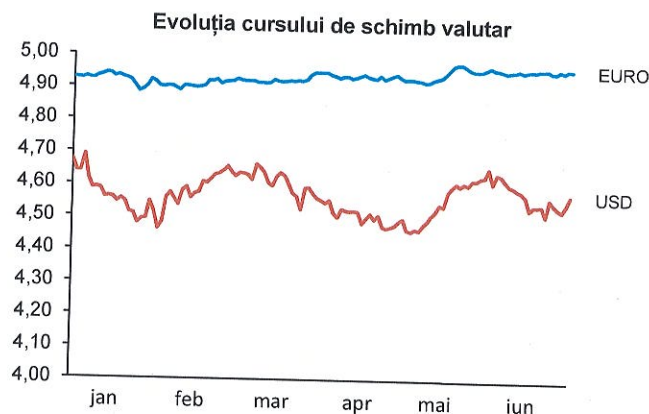
EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat negativ de 41 mil lei, în scădere față de valoarea pozitivă în sumă de 21 mil lei din S1 2022.

Cadrul de reglementare specific activităților zero profit conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activităților respective.

II. Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în perioada ianuarie-iunie 2023 este pozitiv în valoare de 2 mil lei, influențat în principal de dobânzile încasate în perioada analizată dar și de evoluția cursului valutar (RON/EURO). Nivelul crescut al cheltuielilor/veniturilor din diferențe de curs valutar a fost influențat semnificativ de volumul mare al tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor.

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în anul 2023 este redată în graficul următor:



III. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

Veniturile totale operaționale realizate în primul semestru din 2023 au înregistrat o scădere în procent de 16% comparativ cu aceeași perioadă a anului

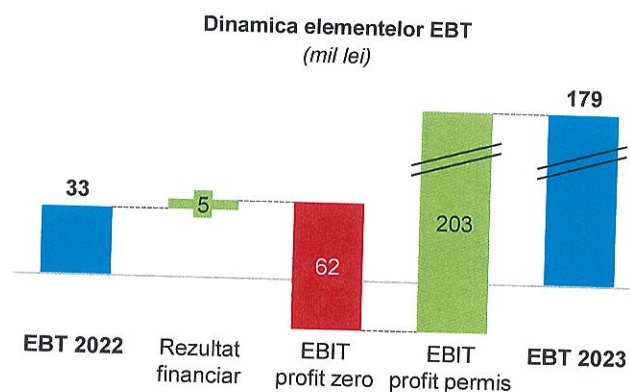
anterior (2.200 mil lei în S1 2023 față de 2.604 mil lei în S1 2022), în contextul diminuării semnificative a veniturilor din activitățile zero-profit, diminuare necompensată de creșterea veniturilor obținute din alocarea capacităților de interconexiune și a veniturilor din transport, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor.

Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în S1 2023 au înregistrat o scădere de 21% comparativ cu perioada similară a anului anterior, 2.023 mil lei în S1 2023 față de 2.568 mil lei în S1 2022.

Rezultatul brut a înregistrat creștere în perioada analizată, de la 33 mil lei în S1 2022 la 179 mil lei în S1 2023.

Dinamica între rezultatul înregistrat în S1 2023 comparativ cu S1 2022, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:



IV. Rezultat net

Rezultatul net la sfârșitul primului semestru din 2023 în valoare de 162 mil lei, a înregistrat o creștere cu 133,5 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului precedent, aprecierea fiind datorată în principal activității cu profit permis în condițiile reducerii costurilor pe piața de energie electrică.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Situația separată a poziției financiare la 30 iunie 2023 versus 31 decembrie 2022 este prezentată în tabelul următor:

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	S1 2023	2022	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	4.073	4.002	72	2%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	18	22	(4)	(18%)
Imobilizări necorporale	303	338	(35)	(10%)
Imobilizări financiare	86	86	-	-
Total active imobilizate	4.480	4.447	32	1%
Active circulante				
Stocuri	52	42	10	24%
Creanțe	1.578	3.340	(1.763)	(53%)
Impozit pe profit de recuperat	1	4	(3)	(77%)
Numerar și echivalente	484	315	169	54%
Total active circulante	2.115	3.702	(1.586)	(43%)
Total active	6.595	8.149	(1.554)	(19%)
Capitaluri proprii	4.039	3.869	170	4%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	456	439	17	4%
Împrumuturi pe termen lung	44	56	(12)	(21%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	11	15	(4)	(28%)
Alte datorii pe termen lung	172	178	(6)	(4%)
Total datorii pe termen lung	682	687	(5)	(1%)
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	1.706	3.372	(1.666)	(49%)

Situția separată a poziției financiare				
[mil RON]	S1 2023	2022	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Împrumuturi pe termen scurt	25	92	(68)	(73%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	9	8	-	1%
Alte datorii pe termen scurt	135	120	15	12%
Total datorii curente	1.874	3.593	(1.719)	(48%)
Total datorii	2.556	4.281	(1.724)	(40%)
Capitaluri proprii și datorii	6.595	8.149	(1.554)	(19%)

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în S1 2023 comparativ cu decembrie 2022 o creștere ușoară în procent de 1% (+32 mil lei), determinată în principal de creșterea soldului imobilizărilor corporale.

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 30 iunie 2023, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 17,89 mil lei.

Imobilizări necorporale

Evoluția imobilizărilor necorporale a fost influențată în principal de:

- o ieșire de imobilizări necorporale în curs prin recunoaștere în costuri de 5,5 mil lei,
- faptul că pentru S1 2023, Compania nu a înregistrat costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costul recunoscut în tarif, în schimb a fost înregistrată cheltuială cu amortizare în sumă totală de 47,84 mil lei pentru CPT suplimentar recunoscut anterior.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de

rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

II. Active circulante

Activele circulante au înregistrat o diminuare în procent de 43% la 30 iunie 2023 (2.115 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2022 (3.702 mil lei), datorată în principal reducerii creanțelor comerciale și a avansurilor către furnizori.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 1.082 mil lei (1.312 mil lei la 30 iunie 2023 comparativ cu 2.394 mil lei la 31 decembrie 2022). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- clienții din activitatea operațională care datorită scăderii tranzacțiilor rezultate din mecanismele de cuplare a piețelor de energie au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (882 mil lei la data de 30 iunie 2023 față de 1.696 mil lei la data de 31 decembrie 2022).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: MAVIR, IBEX, Ciga Energy SA, Hidroelectrica, Cinta Energy SA, RAAN, Electrica Furnizare SA, JAO, OPCOM, Enel Energie SA. Ponderea acestora este de 67,73% în total creanțe comerciale.

- clienții – piața de echilibrare care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în semestrul I al anului 2023, față de semestrul II al anului 2022 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (324 mil lei la data de 30 iunie 2023 față de 564 mil lei la data de 31 decembrie 2022).

- clienții - schema de sprijin, care au înregistrat o scădere de 22% determinată, în principal, de diminuarea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 iunie 2023, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în

proporție de aproximativ 8% față de 5% la 31 decembrie 2022, din total creanțe comerciale.

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 30 iunie 2023, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 103 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care în principal:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, respectiv de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,9 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,88 mil lei, PetProd – 4,39 mil lei, Romenergy Industry – 2,68 mil lei, RAAN – 2,38 mil lei UGM Energy – 1,50 mil lei, etc.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat integral creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2022 (sumă de 34,13 mil lei): CET Govora (13,7 mil lei), și Electrocentrale București (20,4 mil lei), precum și suma de 1,8 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizia ANRE pentru anul 2022.

Alte creanțe la data de 30 iunie 2023, în sumă de 140 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (104 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 83,2 mil lei (din care suma de 35,35 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16,90 mil lei), Romelectro (13,42 mil lei), CET Govora (9,61 mil lei), Electrocentrale București (9,41 mil lei), Eco Energy SRL (8,91 mil lei), Petprod SRL (8,89 mil lei) Total Electric Oltenia (3,29 mil lei), OPCOM (2,95 mil lei), Electromontaj SA (2,74 mil lei), ICPE Electrocond (1 mil lei).
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în sumă de 11,9 mil lei: Next Energy Partners (8,39 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Arelco Power (0,99 mil lei).

➢ creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 10 mil lei sunt reprezentate în principal de cotizații internaționale (3,5 mil lei), contribuție anuală ANRE aferentă anului 2023 (2,4 mil lei), impozite și taxe aferente anului 2023 (1,8 mil lei), polițe asigurări (0,9 mil lei) și altele.
- alte creanțe sociale în sumă de 1,39 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 30 iunie 2023 sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 80 mil lei au scăzut semnificativ față de decembrie 2022 când au fost în sumă de 697 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – *Interim Coupling Project*, SIDC – *Single Intraday Coupling*, SDAC – *Single Day-ahead Coupling*) în valoare de 52,8 mil lei - pentru ICP și SDAC și 25,4 mil lei – pentru SIDC.

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.

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

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

TVA de recuperat în sumă de 255,1 mil lei aferentă deconturilor pentru perioada martie - iunie 2023 și octombrie 2020, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 55 mil lei.

Cele mai mari ajustări de depreciere existente în sold la 30 iunie 2023, reprezintă creanțe comerciale și penalitățile aferente pentru CET Govora (25,1 mil lei), Eco Energy SRL (24,7 mil lei), Petprod SRL (23,5 mil lei), Arelco Power (14,8 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), Romelectro SA (13,4 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners SRL (8,4 mil lei).

III. Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 682 mil lei la data de 30 iunie 2023 au înregistrat o scădere în procent de 1% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2022 în sumă de 687 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 30 iunie 2023 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2022 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente. Totodată, valoarea împrumuturilor pe termen scurt a scăzut de la soldul de 92 mil lei în luna decembrie 2022 la 25 mil lei în 30 iunie 2023. La data de 30 iunie 2023, linia de credit nu este utilizată.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat o diminuare în procent de 48%, de la 3.593 mil lei la 31 decembrie 2022 la 1.874 mil lei la 30 iunie 2023, în principal pe fondul diminuării datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 1.252 mil lei și înregistrează sold în sumă de 703 mil lei la iunie 2023 față de 1.956 mil lei la decembrie 2022.

Această evoluție a fost influențată în principal de:

- diminuarea *soldului datoriilor aferente activității operaționale* cu 963 mil lei care a fost determinat în principal de achitarea în semestrul I al anului 2023 a obligațiilor de plată aflate în sold la data de 31 decembrie 2022, rezultate, în principal, din cuplarea piețelor de energie electrică.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: OPCOM, IBEX, MAVIR, Hidroelectrică SA, Joint Allocation Office, S Complexul energetic Oltenia SA, CIGA Energy SA, Electrica Furnizare SA, CINTA Energy SA, OMV Petrom SA. La 30 iunie 2023, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 95,80%.

- *scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 281 mil lei a fost determinată de

scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în semestrul I al anului 2023, comparativ cu semestrul II al anului 2022.

- *scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* cu doar 8 mil lei a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna iunie 2023, față de luna decembrie 2022.

- **furnizorii de imobilizări** au scăzut cu 17 mil lei datorită efectuării plăților ajunse la scadență,
- **"alte datorii"** au scăzut semnificativ cu 415 mil lei, de la soldul de 1.235,9 mil lei în 31 decembrie 2022 la 820 mil lei în 30 iunie 2023, pe fondul evoluției clienților creditorilor.

Structura "alte datorii" se prezintă, astfel:

- *creditori diverși* în sumă de 412,9 mil lei (au crescut cu 23 mil lei față de 31 decembrie 2022) sunt reprezentați în principal poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 398 mil lei și contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (12 mil lei),
- *clienți creditori* la data de 30 iunie 2023 în sumă de 282 mil lei (au scăzut cu 489 mil lei față de 31 decembrie 2022) și reprezintă sume încasate în avans de la OPCOM (9,47 mil lei), MAVIR (173,73 mil lei), IBEX (97,89 mil lei) și JAO (0,02 mil lei) în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling), SDAC (Single Day-ahead Coupling) și FBMC (Flow Based Market Coupling).
- *datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri*, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 8,5 mil lei (datorie pe termen scurt).
- *alte datorii* în sumă de 54,6 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 35,2 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 19,2 mil lei.

Provizioanele au o înregistrat o scădere ușoară, -4,2 mil lei la 30 iunie 2023 (64 mil lei) față de 31 decembrie 2022 (68 mil lei).

IV. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net în sumă de 162 mil lei, realizat la 30 iunie 2023. Astfel capitalurile proprii la 30 iunie 2023 sunt în valoare de 4.039 mil lei față de 3.869 mil lei la 31 decembrie 2022.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

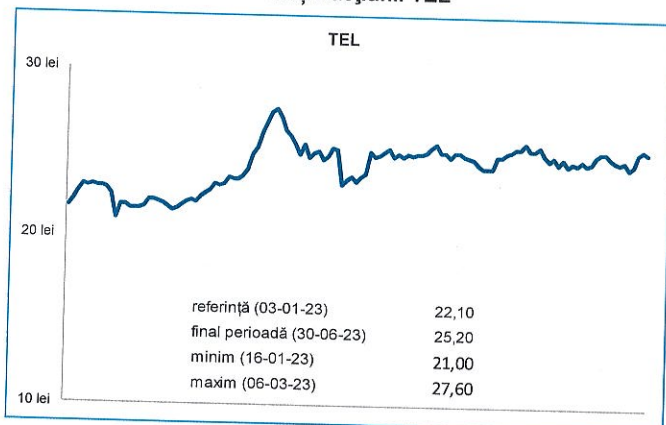
Simbol:	TEL
ISIN:	ROSELACNOR9
Tip:	Acțiuni
Segment:	Principal
Categorie:	Premium
Stare:	Tranzactionabila

Primul semestru al anului 2023 a debutat cu un preț de tranzacționare de 22,10 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 27,60 lei/acțiune din data de 06.03.2023.

La finalul perioadei prețul unei acțiuni TEL a fost 25,20 lei, aducând o capitalizare bursieră de 1.847 mil lei, în recuperare de valoare față de prețul minim 21,00 lei înregistrat în data de 16.01.2023.

Compania deține capacitatea de a se adapta contextului economic, tranzacționarea acțiunilor TEL în primele șase luni ale anului 2023 pe piața de capital din România înregistrând 10.928 tranzacții cu un număr mediu de 89 tranzacții/zi și 1.842.641 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 44.229 mii lei.

Evoluția acțiunii TEL

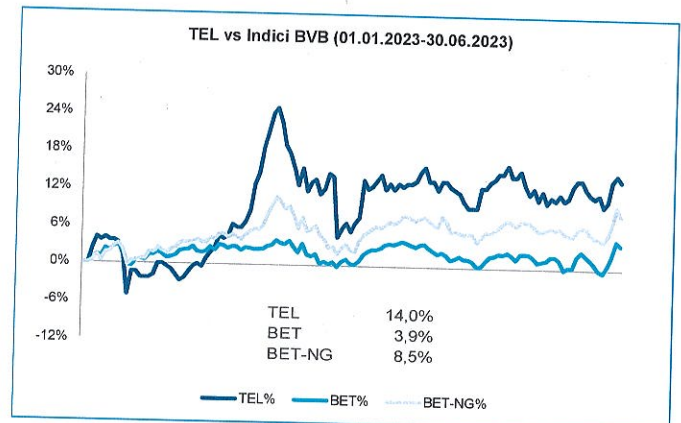


Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET, BET-NG, BET-TR, BET-XT, BET-XT-TR, BET-BK, BETPlus, BET-TRN, BET-XT-TRN. Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

- 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 aferente listate pe piața reglementată a BVB).

Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 07.07.2023, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,13% în indicele BET și 2,49% în indicele BET-NG, ponderi ajustate datorită includerii Hidroelectrica în cadrul acestor indici.

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



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

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

La nivelul Companiei se analizează periodic și sistematic riscurile legate de desfășurarea activităților proprii, elaborându-se anual *Registrul riscurilor identificate*, *Fișe de urmărire a riscurilor*, *Formulare de alertă la risc (pentru riscuri nou apărute)* *Planul de implementare a măsurilor de control*, în direcția limitării

posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

Printre elementele care pot afecta lichiditatea Companiei se numără:

➤ fluctuația ratei dobânzii

În vederea limitării impactului fluctuației ratei dobânzii asupra lichidității Companiei, au fost contractate credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii și cu negocierea unor rate de dobândă avantajoase.

Ratele de dobândă de pe piața monetară națională au cunoscut în semestrul 1 un trend descendent, pe fondul

excedentului de lichiditate din sistemul bancar, coroborat cu cererea mai scăzută de credite și a condițiilor mai restrictive asociate ofertei de credite.

➤ variația cursului valutar

Riscul valutar exprimă o probabilitate de a înregistra pierderi din contractele comerciale internaționale sau din alte raporturi economice, din cauza modificării cursului de schimb al valutei în perioada dintre încheierea contractului și scadența acestuia.

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

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

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

Expunerea la riscul de curs valutar (datorat mai ales monedei EUR) nu este semnificativă, astfel Compania nu utilizează instrumente de acoperire de riscuri.

În contextul sporirii atractivității relative a plasamentelor în monedă națională, leul a manifestat o tendință de întărire în raport cu euro începând cu mijlocul lunii ianuarie 2023. Totodată, moneda națională a cunoscut în semestrul 1 perioade de apreciere, ca urmare a evoluțiilor de pe piețele financiare internaționale.

➤ prevederile din acordurile de finanțare

În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari și non-financiari (covenanți), încălcarea acestor clauze putând atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a facilităților de finanțare. De asemenea, unele facilități de finanțare prezintă clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate.

Până la data acestui raport, nu au fost situații de neîncadrare în prevederile din acordurile de finanțare ale Companiei.

➤ riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale

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

➤ **nivelul fiscalității**, inclusiv introducerea unor noi taxe și impozite. În primul semestru al anului 2023, acest risc nu s-a materializat;

➤ **riscul de credit:** Compania ar putea suporta o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale, numerarul și echivalentele de numerar. Pe parcursul primului semestru al anului 2023, în relația cu clienții nu au existat disfuncționalități, facturile fiind încasate în termen;

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

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

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

Pe parcursul primului semestru al anului 2023, datorită soluțiilor găsite și măsurilor întreprinse la timp, Compania și-a respectat obligațiile financiare.

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

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

Acest risc reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere volumul substanțial de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții aferent următorilor ani.

La data de 08 decembrie 2022, ratingul acordat de Moody's Transelectrica se situează la nivelul Baa3, perspectivă stabilă.

Ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran al României.

Agenția de rating Fitch a reconfirmat în data de 24 martie 2023 ratingul aferent datoriei guvernamentale a României la BBB-/F3 pentru datoria pe termen lung și scurt în valută și a revizuit perspectiva de țară de la negativă la stabilă.

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

Compania acordă importanța cuvenită analizei mediului de risc și identificării din timp a unor posibile riscuri adoptând un stil de management reactiv prin care implementează măsuri preventive luate în avans, menite să atenueze manifestarea riscurilor.

Totodată, revizuirea periodică a riscurilor așa cum este prevăzută în standarde este o practică folosită în mod constant de Companie ce constă în identificarea și evaluarea riscurilor la anumite intervale de timp, precum și planificarea măsurilor necesare pentru a le gestiona.

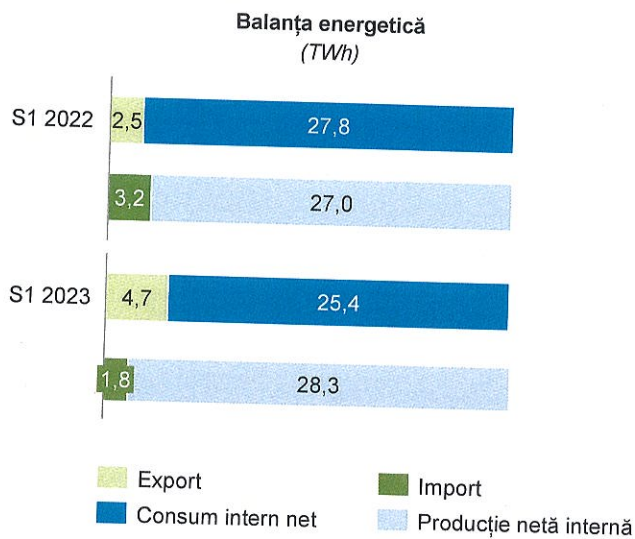


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie– iunie 2023 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2022, se observă o scădere cu un procent de 8% a consumului intern net¹ și o creștere cu 5% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export înregistrează în S1 2023 o creștere de 88% față de S1 2022, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat scădere în procent de 44%.



În semestrul I 2023, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat scăderi lunare cu valori cuprinse între 5,68% în luna februarie, respectiv 11,61% în luna ianuarie.

Scăderea consumului în trimestrul I a fost influențată în mare parte de temperaturile medii lunare, care au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general, peste normele climatologice.

Un alt element care a condus la reducerea consumului național de energie electrică, îl reprezintă intrarea în vigoare a *Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie*. Acesta prevede la articolul 3, alin. 1, faptul că statele membre depun

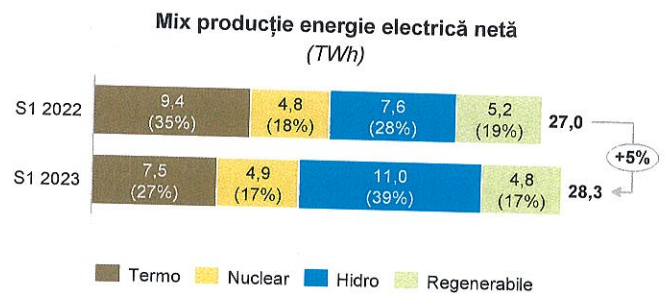
¹ valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție precum și consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj

eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10% față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință².

Scăderea consumului înregistrat în trimestrul al II-lea a fost influențat în mare parte de contextul european, caracterizat de o încetinire a activităților economice³, previziunile pentru România de creștere a PIB pentru primăvara 2023 fiind de 3,2 %, comparativ cu 4,7 % cât s-a înregistrat în perioada similară a anului anterior.

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie – iunie 2023 comparativ cu perioada similară a anului 2022, s-a înregistrat o creștere a componentei din surse Hidro în procent de 44% și a componentei Nuclear în procent de 3%, respectiv o scădere a componentei Termo cu 20% și a componentei Regenerabile cu 7% (în principal pe baza scăderii producției de energie fotovoltaică -56% și eoliană -44%).



Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – iunie 2023 se observă că cea mai mare pondere, 39%, este reprezentată de componenta Hidro urmată de componenta Termo 27%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere asemănătoare, de aproximativ 17%.

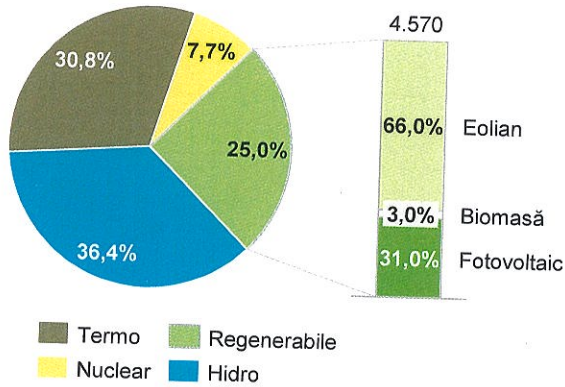
² art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10% din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

³ https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/spring-2023-economic-forecast-improved-outlook-amid-persistent-challenges_en

PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

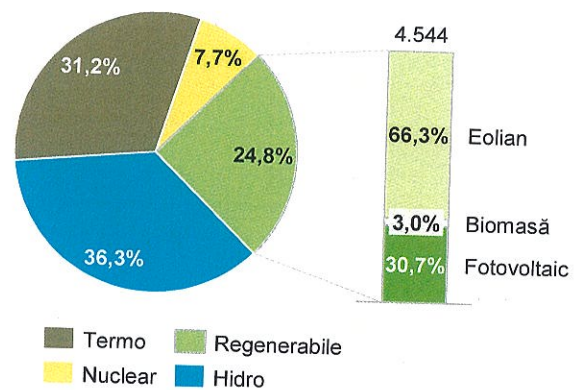
Puterea instalată în centralele pe surse termo a scăzut în S1 2023 cu aproximativ 1%, de la 5.708 MW instalați la 30 iunie 2022, la 5.630 MW instalați la 30 iunie 2023.

Putere instalată S1 2023 (18.255 MW. valoare brută)



Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - iunie 2023 versus ianuarie - iunie 2022, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată S1 2022 (18.308 MW. valoare brută)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

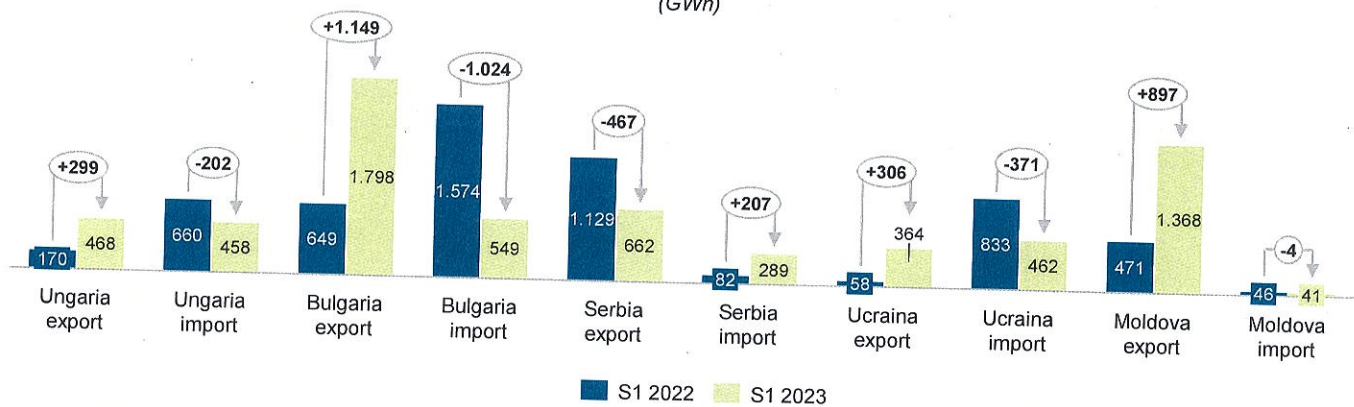
Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie - iunie 2023 față de ianuarie - iunie 2022 se prezintă astfel:

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - iunie 2022, fluxurile fizice de export au crescut cu Bulgaria (+1.149GWh), cu Ungaria (+299GWh), Ucraina (+306GWh) și cu Moldova (+897GWh) și au scăzut pe granița cu Serbia (-41% -467GWh), concomitent cu creșterea fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Serbia (+207GWh) și scădere pe Bulgaria (-65% -1.024GWh), Ungaria (-31% -202GWh) Ucraina (-45% -371GWh) și cu Moldova (-10%, -4GWh)

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

Fluxuri fizice
(GWh)



Față de semestrul I din anul 2022, s-a înregistrat în general o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate la export, respectiv o creștere a schimburilor comerciale la export și a energiei tranzitate, pe fondul unei hidraulicități mai ridicate comparativ cu anul trecut în această perioadă a anului și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mic comparativ cu perioada similară din 2022.

Un impact semnificativ în creșterea energiei tranzitate l-a avut Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 119 din

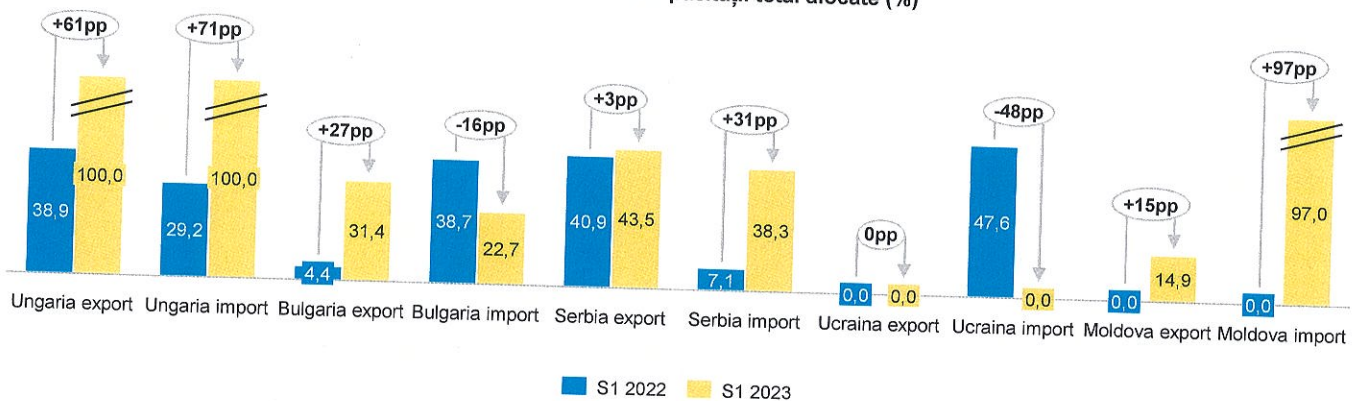
1 septembrie 2022, pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale, actualizată, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, prin care se introduce taxa de solidaritate pentru companiile care efectuează export de energie electrică.

Pe granița cu Ungaria, gradul de utilizare este de 100%, atât la import cât și la import, având în vedere că

licitațiile pe termen scurt sunt de tip implicit (se alocă simultan capacitate și energie), iar începând cu ianuarie 2023, s-a trecut complet în cazul licitațiilor pe termen lung de la mecanismul de alocare de tip Drepturi Fizice de Capacitate la mecanismul de alocare

de tip Drepturi Financiare de Capacitate (capacitatea alocată la licitațiile anuală și lunară 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.

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

Referitor la implicațiile privind interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul Europa Continentală prin România, Ungaria și Slovacia:

- începând cu data de 16.03.2022 s-a realizat sincronizarea în regim de urgență a sistemelor electroenergetice din Ucraina și din Republica Moldova cu sistemul electroenergetic Europa Continentală. Această accelerare a proiectului de sincronizare, început din anul 2017, a fost posibilă ca urmare a studiilor realizate anterior și a adaptării unor măsuri de reducere a riscurilor în operare a sistemelor electroenergetice;
- interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul electroenergetic european, a condus la reducerea consumului propriu tehnologic în rețeaua electrică de transport din România, în special datorită unei repartizări mai favorabile a fluxurilor pe liniile electrice de interconexiune;
- interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul electroenergetic din România a contribuit la

extinderea pieței de energie electrică, oferind oportunitatea realizării schimburilor comerciale de energie electrică la nivel regional, respectiv între România, Ucraina și Republica Moldova, în contextul actual al pieței de energie electrică unice europene;

- în contextul geopolitic actual, interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul Europa Continentală va pune presiune pe sistemele electroenergetice vecine (România, Ungaria și Slovacia) din punct de vedere al asigurării funcționării interconectate, respectiv a adecvanței la nivel regional, având în vedere dificultățile înregistrate în această perioadă de către Republica Moldova și Ucraina pentru asigurarea necesarului de energie electrică;
- pe granița cu Ucraina, licitațiile de alocare de capacitate sunt momentan suspendate din 16.01.2023, până la convenirea regulilor de alocare coordonată, iar pe granița cu Republica Moldova, licitațiile de alocare de capacitate pe termen lung (anuală și lunară) sunt momentan suspendate, fiind organizată doar alocare zilnică de capacitate bilateral coordonată pentru 100% din total capacitate (licitații organizate de către OTS din România).

În contextul actual al conflictului dintre Rusia și Ucraina, se poate menționa faptul că datele referitoare la funcționarea sistemelor energetice din Ucraina și din Republica Moldova nu sunt date publice, sistemul energetic din Ucraina fiind ținta multor atacuri.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu intervalul ianuarie-iunie din 2022, în aceeași perioadă din anul 2023 CPT-ul în RET a

crescut cu cca. 8%, iar CPT procentual a crescut de la 2,23% la 2,54%.

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– iunie 2023, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2023 CPT-ul a crescut față de luna ianuarie 2022 cu 3,5%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice nefavorabile, 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 2,42% în 2022 la 2,62% în 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 4,2% în luna ianuarie 2023 (171,9 GWh) față de perioada similară din anul 2022, ca urmare a scăderii cu 41,9% (212,7 GWh) a energiei primite din import și cu 0,9% (28,8 GWh) a celei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 21,9% (69,5 GWh) a energiei primite din RED.

În luna februarie 2023 CPT-ul a crescut față de luna februarie 2022 cu 17,6% ca urmare a fluxurilor fizice de import/export defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,04% în 2022 la 2,42% în 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 1% (36,0 GWh) în luna februarie 2023 față de perioada similară din 2022, ca urmare a scăderii cu 42,1% (230,7 GWh) a energiei primite din import, pe fondul creșterii cu 3,4%. (92,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 46,7% (102 GWh) a celei primite din RED.

În luna martie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna martie 2022 cu 3,5%, în special ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET și a repartiției mai avantajoase a producției în teritoriu, care a condus la

reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,36% în anul 2022 la 2,57% în anul 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 11,7% (432,3 GWh) în luna martie 2023 față de perioada similară din anul 2022, ca urmare a scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 0,9% (24,6 GWh), a celei primite din import cu 54,4% (441 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din RED cu 12,9% (33,3 GWh).

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

În luna aprilie 2023 CPT-ul a crescut față de aprilie 2022 cu 0,7%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv a condițiilor meteorologice nefavorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații în zonele cu densitate mai mare de linii de transport, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,49% în 2022 la 2,63% în 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 4,7% în luna aprilie 2023 (159,8 GWh) față de perioada similară din 2022, ca urmare a scăderii cu 68,7% (308,3 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 0,6% (15,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 39,6% (132,6 GWh) a celei primite din RED.

În luna mai 2023 CPT-ul a crescut față de luna mai 2022 cu 12,8% ca urmare a structurii mai defavorabile a producției dată în principal de nefuncționarea CECC OMV Petrom și a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, care au condus la creșterea a transportului de energie la distanță față de surse. De asemenea, condițiile meteorologice au fost mai defavorabile, caracterizate de cantități ceva mai mari de precipitații în zone cu densitate mai mare de linii de transport, determinând creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,9% în 2022 la 2,29% în 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 6,6% (217,9 GWh) în luna mai 2023 față de perioada similară din 2022, ca urmare a scăderii cu 8,3% (221,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 18,4% (63,2 GWh) a energiei primite din import, pe fondul creșterii cu 24,4% (67,1 GWh) a celei primite din RED.

În luna iunie 2023 CPT-ul a crescut față de luna iunie 2022 cu 24,2%, ca urmare a repartiției ceva mai

dezavantajoase a producției în teritoriu și a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar mai ales ca urmare a condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de precipitații mult mai mari, care au determinat creșterea semnificativă a pierderilor corona.

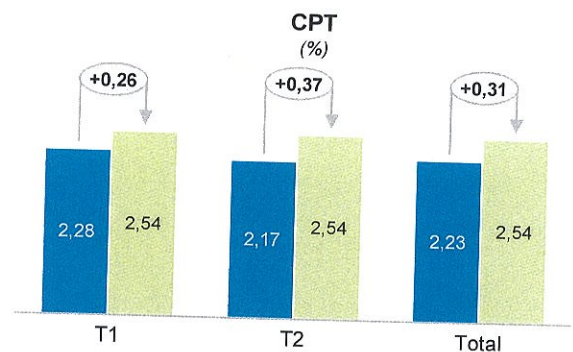
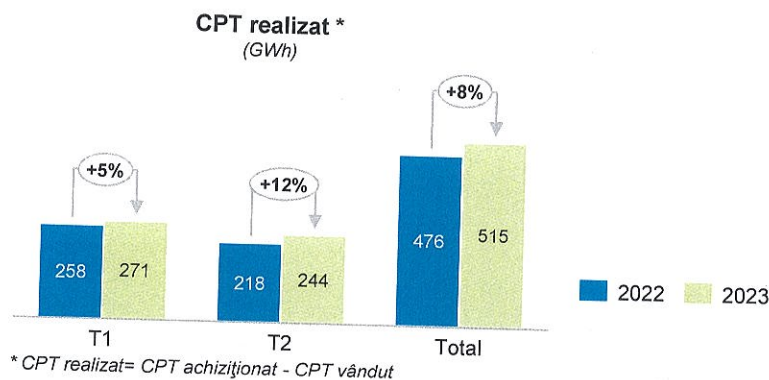
Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,11% în 2022 la 2,69% în 2023. Energia intrată în contur a scăzut cu 2,7% (89,9 GWh) în iunie 2023 față de perioada similară din 2022, ca urmare a scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 6,3% (164,4 GWh), a celei primite din import cu 25,9% (138,6 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din RED cu 101,7% (213,1 GWh).

Pe ansamblul primului trimestru din 2023 CPT-ul în RET a crescut cu 5,1% comparativ cu perioada similară din anul 2022, în special ca urmare a fluxurilor fizice

dezavantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia și a condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur, pierderile au crescut de la 2,28% la 2,54%.

Pe ansamblul trimestrului II din 2023 CPT-ul în RET a crescut cu 11,8% comparativ cu perioada similară din 2022, în special ca urmare a fluxurilor fizice dezavantajoase pe liniile de interconexiune și a condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,17% la 2,54%.

În concluzie, pe ansamblul semestrului I din 2023 CPT-ul în RET a crescut cu 8% comparativ cu perioada similară din 2022, iar raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,23% la 2,54%.





Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală a imobilizărilor corporale la data de 30 iunie 2023 față de 31 decembrie 2022 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor corporale în curs, concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în semestrul I 2023 este de 532,4 mil lei (215,7 mil lei în aceeași perioadă a anului 2022) în creștere cu 316,7 mil lei.

Cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlpu și racord în Stația Gura Ialomiței – 353,7 mil lei;

- Modernizare Stația 400/220/110/20 kV Munteni – 47,5 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 39,7 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Ungheni – 31,8 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 20,9 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, Înlocuirea a 2 bobine de compensare, Racordare linii noi – 12,5 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 6,8 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 4,2 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în intervalul ianuarie-iunie 2023 sunt în sumă de 186,4 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2022 când achizițiile au fost în sumă de 174,7 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 30 iunie 2023, în sumă de 714 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 174,1 mil lei;
- 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 – 130,1 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;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan -32,1 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 31,9 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Ștejaru - Gheorgheni – Fântânele – 30,5 mil lei;

- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 27,4 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la Stația Medgidia Sud – 24,5 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 20,4 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Filești -20,3 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 13,8 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 12,5 mil lei;
- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 9,5 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlpu – 9,4 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 9,3 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 8,9 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 30 iunie 2023 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Gradul de realizare a programului de investiții la 30 iunie 2023 este de 41,6%.

Nr. crt.	Categoriile de cheltuieli	Program PAI 2023*	Realizări (mii lei)	
		(mii lei)	S1 2023	S1 2022
	Total general (A+B)	488.986	203.443	158.620
A	Cheltuieli proprii Companiei	456.325	184.862	149.015
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	32.661	18.581	9.605

*PAI 2023 revizia A5

Planul de investiții 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.

FONDURI EUROPENE

Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București

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

Deși colaborarea dintre companie și Universitatea Politehnica București datează dintotdeauna, **la 21 martie 2023**, a fost încheiat în mod oficial un **Acord Cadru - "Acord de colaborare"** între cele două entități cu rol exponențial în domeniul electroenergetic național.

Acesta este prefigurat drept o bază legală generală ce stabilește aspecte/condiții esențiale pentru posibilele viitoare înțelegeri și se bazează pe interesul mutual al celor două părți contractante de a își aprofunda cooperarea în domeniul formării și perfecționării tinerilor ingineri în acord cu cerințele pieței energetice actuale, contribuind astfel pe termen lung la dezvoltarea resurselor umane în cadrul companiei.

Principalele linii de colaborare între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și UPB sunt:

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 S1 2023 sunt:

- Servicii de mentenanță în domeniul telecomunicații, tehnologia informației, informatică de proces și securitate cibernetică la nivelul Transelectrica – 139,2 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 – 71,9 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET - Etapa 1 – 41,4 mil lei;
- Servicii specializate de pază, monitorizare, intervenție și intervenție în situații deosebite la obiectivele STT Pitești – 10,4 mil lei.

- **Formarea viitorilor energeticieni** prin dezvoltarea unor programe și discipline adaptate nevoilor SEN / RET, organizarea de cursuri de formare și dezvoltare competențe și identificarea tinerelor talente;
- **Cercetare și inovare** în cadrul școlilor doctorale din UPB, târgurilor, conferințelor, workshop-urilor, schimburilor de experiență TEL- UPB precum și Cercetare avansată în domeniul rețelei electrice și studii și teste complexe în laboratoarele UPB;
- **Suținerea performanței studenților** prin:
 - continuarea Proiectului de Burse Transelectrica, program ce se adresează studenților din anii III și IV;
 - organizarea de stagii de practică în Transelectrica pentru absolvenții UPB: Compania susține formarea viitorilor energeticieni, oferind an de an studenților de la facultățile de profil posibilitatea de a face practică în Companie;

- **Investiția în digitalizare.** Startul digitalizării a fost dat de încheierea unui Protocolul de colaborare nr. C994/20.12.2019 între Transelectrica și UPB, care are ca obiect înființarea și dotarea unui laborator SCADA TEL în cadrul Facultății de Energetică pentru testarea și validarea tehnologiilor digitale asociate sistemelor energetice.

Totodată, Transelectrica a participat la procesul de selecție inițiat de Universitatea Politehnica București pentru înființarea și operaționalizarea unui Consorțiu pentru crearea unei rute profesionale complete pentru învățământul tehnic, unde, împreună cu UPB s-a depus cererea de finanțare pentru implementarea proiectului **“Campus Dual Politehnica București”**.

După depunerea în luna martie 2023 a cererii de finanțare pentru proiectul “Campus Dual POLITEHNICA București”, în cadrul Apelului PNRR/2022/ C15 / MEDU /I6/Program-pilot pentru dezvoltarea consorțiilor regionale pentru învățământ dual, în data de 11.05.2023 în urma evaluării eligibilității, proiectul a fost declarat admis.

În data de 21.06.2023 a fost publicată lista inițială cu rezultatele evaluării calitative a proiectelor depuse, proiectul “Campus Dual Politehnica București” fiind evaluat cu 91.20 puncte și clasându-se pe locul întâi.

În acest sens, proiectul urmează a fi finanțat din PNRR, iar contractarea se estimează a fi realizată în perioada 13-31.07 2023.

Fondul de Modernizare

La sfârșitul anului 2022 s-a finalizat procesul de contractare a finanțării nerambursabile din Fondul pentru Modernizare în valoare de 424.404.843 euro, prin semnarea contractelor de finanțare cu Ministerul Energiei în data de 10.10.2022.

Finanțarea de 424 milioane euro reprezintă 30% din totalul fondurilor obținute de România prin Fondul pentru Modernizare, respectiv 14% din totalul finanțărilor obținute de cele 8 state membre din Europa Centrală și de Est (România, Cehia, Slovacia, Croația, Lituania, Ungaria, Polonia, Estonia) cu proiecte aprobate.

În semestrul doi al anului 2023 urmează a fi depuse cereri de rambursare și cereri de prefinanțare conform graficelor de depunere aferente fiecărui proiect.

Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”

În intervalul ianuarie-iunie 2023, 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, au fost depuse trei cereri de rambursare, cu o valoare totală rambursată de către Autoritatea de Management - POIM - de 45.809.283,93 lei.

Planul REPowerEU

Totodată, în ceea ce privește **Planul Re PowerEU** s-au transmis clarificări, pentru fișele de proiecte aferente proiectelor depuse de Transelectrica în vederea finanțării acestora prin *RePowerEU – Investiția 16 - digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 71.488.000 euro)*, la termenul cerut de Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene astfel:

- *Investiția 6.a – 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 32.170.000 euro);*
- *Investiția 6.b – Retechnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 29.940.000 euro);*
- *Investiția 6.c – Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date –Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 9.378.000 euro).*

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.

În același timp, în luna martie 2023, reprezentanți din cadrul companiei au fost invitați de către Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene la sesiunea publică de prezentare a planului RePowerEU, în urma lansării procesului de consultare publică pentru transmiterea propunerilor de reforme și investiții pentru noul capitol REPowerEU de către actorii interesați.

De asemenea, în luna iunie 2023, capitolul REPowerEU a fost transmis Comisiei Europene de Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, în prezent, Capitolul REPowerEU aflându-se în evaluarea Comisiei Europene.

TwinEU și SmartWin

Tot în luna martie 2023 prin participarea în cadrul **Consortiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor TwinEU și SmartWin** au fost depuse **aplicații de finanțare prin Programul European de Cercetare – Horizon Europe.**

Consortiul format pentru dezvoltarea proiectului TwinEU - reunește peste 70 de parteneri din diferite locații din Europa, inclusiv operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții, în timp ce **consortiul format pentru dezvoltarea proiectului SmarTWin** – reunește peste 40 de parteneri din diferite locații din Europa, inclusiv operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții.

SmarTWin își propune să dezvolte o infrastructură energetică inteligentă care să utilizeze tehnologia Digital Twin, să realizeze îmbunătățirea integrării surselor regenerabile și a participării active a consumatorilor la tranziției energetice. Acest lucru vine în deplină aliniere cu direcțiile introduse de Comisia Europeană în „Planul de acțiune al UE cu privire la digitalizarea sistemului energetic” pentru a spori eficiența și inteligența rețelei.

Aplicațiile de finanțare au fost depuse în cadrul apelului HORIZON-CL5-2023-D3-01-10 “Supporting the development of a digital twin to improve management, operations, and resilience of the EU Electricity System in support to REPowerEU”.

Beneficiile estimate pentru Companie privind participarea în cadrul Consortiilor menționate, 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.

Săptămâna Europeană a Energiei Durabile (EUSEW)

În perioada 19-23 iunie la Bruxelles Belgia, s-a desfășurat Săptămâna Europeană a Energiei Durabile (EUSEW) unde a participat și o delegație a Companiei.

Anul acesta săptămâna EUSEW a fost intitulată „Accelerarea tranziției către o energie curată – către facturi mai mici și competențe mai avansate”, unde Transelectrica a depus aplicația pentru a participa la eveniment cu un stand, aplicația fiind ulterior acceptată.

Participarea Companiei la eveniment a avut ca obiect, din punct de vedere al imaginii Companiei, creșterea vizibilității și notorietății la nivelul organismelor europene.

Standul „**INNOVATIONS LEAD THE POWER**” deținut de Companie în cadrul Târgului de Energie, a constat în prezentarea Proiectului-pilot „*Retehnologizarea Stației de 220/110/20kV Alba Iulia în concept de stație digitală*”, inclusiv laboratorul digital **DigiTEL**.

De asemenea, membrii delegației au participat la conferințe tematice, de interes pentru Companie, organizate în cadrul evenimentului și au interacționat cu ceilalți participanți din cadrul Târgului de Energie.

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

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

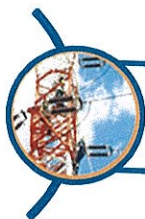
A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-

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).



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 30.06.2023 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	16.045.987	21,9%
Alți acționari - persoane fizice	5.475.591	7,5%
Total	73.303.142	100%

TARIFE

În conformitate cu prevederile Ordonanței de urgență a Guvernului nr.27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, tariful de transport aplicat în anul 2022 începând cu data de

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Ștefăniță MUNTEANU	Președinte Directorat
Cătălin-Constantin NADOLU	Membru Directorat
Bogdan TONCESCU	Membru Directorat
Florin-Cristian TĂTARU	Membru Directorat

1 aprilie 2022 a rămas nemodificat până la data de 31 martie 2023. În mod obișnuit, în baza normelor tarifare emise de ANRE tariful de transport se revizuieste anual la data de 1 ianuarie. Prin aplicarea prevederilor O.U.G. nr. 27/2022, în mod excepțional în primul trimestru al anului 2023 s-a aplicat tariful de transport stabilit la 1 aprilie 2022.

Tariful de transport (serviciul de transport + serviciul funcțional de sistem) aplicat în trimestrul I

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 ian – 31 mar 2022	Tarif aplicat 1 apr 2022 – 31 mar 2023	Diferența (%)
1	2	3	4	5=4/3
Tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	23,96	28,10	17,28%
Tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea	lei/MWh	1,49	2,53	69,8%
Tariful de transport - componenta de extragere a energiei electrice în rețea	lei/MWh	22,47	25,57	13,8%

În conformitate cu prevederile art.14, alin.(1) din O.U.G. nr. 27/2022, la data de 1 aprilie 2022 ANRE a inclus în tariful de transport valoarea cheltuielilor suplimentare cu achiziția de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic în anul 2021 care au fost generate de creșterea semnificativă a prețurilor pe piața angro de energie electrică și care nu au fost prevăzute inițial în tarif.

Prin aplicarea acestor prevederi s-a devansat momentul regularizării costurilor cu consumului propriu tehnologic din anul 2021⁴ față de calendarul standard al

aplicării corecțiilor prevăzute în normele tarifare ANRE conform căruia, corecțiile anuale sunt aplicate cu o temporizare de doi ani.

Având în vedere cele menționate, în tabelul de mai sus se prezintă tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu cele două componente ale sale pentru introducerea energiei electrice în rețea (TG) și pentru extragerea energiei electrice din rețea (TL) aprobate prin Ordinul ANRE nr.33/23.03.2022 și care au fost aplicate de la 1 aprilie 2022 până la 31 martie 2023.

⁴ Pentru anul 2021, față de valoarea de 288,76 lei/MWh a prețului mediu al energiei electrice pentru acoperirea CPT luată în considerare ex-ante la calculul tarifului, valoarea reală a prețului

mediu al energiei electrice pentru acoperirea CPT recunoscută de ANRE a fost 455,28 lei/MWh

Tariful de transport aplicat în trimestrul II (în vigoare la data prezentului raport):

Prin Ordinul ANRE nr.28/29.03.2023 s-a aprobat tariful mediu pentru serviciul de transport și componentele tarifului de transport de introducere a energiei electrice

în rețele (TG) și de extragere a energiei electrice din rețele (TL), practicate de CNTEE Transelectrica SA, aplicabile de la 1 aprilie 2023:

(1)	Tarif de la 01 aprilie 2022 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 33/2022, din care:	Tarif de la 01 aprilie 2023 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 28/2023, din care:			Diferența (%) (6)=(5)/(2)
		Componenta principală (lei/MWh)	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT (lei/MWh)	Tarif aplicabil (5)=(3)+(4)	
Tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	28,10	28,61	2,59	31,20	11,03%
Tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea	2,53	3,35	0,69	4,04	59,68%
Tariful de transport - componenta de extragere a energiei electrice în rețea	25,57	25,50	1,94	27,44	7,31%

Elementul principal care a condus la majorarea tarifului mediu de transport al energiei electrice aplicabil de la 1 aprilie 2023, este dat de componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT.

Prin aceasta componentă se recuperează o parte din costurile suplimentare cu CPT înregistrate în anul 2022 față de valoarea prevăzută în tariful aprobat pentru anul respectiv, conform mecanismului capitalizării stabilit în OUG nr. 119/2022.

Prin acest mecanism se asigură recuperarea prin tariful de transport, în mod eșalonat pe o perioadă de cinci ani, a diferenței între valoarea reală a costului CPT și valoarea inclusă în tarif a costului CPT în anul respectiv.

Pentru anul 2022 această diferență s-a situat la 338,5 milioane lei.

În anul 2023 prin tarif se va recupera o primă tranșă din această diferență în valoare de cca. 99 milioane lei (valoarea include și rentabilitatea reglementată și efectul inflației, care se adaugă la suma de bază în cuantum de 67,7 milioane lei).

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful aferent serviciului de transport:

Conform prevederilor art. 105 din cadrul *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.171/2019, cu modificările și completările ulterioare, Transelectrica a transmis la ANRE la data de 1 iulie 2023, valorile propuse pentru tarifele reglementate aferente activității de transport a energiei electrice pentru anul tarifar 2024, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice	u.m.	Tarif propus de la 01 ianuarie 2024	Componenta principală - propus de la 01 ianuarie 2024	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT - propus de la 01 ianuarie 2024	Tarif în vigoare	Componenta principală - în vigoare	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT - în vigoare	Diferență (%) (9)=(3)/(6)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)=(3)/(6)
Tarif mediu	Lei/MWh	33,49	31,81	1,69	31,20	28,61	2,59	7,34%
TG (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,76	3,35	0,41	4,04	3,35	0,69	-6,93%
TL (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	29,60	28,33	1,27	27,44	25,50	1,94	7,87%

La acest moment, unele elemente de calcul ce stau la baza valorilor propuse din tabelul de mai sus au caracter estimativ. Astfel, acestea pot fi reanalizate și revizuite, dacă va fi cazul, într-o etapă ulterioară la un moment mai apropiat de termenul de aprobare a tarifelor.

! Important:

În această etapă, în calculul tarifului propus nu a fost inclusă o corecție aferentă veniturilor obținute din alocarea capacităților de interconexiune, posibilitate prevăzută de *Regulamentul European nr.1854/2022* privind instituirea unei intervenții de urgență în vederea atenuării efectelor prețurilor extrem de ridicate ale energiei electrice.

Tariful aferent serviciului de sistem (fost servicii tehnologice de sistem), aplicat în perioada ianuarie - mai 2023, este prezentat în tabelul de mai jos:

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2022	Tarif aplicat 1 ian – 31 mai 2023	Diferența (%)
Serviciul de sistem	lei/MWh	9,32	7,73	-17,06%

Principalele elemente ce au condus la reducerea tarifului aplicat în perioada ianuarie - mai 2023 față de perioada tarifară 2022, sunt:

- aplicarea de către ANRE a corecției (parțiale) negative aferente semestrului I 2022;
- nerecunoașterea de către ANRE a cantităților integrale aferente rezervei de reglaj secundar, solicitate de către CNTEE Transelectrica SA pentru anul 2023.

Tariful aferent serviciului de sistem (fost servicii tehnologice de sistem), în vigoare începând cu data de 01 iunie 2023, este prezentat în tabelul de mai jos:

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 ian – 31 mai 2023	Tarif aplicat 1 iun – 31 dec 2023	Diferența (%)
Serviciul de sistem	lei/MWh	7,73	6,64	-14,10%

Ajustarea în sens negativ a tarifului începând cu data de 1 iunie 2023, 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 perioade tarifare.

Astfel, în urma verificării intermediare la finalul primului trimestru al anului 2023 a situației costurilor și veniturilor aferente activității de servicii de sistem, ANRE a ajustat în mod corespunzător valoarea tarifului începând cu data de 1 iunie 2023.

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful aferent serviciului de sistem:

Tot în baza prevederilor articolelor prezentate mai sus, la data de 1 august 2023, CNTEE Transelectrica SA este obligată să transmită la ANRE, verificarea intermediară pentru semestrul I 2023 a deviațiilor importante față de valorile prognozate a situației costurilor și veniturilor.

În urma acestei analize s-a constatat faptul că în primul semestru al anului 2023 s-a înregistrat o deviație foarte mică de la prognoza aprobată în ce privește rezultatul financiar al acestei perioade (diferența între venituri și cheltuieli), ceea ce conduce la o valoare calculată a tarifului aplicat (ipotetic) de la 1 septembrie 2023 care este foarte apropiată de valoarea actuală a tarifului aplicată de la 1 iunie 2023.

În consecință, propunerea Transelectrica este ca tariful să fie menținut la valoarea aprobată și intrată în vigoare la data de 1 iunie 2023..



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	S1 2023	2022	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	4.073	4.002	72	2%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	18	22	(4)	(18%)
Imobilizări necorporale	303	338	(35)	(10%)
Imobilizări financiare	86	86	-	-
Total active imobilizate	4.480	4.447	32	1%
Active circulante				
Stocuri	52	42	10	24%
Creanțe	1.578	3.340	(1.763)	(53%)
Numerar și echivalente	484	315	169	54%
Impozit pe profit de recuperat	1	4	(3)	(77%)
Total active circulante	2.115	3.702	(1.586)	(43%)
Total active	6.595	8.149	(1.554)	(19%)
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	-
Capital social subscris	733	733	-	-
Primă de emisiune	50	50	-	-
Rezerve legale	147	147	-	-
Rezerve din reevaluare	671	703	(33)	(5%)
Alte rezerve	100	39	61	155%
Rezultat reportat	2.339	2.196	142	6%
Total capitaluri proprii	4.039	3.869	170	4%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	456	439	17	4%
Împrumuturi pe termen lung	44	56	(12)	(21%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	11	15	(4)	(28%)
Datorii privind impozitele amânate	101	107	(6)	(6%)
Obligații privind beneficiile angajaților	71	71	-	-
Total datorii pe termen lung	682	687	(5)	(1%)
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	1.706	3.372	(1.666)	(49%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	9	8	0,1	1%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	12	13	(1)	(4%)
Împrumuturi pe termen scurt	25	92	(68)	(73%)
Provizioane	64	68	(4)	(6%)
Venituri în avans pe termen scurt	59	39	19	49%
Total datorii curente	1.874	3.593	(1.719)	(48%)
Total datorii	2.556	4.281	(1.724)	(40%)
Total capitaluri proprii și datorii	6.595	8.149	(1.554)	(19%)

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]

Indicator	2021		2022		2023		Realizat S1 2023 vs S1 2022		Realizat S1 2023 vs S1 2022 (%)		Realizat vs Bugetat S1 2023		Realizat vs Bugetat 2023 (%)	
	1	2	3	4	5	6=4-2	7=4/2	8=4-5	9=4/5					
Venituri din exploatare														
Venituri din serviciile de transport	1.252	833	1.885	959	936	127	15%	23	2%					
Venituri din serviciile de sistem	624	252	534	193	206	(59)	(23%)	(13)	(7%)					
Venituri din piața de echilibrare	1.823	1.495	3.479	1.018	2.955	(477)	(32%)	(1.937)	(66%)					
Alte venituri	57	25	389	30	142	5	21%	(111)	(79%)					
Total venituri din exploatare	3.756	2.604	6.286	2.200	4.239	(404)	(16%)	(2.039)	(48%)					
Cheltuieli din exploatare														
Cheltuieli privind operarea sistemului	576	466	902	307	421	(159)	(34%)	(114)	(27%)					
Cheltuieli cu piața de echilibrare	1.810	1.495	3.480	1.017	2.955	(478)	(32%)	(1.938)	(66%)					
Cheltuieli privind serviciile de sistem	610	231	467	231	268	-	-	(38)	(14%)					
Amortizare	274	128	272	167	169	39	30%	(2)	(1%)					
Cheltuieli cu personalul	244	132	306	158	175	26	20%	(17)	(10%)					
Reparații și mentenanță	97	41	108	44	59	3	7%	(15)	(26%)					
Materiale și consumabile	10	6	13	4	6	(2)	(40%)	(3)	(44%)					
Alte cheltuieli din exploatare	123	69	145	95	111	25	37%	(16)	(14%)					
Total cheltuieli din exploatare	3.745	2.568	5.692	2.023	4.165	(546)	(21%)	(2.143)	(51%)					
Profit din exploatare	11	36	594	177	74	141	394%	103	n/a					
Venituri financiare	6	7	65	26	40	20	303%	(13)	(34%)					
Cheltuieli financiare	15	9	72	24	41	15	164%	(17)	(41%)					
Rezultat financiar net	(9)	(3)	(7)	2	(1)	5	n/a	3	n/a					
Profit înainte de impozitul pe profit	2	33	587	179	72	146	440%	107	n/a					
Impozit pe profit	1	5	73	18	9	13	245%	8	88%					
Profitul exercițiului	0,45	28	515	162	63	134	476%	99	n/a					

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	S1 2022	S1 2023	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	28,06	161,59	(133,5)
Cheltuiala cu impozitul pe profit	5,12	17,67	(12,5)
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	128,12	167,08	(39,0)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	1,00	0,95	0,1
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(0,79)	(0,94)	0,1
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	9,95	(0,09)	10,0
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	0,10	(0,83)	0,9
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,05	(0,96)	1,0
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	-	(1,63)	1,6
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(13,28)	(4,17)	(9,1)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	2,85	(1,28)	4,1
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	161,20	337,39	(176,2)
Modificări în:			
Clienți și conturi as milate - energie și alte activități	77,43	1.494,49	(1.417,1)
Clienți - echilibrare	(29,81)	239,86	(269,7)
Clienți - cogenerare	23,83	28,47	(4,6)
Stocuri	(1,00)	(9,43)	8,4
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(184,58)	(1.439,65)	1.255,1
Datorii - echilibrare	40,37	(281,96)	322,3
Datorii - cogenerare	(167,26)	(8,47)	(158,8)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3,54)	(0,51)	(3,0)
Venituri în avans	1,87	41,59	(39,7)
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	(81,50)	401,80	(483,3)
Dobânzi plătite	(4,49)	(1,85)	(2,6)
Impozit pe profit plătit	-	(20,96)	21,0
Numerar net generat din activitatea de exploatare	(85,98)	378,99	(465,0)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(174,67)	(186,35)	11,7
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	-	0,24	(0,2)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	2,00	55,75	(53,8)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	0,00	1,77	(1,8)
Dobânzi încasate	0,48	2,41	(1,9)
Dividende încasate	1,53	1,20	0,3
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(170,65)	(124,97)	(45,7)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(11,93)	(11,90)	(0,03)
Utilizare linie de credit capital de lucru	132,31	-	132,3
Plăți leasing clădire	(5,30)	(5,28)	(0,0)
Rambursări linie de credit cogenerare	-	(67,62)	67,6
Dividende plătite	(0,06)	(0,01)	(0,0)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	115,03	(84,80)	199,8
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(141,60)	169,21	(310,8)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	252,23	315,15	(62,9)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	110,63	484,36	(373,7)

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	S1 2023	An 2022
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,13	1,03
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	2,2%	4,4%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	2,1%	4,3%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	68,4	57,9
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,48	1,33

* In cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat conține împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung și alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt și lung aferente leasing-ului clădiri conform IFRS16.

**S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerți, din mecanismul de cuplare piețe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.

ANEXA 5 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în Semestrul I 2023 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	Durată luni	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	BC 13/2023	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT București	36	16.574,42	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
2	PT 27/5871/2023	Servicii specializate de pază, monitorizare, intervenție și intervenție în situații deosebite la obiectivele STT Pitești	36	10.371,31	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 507/2023	Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței	12	2.633,17	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 531/2023	Servicii de suport tehnic asociate licențelor oracle	36	1.892,84	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
5	C 584/2023	Servicii de dezinfecție prin nebulizare uscată, dezinfecție și deratizare la sediile și stațiile teritoriale de transport ce aparțin CNTEE Transelectrica SA. - lot 8 - STT Timisoara	36	1.058,78	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
6	CT 09C10/2023	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA care trec prin zone cu vegetație arboricolă (STT Constanța)	36	992,20	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 398/2023	Servicii de evaluare a influenței instalațiilor din rețeaua electrică de transport asupra calității aerului prin monitorizarea emisiilor de poluanți din atmosfera	36	645,31	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
8	C 587/2023	Servicii de dezinfecție prin nebulizare uscată, dezinfecție și deratizare la sediile și stațiile teritoriale de transport ce aparțin CNTEE Transelectrica SA - lot 3 - STT Constanța	36	590,96	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
9	C 586/2023	Servicii de dezinfecție prin nebulizare uscată, dezinfecție și deratizare la sediile și stațiile teritoriale de transport ce aparțin CNTEE Eransselectrica SA - lot 2 - STT Bacău	36	575,38	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
10	C 585/2023	Servicii de dezinfecție prin nebulizare uscată, dezinfecție și deratizare la sediile și stațiile teritoriale de transport ce aparțin CNTEE Transelectrica SA - lot 7 - STT Sibiu	36	507,73	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

