



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediul Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr Înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de Înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

Directorat

Nr. 43817/17.10.2025

NOTĂ

privind aprobarea de către Adunarea Generală a Acționarilor a "Planului de Dezvoltare a RET perioada 2026 – 2035"

I. Generalități

"Planul de dezvoltare a RET perioada 2026-2035" (denumit, în continuare PDRET) a fost elaborat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (1), alin. (2), alin. (2¹) și alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, potrivit cărora:

" (1) Cel puțin din doi în doi ani, operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora și de a prezenta ANRE planul de investiții și de dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie, după consultarea prealabilă cu toți factorii interesați. Planul de dezvoltare a rețelei conține măsuri eficiente pentru a garanta caracterul adecvat al sistemului și siguranța alimentării cu energie electrică. Operatorul de transport și de sistem publică planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani pe site-ul său de internet.

(2) Planul de dezvoltare prevăzut la alin. (1), în mod special, trebuie să:

a) conțină în mod special modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului;

b) indice participanților la piață principalele infrastructuri de transport care trebuie să fie construite sau modernizate în următorii 10 ani;

c) conțină toate investițiile deja stabilite și va identifica noi investiții care trebuie să fie efectuate în următorii zece ani;

d) prevadă un interval de timp pentru realizarea proiectelor de investiții.

(2¹) Atunci când elaborează planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani, operatorul de transport și de sistem ia pe deplin în considerare potențialul utilizării consumului dispecerizabil, a instalațiilor de stocare a energiei sau a altor resurse ca alternativă la extinderea sistemului, precum și consumul preconizat, schimburile comerciale cu alte țări și planurile de investiții privind rețelele la nivelul Uniunii Europene și rețelele regionale, precum și țințele asumate de România pentru realizarea obiectivului global al Uniunii Europene.

(3) Planurile prevăzute la alin. (1) se aprobă de către ANRE."

II. Justificare

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, conform Codului Tehnic al RET și Condițiilor asociate Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, cu modificările și completările ulterioare, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. realizează activitatea de planificare privind dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport (RET).

În acest sens, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare a RET pentru următorii 10 ani succesivi, document ce este supus aprobării ANRE. În conformitate cu art. 37, alin. (1), lit. b) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, proprietarul rețelei de transport “finanțează și/sau își dă acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în rețeaua electrică de transport, stabilite de operatorul de transport și de sistem și aprobate în prealabil de ANRE, care are obligația să efectueze consultări atât cu acesta, cât și cu celelalte părți interesate”.

PDRET constituie o prezentare a aspectelor legate de funcționarea rețelei electrice de transport, integrată în contextul Sistemului Energetic Național și al pieței de energie electrică, destinată participanților la piața de energie electrică, autorităților de reglementare și forurilor de decizie din sectorul electroenergetic. Lucrarea cuprinde informații referitoare la sectoarele de producere și consum ale energiei electrice, caracteristicile și performanțele rețelei electrice de transport, precum și alte informații utile în vederea evaluării oportunităților de piață existente sau potențiale.

PDRET cuprinde proiecte de rețehnologizare și modernizare a stațiilor electrice de transport, precum și proiecte de dezvoltare care vizează realizarea de noi linii electrice de transport, unități de transformare, stații electrice noi, platforme informatice, sisteme de achiziție de date, monitorizare, comandă și control (EMS/SCADA) etc.

PDRET se bazează pe analizele efectuate conform Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice aprobată prin ord. ANRE nr.98/2022 cu modificările și completările ulterioare.

De asemenea, elaborarea la fiecare doi ani a Planului de dezvoltare a RET este în concordanță cu obligația C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. de a participa, în calitate de membru al asociației OTS europeni ENTSO-E, la elaborarea planului de dezvoltare European (*Ten Year Network Development Plan* -TYNDP).

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2026-2035 a fost avizat intern în CTES Transelectrica în data de 30 iulie 2025.

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2026-2035 a fost supus consultării publice în perioada 13 august – 13 septembrie 2025 prin postarea pe site-ul www.transelectrica.ro la secțiunea *Noutăți*.

III. Propuneri

Față de cele prezentate, în temeiul pct.4. din Anexa Deciziei ANRE nr. 2715/17.12.2024, precum și al art.14, alin.2, lit. n) din Actul Constitutiv al Companiei, se supune aprobării Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor Companiei:

- “Planul de dezvoltare a RET perioada 2026-2035 – sinteza” include o prezentare integrată a proiectelor prioritare pentru dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport, calendarul de implementare, estimarea investițiilor necesare și identificarea surselor de finanțare aferente.

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



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediul Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București,
România, Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404,
Cod Unic de înregistrare 13328043; Telefon +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei

www.transelectrica.ro

Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport perioada 2026 – 2035 **- Sinteza -**

1. Introducere

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și Condițiilor asociate Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, cu modificările și completările ulterioare, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. realizează activitatea de planificare privind dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport.

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. elaborează la fiecare doi ani un Plan de dezvoltare a RET pentru următorii zece ani succesivi, document ce este supus aprobării ANRE.

Elaborarea Planului de Dezvoltare se fundamentează pe strategiile și politicile europene și naționale în domeniul energiei, în conformitate cu cerințele ANRE și cu recomandările ENTSO-E privind planificarea integrată a sistemelor de transport. Conținutul Planului de dezvoltare a RET este susținut de analize și studii tehnico-economice realizate de CNTEE Transelectrica S.A. și integrează prioritățile strategice ale Companiei în domeniul cercetării și inovării, digitalizării infrastructurii de transport, managementului activelor și creșterii eficienței energetice.

Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport este un document public esențial, care prezintă situația actuală și perspectivele de dezvoltare ale rețelei pentru următorii zece ani, analizând întreg contextul Sistemului Electroenergetic Național, existent la momentul elaborării planului.

CNTEE Transelectrica SA pune acest document la dispoziția tuturor părților interesate, cu scopul de a facilita:

- **Informarea asupra capacității rețelei de transport**, și capacitatea acesteia de a răspunde cerințelor utilizatorilor și interesului public, în concordanță cu obiectivele Strategiei și Politicii Energetice Naționale și cu prevederile legislației în vigoare;
- **Crearea unui cadru de colaborare între Operatorul de Transport al Sistemului și participanții la piață**, pentru corelarea acțiunilor și investițiilor ce pot influența indicatorii de performanță ai serviciului și siguranța SEN;
- **Prezentarea oportunităților zonale de racordare și utilizare a RET**, pe baza prognozelor privind evoluția cererii de consum și disponibilitatea capacităților de producție;
- **Informarea asupra evoluției capacităților de schimb de energie cu sistemele energetice vecine**, în conformitate cu cerințele normative legate de piața internă europeană a energiei electrice;
- **Evaluarea nivelului de rezervă din SEN**, necesar pentru asigurarea acoperirii cererii de consum în perioadele de vârf, atât prin producție, cât și prin transportul energiei electrice;

- **Estimarea necesarului de resurse financiare pentru dezvoltarea RET** și identificarea surselor de finanțare aferente;
- **Promovarea accelerării implementării inițiativelor strategice europene**, cu accent pe digitalizare și eficiență energetică.

Prezentul Plan de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035 este elaborat de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A., în conformitate cu misiunea și viziunea sa, ținând cont de perspectivele de dezvoltare economică ale României și de evoluțiile sectorului energetic. Documentul respectă cerințele de conținut prevăzute de Ordinul ANRE nr. 98/2022 privind aprobarea *Procedurii de fundamentare și aprobare a planurilor de dezvoltare și investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice.*

Scopul planului de dezvoltare a RET este definirea unei viziuni pe termen lung (2026–2035) privind dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice, prin stabilirea unor obiective strategice și a direcțiilor de acțiune corespunzătoare. Acesta fundamentează proiectele majore de investiții necesare pentru modernizarea, extinderea și digitalizarea rețelei electrice de transport, în vederea asigurării unui Sistem Electroenergetic Național sigur, eficient, rezilient și interoperabil, în conformitate cu cerințele tranziției energetice și cu standardele europene în domeniu. În cadrul Planului de dezvoltare a RET sunt incluse, de asemenea și sursele de finanțare a investițiilor, împreună cu un calendar estimativ de implementare.

Planul de Dezvoltare RET pentru perioada 2026–2035 este elaborat într-un context strategic european complex, în care politicile energetice ale Uniunii Europene joacă un rol esențial în modelarea viitorului sectorului energetic. În acest sens, obiectivele de dezvoltare ale Transelectrica sunt construite în deplină concordanță cu direcțiile strategice ale UE, vizând în mod direct:

- **Diversificarea surselor de energie și creșterea securității energetice**, prin consolidarea rețelei de transport și dezvoltarea capacităților de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale statelor membre;
- **Dezvoltarea unei piețe interne integrate a energiei**, prin modernizarea RET și facilitarea cuplării piețelor de energie electrică pe toate orizonturile de timp;
- **Creșterea eficienței energetice și susținerea unei economii sustenabile**, prin investiții în infrastructura inteligentă și tehnologii avansate, sisteme de monitorizare și control, cu scopul reducerii pierderilor de energie și maximizării utilizării resurselor;
- **Decarbonizarea Sistemului Energetic Național**, prin integrarea energiei din surse regenerabile și asigurarea accesului acestora la rețea, sprijinind astfel atingerea țărilor climatice stabilite prin Acordul de la Paris și Pactul Verde European;
- **Promovarea cercetării, inovării și digitalizării**, prin implementarea proiectelor pilot, adoptarea de soluții tehnologice emergente și transformarea digitală a companiei, în linie cu agenda europeană privind tranziția energetică și competitivitatea.

Obiectivele specifice ale acestuia reflectă aceste direcții europene și includ:

- Asigurarea funcționării în siguranță a SEN și furnizarea serviciului de transport la standarde de calitate reglementate;
- Dezvoltarea RET în raport cu prognozele de consum, producție, import, export și tranzit de energie electrică;
- Creșterea capacităților de interconexiune și integrarea pieței unice europene;

- Facilitarea integrării surselor regenerabile de energie în rețea și transportul eficient al acestora către zonele de consum;
- Îmbunătățirea eficienței energetice și optimizarea investițiilor;
- Promovarea accesului echitabil și nediscriminatoriu la rețea;
- Implementarea soluțiilor digitale și inovatoare prin intermediul Programului de Transformare Digitală.

Această abordare integrată poziționează Transelectrica ca un actor-cheie în realizarea tranziției energetice a României și în atingerea obiectivelor de securitate, sustenabilitate și competitivitate energetică stabilite la nivelul Uniunii Europene.

În conformitate cu prevederile art. 10 din Procedura aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 98/2022 privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice:*

✓ *Planul de dezvoltare a RET pe 10 ani cuprinde:*

- *prezentarea succintă a contextului la nivel național și european în domeniul transportului de energie electrică, strategii și politici în desfășurare, obiectivele și țintele la realizarea cărora contribuie proiectele de investiții din planul de dezvoltare, precum și principiile și metodologiile utilizate la elaborarea planului de dezvoltare, ipotezele și scenariile elaborate, direcțiile de acțiune*
 - *lucrările de investiții care rezultă necesare în RET în cursul perioadei de perspectivă de 10 ani, în urma analizelor prevăzute la alin. (1), eșalonarea în timp a proiectelor de investiții, valoarea totală și estimarea cheltuielilor investiționale anuale pentru fiecare proiect de investiții, cu evidențierea surselor de finanțare (fonduri proprii, surse împrumutate, contribuții financiare, venituri din alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră)*
 - *prezentarea modificărilor intervenite în lista proiectelor de investiții față de ediția anterioară a planului de dezvoltare pe 10 ani aprobat de ANRE, cu justificarea documentată a fiecărui obiectiv modificat/eliminat;*
 - *prezentarea stadiului realizării investițiilor cuprinse în ediția anterioară a planului de dezvoltare a RET pe 10 ani aprobat de ANRE, care cuprinde estimările valorice ale impactului întârzierilor sau nerealizării investițiilor cuprinse în ediția precedentă a planului de dezvoltare ;*
 - *necesitățile de investiții identificate pe parcursul procesului de consultare desfășurat de OTS;*
 - *prezentarea și argumentarea modului de corelare și conformare a Planului cu Strategia energetică a României pe termen mediu și lung, cu planul neobligatoriu la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pe 10 ani menționat la art. 30, alin. (1) lit. (b) din Regulamentul (UE) 2019/943 și cu Planul național privind energia și clima transmis în conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999, edițiile în vigoare.*
- ✓ *Pentru fundamentarea planului de dezvoltare a RET pe 10 ani, OTS realizează următoarele studii și analize de perspectivă a RET, pe termen scurt - pentru următorii 5 ani, respectiv pe termen lung:*

Temă	Detalierea temei	Capitol/Anexă
Consum și	Stadiul actual și evoluția viitoare a	Capitolul 5;

producție de energie	consumului de energie electrică, a structurii și capacității surselor de producere, inclusiv importurile și exporturile de energie electrică, luând în considerare prognozele de dezvoltare a capacităților de schimb transfrontalier	Anexa 2.
Starea tehnică a RET	Analiza RET în funcție de vechimea și starea tehnică a elementelor acesteia, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune și elemente de rețea	Anexa 6; Anexa E3.
Stabilitate rețea	Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie, în scopul identificării zonelor critice ale rețelei și a lucrărilor necesare pentru creșterea siguranței în exploatare, optimizarea și eficientizarea acesteia	Anexa 3.
Pierderi de putere	Analiza nivelului pierderilor de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, identificarea zonelor și a elementelor critice și stabilirea măsurilor necesare pentru reducerea acestora	Anexa 1; Anexa 3.
Eficiență energetică RET	Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET, identificarea măsurilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acesteia, stabilirea calendarului de implementare a măsurilor	Anexa 4.
Performanța serviciului	Analiza nivelului de performanță a serviciului conform indicatorilor prevăzuți în reglementările specifice în vigoare, identificarea factorilor care au o influență semnificativă asupra acesteia, stabilirea măsurilor necesare pentru îmbunătățirea performanței serviciului și pentru asigurarea controlului asupra factorilor principali de influență	Anexa 1; Anexa 6; Capitolul 6.
Adecvanța sistemului	Analiza adecvanței sistemului la vârf de sarcină pe termen scurt, mediu și lung prin metode care să țină seama de structura capacităților de producere și de gradul de incertitudine indus de ponderea puterii disponibile a capacităților de producere din surse regenerabile în total putere disponibilă la nivelul SEN	Anexa 1; Anexa 3.
Flexibilitatea RET	Analiza privind evaluarea flexibilității RET	Anexa 3.
Modernizări și retehnologizări	Identificarea zonelor și a elementelor RET pentru care este necesară realizarea de	Anexa 6; Anexa 7;

	investiții constând în modernizări sau rețehnologizări	Capitolul 6.
Lucrări de dezvoltare/extindere	Identificarea zonelor de rețea în care sunt necesare lucrări de dezvoltare și extindere	Anexa 3; Capitolul 6.
Prioritizarea investițiilor	Prioritizarea investițiilor prin detalierea criteriilor de prioritzare și a tipului de analize care au stat la baza întocmirii cronologiei desfășurării lucrărilor de investiții prognozate	Anexa 3; Capitolul 6; Capitolul 7.
Valoare investiții și surse de finanțare	Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții, precum și identificarea surselor de finanțare (din fonduri proprii, surse împrumutate, contribuții financiare, venituri din alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră)	Anexa F-1; Anexa F-2; Capitolul 8; Capitolul 9.
Proiecte de interconexiune	Actualizarea stadiului proiectelor de interconexiune prevăzute în categoria “F – Creșterea capacității de interconexiune” din cadrul planului de dezvoltare pe 10 ani, în corelare cu lista proiectelor din planul european TYNDP, lista europeană a proiectelor de interes comun și cu țintele asumate la nivel național privind gradul de interconectare la nivelul Uniunii Europene	Anexa F-2; Anexa F-3; Capitolul 2; Capitolul 6.
Impactul investițiilor asupra tarifelor	Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate	Capitolul 9.3.
Corelare cu PD ale OTS vecini	Modul de corelare a planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani cu planuri similare ale rețelelor de transport al energiei electrice din țările vecine, rezultat în urma colaborării cu OTS vecini, cu evidențierea obligațiilor care revin OTS și a pozițiilor din planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani implicate în aceste corelări/colaborări	Anexa F-2; Capitolul 2.
Modificări față de ediția anterioară	Analiza comparativă a proiectelor de investiții din care să rezulte modificările față de ediția anterioară a planului aprobat de ANRE, cu justificarea documentată a fiecărui obiectiv modificat	Anexa F3; Capitolul 7.
Realizare investiții și impact întârzieri	Analiza realizării investițiilor cuprinse în planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani aprobat de ANRE, cu prezentarea unei estimări valorice a impactului întârzierilor sau nerealizării	Anexa F3; Anexa 3.

	investițiilor cuprinse în ediția precedentă a planului de dezvoltare (acolo unde este cazul se vor detalia și implicațiile de natură tehnică ce pot afecta semnificativ parametrii de funcționare a RET și/sau influența asupra realizării unor proiecte de investiții aflate în desfășurare sau planificate)	
Securitate cibernetică	Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetică a sistemelor informatice	Capitolul 6.
Proгноza CPT	Proгноza evoluției CPT în RET pe perioada planului	Anexa 1; Anexa 3.
Beneficii urmărite prin investiții	Identificarea, fundamentarea și estimarea valorică a beneficiilor urmărite prin realizarea investițiilor cuprinse în plan (ex. îmbunătățirea indicatorilor privind siguranța în funcționare a RET, a indicatorilor de performanță, reducerea cheltuielilor de operare și mentenanță, reducerea CPT, racordarea de noi utilizatori, îndeplinirea unor obligații legale, etc.)	Anexa F4; Capitolul 2; Capitolul 6.
Lucrări de mentenanță	Planul lucrărilor de mentenanță necesare pentru asigurarea siguranței în funcționare a RET sau respectarea obligațiilor legale (legi, condiții de licență, norme tehnice), cu detalierea modului de realizare (cu forțe proprii sau cu terți), a estimării costurilor lucrărilor de mentenanță și a programului de asigurare a mentenanței rețelei, întocmit în conformitate cu prevederile regulamentului de mentenanță	Anexa E-1; Anexa E-2; Anexa 7.
Digitalizarea RET	Prezentarea stadiului implementării noilor obligații privind digitalizarea RET	Anexa 5; Anexele H; Capitol 6.4.

Pentru fiecare analiză solicitată conform Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 98/2022, a fost menționat mai sus capitolul sau anexa din cadrul Planului de Dezvoltare în care au fost prezentate rezultatele analizei respective.

În urma tuturor acestor analize au rezultat proiectele introduse în planul de Dezvoltare a RET. O mare parte a acestor proiecte a fost cuprinse în edițiile anterioare, aprobate, ale Planului de Dezvoltare, la ediția actuală fiind prezentat stadiul acelor proiecte și reconfirmarea necesității acestora.

2. Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2026 - 2035 față de ediția anterioară a PD RET, aferent perioadei 2024 - 2033

În perioada de referință scursă de la aprobarea ediției anterioare a Planului de Dezvoltare, CNTEE Transelectrica SA a finalizat o serie de investiții strategice, esențiale pentru consolidarea infrastructurii de transport al energiei electrice, creșterea siguranței în alimentare și facilitarea tranziției energetice:

❖ ***Retehnologizare/modernizare RET:***

- Retehnologizarea **stației de transformare 220/110kV Filești**;
- Retehnologizarea **stației de transformare 220/110/MT kV Baru Mare**;

❖ ***Siguranța alimentării consumului:***

- Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea **stației 400 kV Arefu** și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV;

❖ ***Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova***

- Mărirea capacității de transport tronson **LEA 400 kV București Sud - Pelicanu** (8 km);
- Mărirea capacității de transport **LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântanele**;
- Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. **Racorduri la stația Medgidia Sud**;
- **Retehnologizarea stației 400kV Medgidia Sud** și racordarea intrare - ieșire în stația Medgidia Sud a LEA 400kV;

❖ ***Integrarea producției din centrale - alte zone***

- LEA 220 kV dublu circuit **Ostrovu Mare – RET**;

❖ ***Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE:***

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I **Stația 400/220/110 kV Reșița**;
- **Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței** cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlp;

În actuala ediție a Planului de dezvoltare, aferentă perioadei 2026-2035, **s-au introdus următoarele proiecte noi** de investiții:

❖ ***Retehnologizare/modernizare RET:***

- Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele;
- Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia;
- Modernizare stația 400/110/20 kV Drăgănești-Olt;
- Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Tulcea Vest;
- Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110 kV Constanța Nord;
- Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110 kV București Sud;
- Modernizare sistem comanda control protecții și automatizari în stația 400/110/20 kV Gura Ialomiței;

- Modernizare sistem comandă control protecții și automatizări în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele;
- DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome;
- Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines- etapa 2;

❖ **Siguranța alimentării consumului:**

- Recondutorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni;
- Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei;
- Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlpul;
- Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400/110 kV Botoșani;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Bistrița;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlpul;
- Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive în stația 400/220/110 kV București Sud;

❖ **Integrarea producției din centrale noi-Dobrogea și Moldova**

- Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Brașov-Sibiu Sud;

❖ **Integrarea producției din centrale - alte zone**

- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia;
- Recondutorare LEA. 220 kV Cetate – Calafat;
- Recondutorare LEA. 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești;
- Recondutorare racord 220kV – București Sud – derivație Mostiștea;
- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud;
- Autotransformator (AT4) nou 400/220kV, 400MVA Arefu.

O scurta justificare a proiectelor noi de investiții introduse în PDRET și descrierea acestora, se regăsește anexat prezentei, în Anexa denumită *“Lista proiectelor noi de investiții și justificarea includerii acestora în PD RET 2026–2035”*.

Față de ediția anterioară a Planului de Dezvoltare a RET 2024-2033, în actuala ediție a PD RET **nu** au fost excluse proiecte de investiții.

Detaliile privind analiza comparativă a proiectelor prevăzute în Planul de Dezvoltare a RET 2026–2035, în raport cu cele din Planul de Dezvoltare 2024–2033 aprobat, sunt incluse în **Anexa F-3**. Pentru fiecare proiect sunt prezentate informații relevante privind stadiul implementării, nivelul de progres înregistrat, precum și cauzele care au generat eventuale devieri față de calendarul de punere în funcțiune stabilit inițial.

3. Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2026 - 2035

Pentru a asigura dimensionarea corespunzătoare a rețelei de transport în raport cu fluxurile prognozate de energie electrică produsă, importată, exportată și tranzitată, în condițiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru a fi realizate, două categorii de investiții:

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

Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

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

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

În următorii zece ani, vor fi finalizate proiectele de rețehnologizare aflate în curs de desfășurare, iar altele noi vor fi inițiate, în conformitate cu prioritățile stabilite pe baza stării tehnice și a importanței fiecărei stații, după cum urmează:

Denumire proiecte
Înlocuiri AT și T în stații-etapa 3: ○ AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2); FAI (AT 2). ○ AT 220/110 kV 100 MVA Tihău; ○ Trafo2 110/20 kV 40 MVA în stația Tg.Jiu Nord și Trafo2 110/10 kV 40 MVA în stația Cluj Est, Trafo 110/20 kV 40 MVA: T1 și T2 în stația Cluj Florești; ○ T2 110/20 kV 25 MVA în stația Sălaj, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Câmpia Turzii, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Turnu Severin Est; Trafo T1 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est
Înlocuire AT 220/110kV 200MVA Stupărei
Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan
Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală (Proiect pilot DigiTEL Alba Iulia)
Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud
Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II)
Modernizare stației electrice de transformare 400/110kV Pelicanu
Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest
Retehnologizare stația 400/110 kV Dârste
Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru
Modernizare stație 400/110/20kV Drăgănești Olt
Modernizare stație 220/110/20kV Grădiște

Modernizare stație 220/110/20kV Fântânele
Modernizare stație 220/110 kV Calafat
Retehnologizare stația 220/110kV Baia Mare 3
Retehnologizare stația 400/220/110 kV Urechești
Retehnologizare stația 220/110kV Cluj - Florești
Retehnologizare stația 400kV Tântăreni
Modernizare sistem comandă control protecție în stațiile: 220/110/20 kV Târgoviște, 400/110/20kV Oradea Sud, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș, 400/110/20kV Mintia, 400kV Cernavodă, 400/110/20kV Tulcea Vest, 400/110kV Constanța Nord, 400/110/20kV Sibiu Sud, 220/110/20kV Gheorgheni, 220/110/20kV FAI, 400/110/20kV Gutinaș, 400kV Bacau Sud și Roman Nord, 400kV Calea Aradului, 400kV Gădălin, 400/110/20kV București Sud, 400/110/20kV Gura Ialomiței, 400/110/20kV Turnu Măgurele
Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu
Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Draganești Olt
Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est
Înlocuire Trafo 2 400/110kV stația Smârdan
Înlocuire trafo T1 și T2 400/110kV Constanța Nord
Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele
Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia
Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVAr în stația Porțile de Fier 400kV
Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori
DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome
„Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green
Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines
Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei
Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlp
Autotransformator (AT4) nou 400/220kV, 400MVA Arefu
Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste

Alte inițiative la nivel de Sucursale Teritoriale de Transport

- Centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE ‘Transelectrica’ – SA

Siguranța alimentării consumului

Pentru a asigura un nivel ridicat de siguranță în alimentarea consumatorilor, sunt propuse o serie de proiecte de dezvoltare și modernizare a infrastructurii de transport al energiei electrice. Proiectele incluse în acest capitol contribuie direct la consolidarea securității energetice regionale, adaptarea la creșterea consumului urban și integrarea fiabilă a noilor surse de energie în sistemul electroenergetic național. În acest sens, sunt programate următoarele proiecte:

Denumire proiecte
Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni
Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud
Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive de aproximativ 50 MVar fiecare în stația 400/220/110 kV București Sud, care ar putea fi racordate în terțiarul AT 3, 4 – 400 MVA, 400/220 kV sau a viitoarelor Trafo 3, 4 – 250 MVA, 400/110 kV
Realizare stație nou 400/110kV Grozavești și două bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozavești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozavești
Realizare stație nouă 400/110kV Fundeni și o bobină de compensare 100MVar +LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest +racordare LEA 400kV București Sud-Gura Ialomiței intrare-iesire în stația 400kV Fundeni
Stație 220/110kV Dej/ Cuzdrioara de injecție din LEA 220kV Baia Mare lernut în RED
Stație 400/110kV Bistrița de injecție din LEA 400kV Suceava - Gădălin în RED și instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive
Stație 400/110kV Botoșani de injecție din LEA 400kV Suceava - Bălți în RED și instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive
Transformator nou 400/110kV Calea Aradului

Creșterea capacității de preluare a energiei din Dobrogea și Moldova

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

Denumire proiecte
LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlp-Brașov
Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line
Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziție AT4 de 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest
LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlp
Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu
Mărirea capacității de transport LEA 220kV Gutinaș-Dumbrava
Mărirea capacității de transport LEA 220kV Dumbrava-Stejaru
Mărirea capacității de transport LEA 220kV Fântânele-Ungheni
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Gutinaș - Brașov
Mărirea capacității de transport LEA 220kV București Sud-Fundeni
Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Medgidia Sud
Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Smârdan
Instalare trafo 4 nou 400/110 kV Tulcea Vest
Echipare circuit 2 pt LEA noua 400 kV Gutinaș - Smârdan

Dispozitive de control al circulațiilor de puteri pentru LEA 220kV București Sud-Fundeni, LEA 220kV Urechești - Tg. Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare – Hășdat
Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stațiile: 400kV Gura Ialomiței, 400kV Arad, 220kV Teleajen
Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit
Transformator 400/110kV Suceava și 2 celule aferente de 400 kV, respectiv 110 kV
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Brașov-Sibiu Sud

Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale

În vederea evacuării energiei electrice produsă din surse regenerabile și pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, sunt programate următoarele lucrări:

Denumire proiecte
Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)
Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele- Ghizdaru
Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Craiova Nord
Reconductorare LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru (fără racord Mostiștea)
Reconductorare LEA 220kV Lacu Sărat-Filești-Barboși-Focșani Vest-Gutinaș
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud
Reconductorare LEA 220 kV Mintia –Alba Iulia
Reconductorare LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
Reconductorare LEA. 220 kV Cetate – Calafat
Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni
Reconductorare racord 220kV – București Sud – derivație Mostiștea

Creșterea capacității de interconexiune transfrontaliere

Scopul proiectului	Denumire proiect
Creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Resita - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad
	Reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz + stația 400 kV Timișoara + stația 110 kV Timișoara
	LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz
	Echiparea circuitului 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba
	LEA 400 kV d.c. Timișoara - Arad
	Extindere stație 400 kV Arad și rețehnologizare stația de 110 kV Arad
	Stația 400 kV Săcălaz și rețehnologizare stația 110 kV Săcălaz
	LEA 400kV Oradea-Jozsa

	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap circuitul 2 - rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E
	Reconductorarea LEA 220kV Porțile de Fier-Reșița
Creșterea capacității de schimb pe interfața de sud a României (granița cu Bulgaria) pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum și stocare	LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan-Gutinaș Stația 400 kV Stâlp (stație nouă)+ Modernizare celule 110 kV și medie tensiune
Creșterea capacității de schimb pe interfața cu Republica Moldova și Ucraina	LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (MD) simplu circuit
	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)
	Montare AT nou 400/220 kV în stația Roșiori + Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220 kV Roșiori
	LEA 400kV Gutinaș – Strășeni (LEA nouă)
	LEA d.c. 400kV Artsyz (UA) - Isaceea (RO)

Proiectele din Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2026 - 2035 și programarea realizării acestora în timp sunt prezentate în tabelul următor:

SECȚIUNEA IA - Investiții incluse în Plan care au fost demarate (investiții mature)												
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crt. ANRE	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE											
1	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N										
2	Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală	N										
3	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	N										
4	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare stație 400 kV)	N										
5	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	N										
6	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	N										
7	Modernizare stație 220/110 kV Calafat	N										
8	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	N										
9	Inlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Drăganesti	N										

	Olt											
10	Inlocuire Trafo 1 si Trafo 7 stația Cluj Est	N										
10.1	Trafo 1 stația Cluj Est	N										
10.2	Trafo 7 stația Cluj Est	N										
11	Achiziție si montare bobina de compensare 100 MVar în stația Portile de Fier 400kV	N										
12	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori	N										
13	Modernizare sistem de comandă-control- protecție- metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV si re tehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	N										
14	Modernizare sistem de comanda control protectie in stația 220/110/20kV Targoviste	N										
15	Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostistea in concept de stație digitala si cu impact redus asupra mediului	N										
16	Modernizare SCCPA stația Isalnita	N										
B	ALTE INVESTIȚII LA NIVEL DE SUCURSALE ȘI EXECUTIV (planificate anual)											
1	Alte investiții la nivel de sursale	N										
2	Centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE 'Transelectrica' – SA	N										
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI											
1	Creșterea gradului de siguranța in alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni	N										
2	Creșterea gradului de siguranța in alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud	N										
3	Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare lernut in RED (Dej sau Cuzdrioara)	E										
D	INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA											

1	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest	E										
1.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu	E										
1.2	Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4)	E										
1.3	Stația 400 kV Teleajen și rețehnologizare stația 110 kV	E										
2	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud	E										
3	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava	E										
4	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru	E										
5	Echiparea circuitului 2 a LEA 400kV d.c. Gutinas -Smardan	E										
6	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line	N										
7	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Fantanele-Ungheni	E										
E	INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE											
1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	E										
F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE											
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz + stația 400 kV Timisoara + stația 110 kV Timisoara	E										
1.1	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălăz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara	E										
1.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz	E										
2.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Arad	E										
2.3	Extindere stație 400 kV Arad și rețehnologizare stația de 110 kV Arad	E										
3	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas - Smardan	E										

4	Statia 400 kV Stalpu (stație nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	E										
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	E										
6	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru porțiunea de pe teritoriul Romaniei*)	E										
7.2	Montare AT nou 400/220 kV in statia Rosiori + Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220 kV Rosiori	E										
7.3	Reconductorarea axului 220 kV Urechesi-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat	E										
G	SISTEME DE CONTROL, COMANDA, PROTECTII, MASURA, COMUNICATII											
H	Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică											
J	Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)	N										
K	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ȘI TELECOMUNICAȚII	N										
L	ALTE CHELTUIELI DE INVESTITII											

SECȚIUNEA IB - Investiții incluse în Plan, aflate în stadiu incipient de realizare sau au grad ridicat de incertitudine (investiții incerte)												
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE											
16	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3) 7 AT & 8 T	N										
16.1	8 AT 220/110 kV în stațiile: Gradiste, Suceava, FAI, Dumbrava, Tg. Jiu Nord, Sardanești, Tihau, Stupărei	N										
16.2	8 Trafo 110/20 kV în stațiile : Tn. Severin Est (2 buc.) , Cluj Floresti (2 Buc.), Salaj, Campia Turzii, Cluj Est, Tg. Jiu Nord.	N										
17	Retehnologizare stația 400 / 110 kV Dârste	E										
18	Modernizare stația 400/110/20 kV Drăgănești-Olt	N										
19	Modernizare stație 220/110/20 kV Gradiste	N										
20	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele	N										

21	Modernizare SCADA in statia 400/110/20 kV Oradea Sud	N										
22	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Salaj	N										
23	Retehnologizare statia 220/110 kV Baia Mare 3	N										
24	Retehnologizare statia 220/110 kV Cluj Floresti	N										
25	Retehnologizare statia 400 kV Tantareni	N										
26	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Paroseni	N										
27	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Pestis	N										
28	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Mintia	N										
29	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Cernavoda	N										
30	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Tulcea Vest	N										
31	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110 kV Constanța Nord	N										
32	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Sibiu Sud	N										
33	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV Gheorgheni	N										
34	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV FAI	N										
35	Modernizare sistem de comanda control protecție in stațiile 400 kV Bacau Sud si Roman Nord	N										
36	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/220/110 kV Gutinas	N										
37	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Calea Aradului	N										
38	Retehnologizare statia 400/220/110 kV Urechești	N										
39	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Gadalin	N										
40	Înlocuire Trafo 2 400/110kV statia Smardan	N										
41	Înlocuire trafa T1 si T2 400/110kV Constanta Nord	N										
42	Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	N										
43	Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110 kV București	N										

	Sud											
44	Modernizare sistem comanda control protectii si automatizari in statia 400/110/20 kV Gura Ialomitei	N										
45	Modernizare sistem comandă control protecții și automatizări în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	N										
46	Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia	N										
47	DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome	N										
48	Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines	N										
B	ALTE INVESTIȚII LA NIVEL DE SUCURSALE ȘI EXECUTIV (planificate anual)											
3	Alte cheltuieli la nivel de sucursale	N										
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI											
4	Realizare statie noua 400/110kV Grozavesti si doua bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnesti - Grozavesti +LEC 400 kV s.c. Bucuresti Sud-Grozavesti	E										
5	Realizare statie noua 400/110kV Fundeni si o bobina de compensare 100MVar +LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest +racordare LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei intrare-iesire in statia 400kV Fundeni	E										
6	Statie 400/110kV Bistrita de injectie din LEA 400kV Suceava - Gadalin in RED si instalarea unei bobine compensare energie reactiva	E										
7	Transformator (nou) 400/110kV Calea Aradului	E										
8	Statie 400/110kV Botosani de injectie din LEA 400kV Suceava - Balti in RED si instalarea unei bobine compensare energie reactiva	E										

9	Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive de aproximativ 50 MVar fiecare în stația 400/220/110 kV București Sud, care ar putea fi racordate în terțiarul AT 3, 4 – 400 MVA, 400/220 kV sau a viitoarelor Trafo 3, 4 – 250 MVA, 400/110 kv	E										
10	Trafo (Nou) 400/110kV, 250MVA Dârste	E										
11	Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlpu	E										
12	Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni	E										
13	T2 (nou) 400/110kV, 250MVA Stâlpu	E										
14	AT2 (nou) 220/110kV, 200MVA Stupărei	E										
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA											
8	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	E										
9	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	E										
10	Marirea capacității de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53 km)	E										
11	Marirea capacității de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei	E										
12	instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud	N										
13	instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan	N										
14	Dispozitive de control al circulațiilor de puteri pentru LEA 220kV București Sud-Fundeni, LEA 220kV Urechești - Tg. Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare – Hășdat	N										
15	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stațiile: 400kV Gura Ialomitei, 400kV Arad, 220(400) kV Teleajen.											
15.1	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stația 400kV Gura Ialomitei	N										
15.2	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stația: 400kV Arad	N										
15.3	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stația 220(400)kV Teleajen	N										
16	Marire capacitate de transport LEA 400 kV Gutinas - Brașov	E										
17	Marirea capacității de transport LEA 220 kV București Sud-Fundeni	E										
18	Reconductorare LEA 220kV Lacu Sărat-Filești-Barboși-Focșani Vest-Gutinaș	E										

[illegible]

SECȚIUNEA II - Investiții care nu sunt incluse în Plan; se vor include în funcție de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul partilor interesate

Nr. Crt.	Denumire proiect	Crt ANRE	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
II a	TOTAL - Investiții pt. racordare CHEAP Tarnita									
1	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Mintia	N								
2	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Gadalin	N								
3	Statie 400 kV Tarnita	N								
II b	Cablu submarin Romania-Georgia	E								
II c	Sediu nou CNTEE "Transelectrica" SA	N								
II d	Cablu subteran în curent continuu HVDC Albertirsa (HU) - Arad (RO) 525kV	N								
1	Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad (RO) – Constanța Sud (RO) 525kV	N								
2	Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad (RO) – București Sud (RO) 525kV	N								
3	4 stații de conversie VSC în Albertirsa, Arad, București Sud și Constanța Sud	N								
II e	Trecere la 400kV LEA Isaccea-Ucraina Sud (Primorska) instalare celula în statia Isaccea 400kV	E								

E = investitie in active imobilizate esentiale
N= investitie in active imobilizate necesare

 -etapa de proiectare
 -etapa de execuție

3. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET

Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport s-a realizat pe baza unor indicatori de cost unitar, stabiliți pentru fiecare nivel de tensiune și tip de echipament (celule, transformatoare/autotransformatoare), incluzând construcțiile, circuitele secundare și sistemele de măsurare, comandă, control și protecție.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiții derulate după 2005. Acolo unde nu s-a dispus de experiență recentă proprie, s-au utilizat informații despre prețuri estimate în studiile consultanților.

Adoptarea mecanismelor de sprijin pentru sursele regenerabile a determinat un val semnificativ de cereri de racordare, în special pentru centrale eoliene concentrate regional, ceea ce a impus includerea în PDRET a unui pachet amplu de investiții pentru întărirea capacității de transport. Creșterea rapidă a cererilor de racordare a noilor capacități regenerabile pune presiune semnificativă pe extinderea și consolidarea rețelei de transport. Însă demersurile pentru construirea liniilor electrice noi sunt adesea întârziate de termenele îndelungate impuse de obținerea autorizațiilor și acordurilor (exproprieri, emiterea avizelor de mediu, scoaterea din circuitul forestier sau agricol), care pot dura între 2 și 3 ani. În acest interval, certificatele de urbanism expiră, iar lucrările altor entități pot ocupa traseul inițial, necesitând reluarea proiectării și a procesului de autorizare.

În fig. 1 sunt prezentate, comparativ, față de ultima ediție aprobată a Planului de dezvoltare a RET (2024-2033), valorile cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2026-2035).

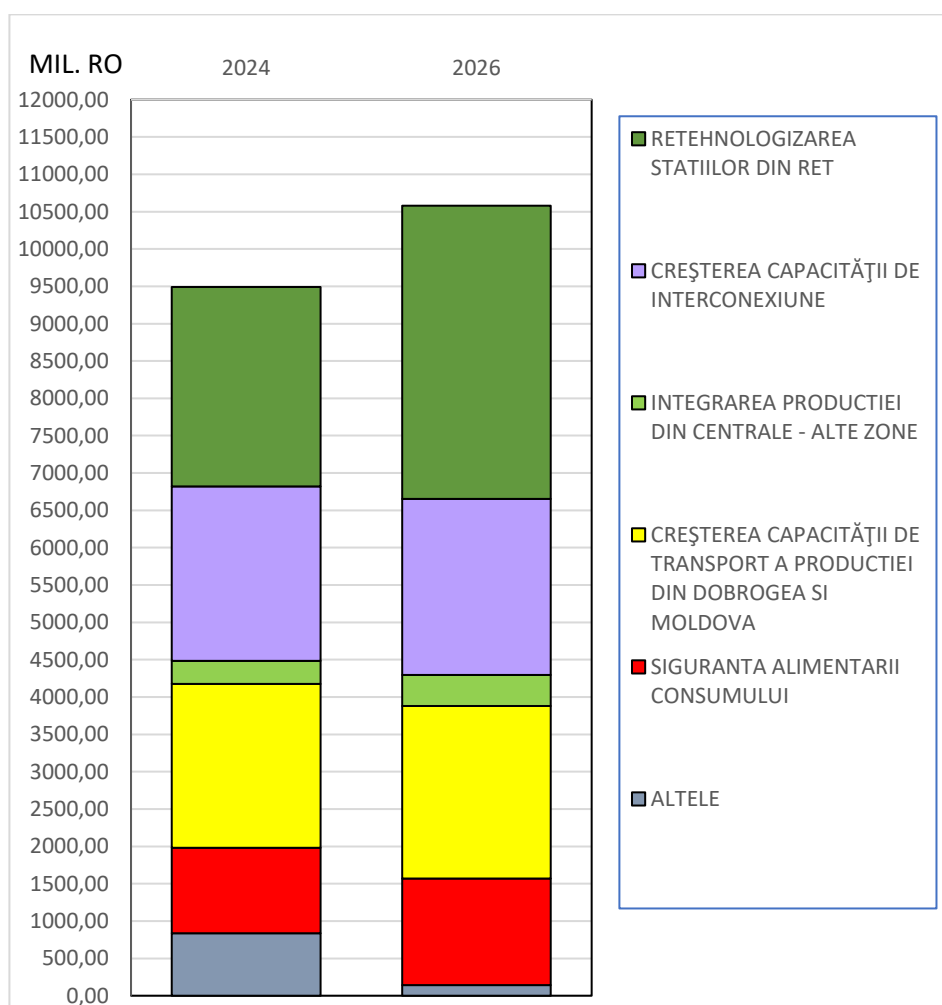


Fig. 1 - Evoluția Planului de Dezvoltare a RET pe ani - volum și structură CAPEX-

Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în fig. 2.

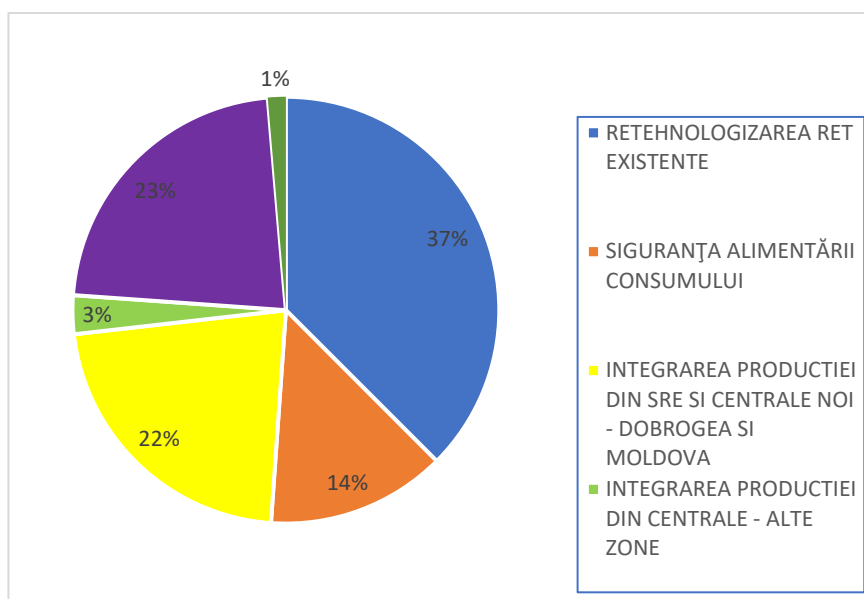


Fig. 2 - Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET
- perioada 2026-2035-

4. Sursele de finanțare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie

Din ansamblul surselor de venit ale CNTEE Transelectrica SA, doar veniturile obținute din tariful reglementat pentru serviciul de transport al energiei electrice, alături de cele generate prin alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră, constituie resurse financiare utilizabile pentru susținerea investițiilor în infrastructura rețelei electrice de transport.

În schimb, veniturile provenite din tariful pentru serviciile tehnologice de sistem și cele rezultate din activitatea de administrare a pieței de echilibrare sunt strict destinate acoperirii costurilor operaționale aferente acestor activități. Acestea nu includ componente de finanțare a investițiilor, întrucât serviciile tehnologice de sistem sunt prestate cu ajutorul capacităților energetice deținute de participanții la piața de energie, nefiind necesară infrastructura proprie a CNTEE Transelectrica SA. Prin urmare, aceste venituri nu contribuie la bugetul de investiții al Companiei.

Finanțarea dezvoltării RET are următoarele componente:

Surse interne CNTEE Transelectrica SA (autofinanțare)

- Fluxul de încasări generat de operațiunile de bază (în principal prin tariful de transport completat cu încasările generate de alocarea capacității de transport pe linii de interconexiune - utilizate pentru finanțarea investițiilor în RET care conduc la creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine).
- Fluxul de încasări generat de investițiile financiare: dividende și dobânzi încasate. Contribuția acestor surse este nesemnificativă în raport cu fluxul de numerar din operațiunile de bază.

Surse externe CNTEE Transelectrica SA (finanțare atrasă):

- Sistemul bancar - de la momentul înființării (anul 2000), CNTEE Transelectrica SA a construit relații solide cu băncile locale și cu instituțiile financiare internaționale (BIRD, BERD, BEI), o parte importantă a programelor de investiții implementate de Companie în ultimii 16 ani fiind finanțate din împrumuturi atrase din sistemul bancar. În prezent există un interes ridicat manifestat permanent de instituțiile de credit pentru participarea la programe de finanțare a proiectelor de investiții în infrastructură, sectorul energiei electrice numărându-se printre ariile principale vizate pentru finanțare.
- Prin emisiuni de obligațiuni corporative pe piețe locale sau internaționale (emisiuni în moneda locală sau, după caz, euro) care au o durată determinată și un cost fix de finanțare pe toată perioada. Emisiunea de obligațiuni, poate reprezenta și reprezintă o alternativă solidă la finanțarea programului de investiții care poate compensa o serie de neajunsuri ale finanțărilor clasice.

Finanțarea poate fi atrasă atât în formule care presupun stabilirea punctuală ex-ante a proiectelor de investiții individuale cu finanțare dedicată (model practicat în trecut în relație cu BIRD, BERD, BEI) cât și în formule care permit utilizarea fondurilor împrumutate pentru nevoile generale de finanțare a planurilor de investiții care nu limitează utilizarea fondurilor la o listă de proiecte predefinită.

În completarea fondurilor asigurate prin tariful reglementat, CNTEE Transelectrica SA a accesat pentru implementarea proiectelor sale și finanțarea nerambursabilă din fonduri europene, ce are ca efect limitarea presiunii asupra tarifului reglementat. Astfel:

- ✓ Prin semnarea **Contractului de finanțare nr. 146** din 12 decembrie 2024, proiectul Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit Gutinaș-Smârdan a intrat în Etapa a II-a de implementare începând cu 1 ianuarie 2025. Această fază este finanțată din Programul de Dezvoltare Durabilă 2021-2027 (cod MySMIS2021+: 326878), beneficiind de o alocație nerambursabilă de 100.339.057,89 lei din Fondul de Coeziune. Etapa inițială, finalizată la 31 decembrie 2024, a fost susținută prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (cod MySMIS2014+: 129245), cu o finanțare de 138.136.986,79 lei din Fondul European de Dezvoltare Regională.

Din **Fondul de Modernizare**, CNTEE Transelectrica SA a primit finanțare pentru următoarele proiecte aflate în derulare:

Nr. Crt.	Titlu proiect	Valoare totală eligibilă aprobată (LEI)
1	Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Medgidia Sud-Constanța Nord, echipata cu un singur circuit* (ajustari eligibile)	111.873.780,08
2	Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN* (ajustari eligibile)	492.452.329,63
3	Etapa II "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, Retehnologizarea stației	309.511.185,12

	110 /220 kV Timișoara și trecerea la 400 kV *	
4	Etapa III "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV Timișoara/Săcălaz – Arad, Retehnologizarea stației de 110kV Arad și trecerea la 400kV și construirea noii stații Săcălaz de 400 kV (ajustari eligibile) *	279.809.124,03
5	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp (ajustari eligibile)	248.478.774,69
6	Proiect pilot - Retehnologizarea Stației de 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală (ajustari eligibile)	228.474.337,86
7	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu (ajustari eligibile)	254.651.970,65
8	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID) (ajustari eligibile)	50.968.365,49
9	Digitalizarea RET prin instalarea a 2 sisteme online pt Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, și pt Monitorizarea calitatii energiei electrice	88.806.776,94
10 (P62)	Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului	240.582.164,42
11 (P262)	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit (ajustari eligibile)	318.893.345,47

✓ Totodată, CNTEE Transelectrica SA a accesat finanțare și prin **Planul Național de Redresare și Reziliență, Componenta 16. REPowerEU, Investiția 5**. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice, care cuprinde următoarele Subinvestiții:

- **Subinvestiția 5a.** – *Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);*
- **Subinvestiția 5b.** – *Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 18.240.000 euro);*
- **Subinvestiția 5c.** - *Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).*

Concluzii

Prin elaborarea prezentei ediții a Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, CNTEE Transelectrica S.A. își reafirmă rolul esențial în asigurarea funcționării sigure, eficiente și sustenabile a Sistemului Electroenergetic Național. Planul reflectă o abordare integrată a nevoilor actuale și viitoare ale rețelei de transport, corelată cu obiectivele de politică energetică ale României și cu direcțiile strategice stabilite la nivelul Uniunii Europene.

Prin implementarea proiectelor propuse, Transelectrica urmărește consolidarea infrastructurii naționale de transport al energiei electrice, facilitarea tranziției către o economie cu emisii reduse de carbon, integrarea accelerată a surselor regenerabile, precum și creșterea gradului de digitalizare și reziliență a rețelei..

Prin urmare, acest document constituie nu doar un instrument de planificare, ci și o direcție strategică de acțiune pe termen lung, menită să asigure o rețea electrică modernă, flexibilă și pregătită să răspundă provocărilor tranziției energetice și ale pieței unice europene de energie electrică.

Anexa - Lista proiectelor noi de investiții și justificarea includerii acestora în PD RET 2026–2035

Denumire proiect	Descriere/justificare proiect	Estimare termen PIF
Retehnologizare/modernizare RET		
Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	Autotransformatorul AT2 200 MVA din stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele a fost pus în funcțiune în anul 1986. Menținerea în funcțiune a transformatorului AT2 220/110/10,5 kV, 200 MVA din stația Turnu Măgurele ar genera costuri mari de mentenanță, durate lungi de reparație și riscuri tehnice datorate vechimii de peste 37 de ani, cu posibilitatea ca viitoarele lucrări să nu mai asigure performanța pentru serviciul de transport și pentru serviciul de sistem, conform standardelor. Pentru respectarea cerințelor Codului Tehnic al RET și ale ordinelor ANRE, precum și pentru evitarea unor evenimente cu impact major, se impune înlocuirea echipamentului.	2030
Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia	În urma incidentului din data de 24.09.2024 din stația 400/220 kV Roșiori, aparținând CNTEE Transelectrica SA - STT Cluj-Napoca, AT2 400/220 kV 400MVA a devenit indisponibil din cauza unui defect intern. În urma discuțiilor purtate în cadrul Companiei s-a propus înlocuirea AT 2 Roșiori (defect) cu un autotransformator similar existent în stația 400/220/110 kV Mintia, și anume AT4 400/220 kV, 400MVA. Ca urmare a acestor evenimente, este necesară achiziționarea și instalarea unui autotransformator nou în stația 400/220/110 kV Mintia, în locul actualului AT4, în contextul în care în stația Mintia urmează a se racorda noua Centrală Electrică cu Ciclu Combinat Mass Mintia, cu puterea instalată 1738,20 MW.	2027
Modernizare stația 400/110/20 kV Drăgănești-Olt	Stația 400/110/20 kV Drăgănești-Olt reprezintă legătura cu RED din zonă și contribuie la evacuarea puterii din CHE-urile din bazinul hidrografic ale râului Olt. Majoritatea echipamentelor și materialelor au durată de viață depășită și prezintă un grad avansat de uzură fizică și morală. Toate echipamentele, precum și concepția și realizarea sunt în prezent perimate tehnic, tehnologic și neconforme cu reglementările tehnice, actualmente în vigoare. Perioada estimată de realizare a acestei lucrări este 2028-2030. Beneficii: - îmbunătățirea calității energiei electrice	2031

	- reducerea costurilor de mentenanță - îmbunătățirea continuității în alimentare cu energie electrică	
Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Tulcea Vest	Înlocuirea SSCPA Tulcea Vest (integral) – fiind ultima versiune de Agile dezvoltată de ALSTOM înainte de preluarea ALSTOM de General Electric, de la PIF (2014-2016) și până în prezent au fost numeroase disfuncționalități în exploatare al SSCPA care cu foarte mare dificultate au putut și pot fi remediate. Fiind ultima versiune de DC Agile concepție Alstom care practic nu mai exista (Alstom fiind preluat de GE), nu mai există suport tehnic și echipamente compatibile	2031
Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110 kV Constanța Nord	Sistemul SSCPA al stației de transformare Constanța Nord datează din anul 2004 (proiect ABB) când a fost re tehnologizată toată stația de transformare. Ulterior, în anul 2017/2018 a fost upgradat sistemul central SCADA, în continuare sistemul prezentând disfuncționalități, baza sistemului SCADA fiind cea inițială cu PIF 2004 (Micro SCADA). De asemenea, trebuie avut în vedere că stația Constanța Nord se va extinde datorită apariției LEA Constanța Nord – Medgidia Sud și deci și SSCPA.	2031
Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Gura Ialomiței	Este necesară realizarea unui sistem de comandă-control conform cu ultimele NTI-uri în vigoare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA, pentru: - teleconducerea integrală a stației atât de către personalul operativ, personalul de la nivelul Centrului de Teleconducere al Sucursalei București și al centrelor de dispecer central și teritorial; - continuitatea în transmiterea informațiilor; - accesul sigur și stabil al consumatorilor, producătorilor și operatorilor de distribuție la rețeaua de transport pentru a răspunde cerințelor actuale de siguranță funcțională și operațională a SEN. În urma implementării acestui proiect de investiții, stația electrică de transformare 400/110/20 kV Gura Ialomiței va fi dotată cu un sistem de comandă control protecții și automatizări modernizat conform cerințelor actuale ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., care să cuprindă echipamente de ultimă generație cu o fiabilitate crescută, costuri de mentenanță reduse, cu transmitere de informații în timp real.	2030
Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV București Sud	În stația 400/220/110 kV București Sud este necesară realizarea unui subsistem de comandă-control, protecție și automatizare conform cu ultimele NTI-uri în vigoare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA. De asemenea, este necesară achiziționarea unui sistem de măsurare sincronă a fazorilor și de monitorizare a oscilațiilor interzonale aferente Stației electrice 400/220 kV București Sud, compatibil și integrabil în sistemul de măsurare sincronă a fazorilor existent la nivelul C.N.T.E.E.	2029

Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	În stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele urmează să se instaleze un sistem de comandă-control, protecție și automatizare (SCCPA) numeric, modern, în concordanță cu practicile și reglementările C.N.T.E.E Transelectrica S.A. Sistemul va fi dimensionat conform schemelor monofilare la toate nivelele de tensiune ale stației 220/110/20 kV Turnu Măgurele, ținând cont de extinderile pentru etape viitoare. Anul ultimei modernizări al sistemului de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele, a fost anul 2010.	2030
DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome	Prin intermediul acestui proiect, personalul implicat în activitatea de exploatare, proiectare și planificare a activelor Transelectrica va avea posibilitatea să vizualizeze, să construiască și să gestioneze sistemele electrice complexe, asigurând o funcționare sigură și eficientă pe tot parcursul ciclului de viață. • În prima faza a acestui proiect vor fi scanate toate stațiile de 400kV re tehnologizate sau în curs de re tehnologizare cu termen de finalizare până în 2027. Aceste scanări vor fi validate, integrate și vizualizate într-o platformă dedicată, cu ajutorul căreia personalul implicat în activitatea de exploatare și proiectare va avea posibilitatea să gestioneze sistemele electrice complexe. • În a doua faza, pentru o stație electrică din cele selectate la pasul anterior, vor fi dezvoltate soluții de inspecție și analiza bazate pe sisteme robotice autonome (o drona și un robot).	2028
Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines- etapa 2	În prezent, se află în curs de implementare proiectul „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid)”, finanțat 100% din Fondul pentru Modernizare. În cadrul acestui proiect, a fost înregistrată o economie de fonduri de aproximativ 15.000.000 lei. Propunerea BEI a fost de a iniția un nou proiect, împreună cu o nouă aplicație pentru obținerea finanțării. Obiectivul principal ce se dorește a fi atins prin achiziția și montarea sistemelor de monitorizare on-line este creșterea siguranței în funcționare a LEA, prin diagnoza și evaluarea online a stării tehnice a liniilor electrice, pe baza datelor colectate în timp real. În cazul în care nu se va obține finanțarea nerambursabilă, implementarea proiectului va fi	2029

	susținută de Proiectul de Ordin ANRE privind aprobarea <i>Metodologiei pentru stabilirea indicatorilor de performanță în legătură cu dezvoltarea unei rețele electrice care să promoveze eficiența energetică și integrarea energiei electrice produse din surse regenerabile</i> care sprijină implementarea subsistemelor de monitorizare LEA.	
Siguranța alimentării consumului		
Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni	Necesitatea proiectului a reieșit din Studiul de dezvoltare 2024-2038-2033, la analizele efectuate în in Secțiunea Sud. - Fără reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii Sud, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de 3169 MW. - Reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni va permite creșterea puterii generate în zona D cu aproximativ 655 MW. - Reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni - conduce la o scădere cu 0.4 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).	2030
Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei	Necesitatea proiectului a reieșit din Studiul de dezvoltare 2024-2038-2033. Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea instalării celui de-al doilea AT 220/110 kV Stupărei 200 MVA în vederea evitării supraîncărcărilor AT1 220 kV Stupărei (125% Sn). - Fără instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Vâlcea cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de 417 MW. - Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Vâlcea cu aproximativ 126 MW, - Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei conduce la o scădere cu 0.9 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).	2032
Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlpu	Necesitatea proiectului a reieșit din Studiul de dezvoltare 2024-2038-2033. Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea acestei măsuri de întărire a Zonei C.	2030

	- Fără instalarea T2 400/110 kV 250 MVA Stâlp, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei C cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de 531 MW. - Instalarea T2 400/110 kV 250 MVA Stâlp va permite creșterea puterii generate în zona C cu aproximativ 409 MW, - Instalarea T2 400/110 kV Stâlp 250 MVA conduce la o scădere cu 1.5 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).	
Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste	Necesitatea proiectului a reieșit din Studiul de dezvoltare 2024-2038-2033. Analiza regimurilor de dimensionare în zona G a identificat supraîncărcarea LEA 110 kV Brașov - Bartolomeu la declanșarea trafo 400/110kV Dârste, suprasarcini pe LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, pe LEA 220 kV din zona Cluj, Alba Iulia și Mintia. Pentru decongestionare, este necesară instalarea unui al doilea trafo 400/110kV în stația Dârste. - Fără montarea unui al doilea trafo 400/110kV 250MVA în stația 400/110kV Dârste, puterea maximă ce poate fi consumată la nivelul zonei de 110 kV Brașov - Dârste, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de 369 MW. - Instalarea unui al doilea trafo 400/110 kV Dârste 250 MVA va permite creșterea puterii consumate în zona rețelei de 110 kV Brașov-Dârste cu aproximativ 132 MW.	2030
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400/110 kV Botoșani	Instalarea bobinelor de compensare în stațiile 400 kV Stâlp, Bistrița, Botoșani și 400/220/110 kV București Sud este necesară pentru menținerea stabilității de tensiune și siguranței în funcționare a SEN, în contextul reducerii mijloacelor disponibile de reglaj tensiune–putere reactivă. Creșterea accelerată a centralelor regenerabile distribuite și a prosumatorilor, retragerea grupurilor termoelectrice și reducerea surselor clasice de putere reactivă au condus la apariția unor tensiuni ridicate, peste limitele prevăzute de Codul Tehnic al RET. În aceste condiții, bobinele de compensare devin esențiale pentru evitarea deconectărilor frecvente ale liniilor de 220 kV și 400 kV, pentru integrarea în siguranță a noilor capacități de producție regenerabilă și pentru asigurarea funcționării stabile a sistemului electroenergetic național.	2030
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Bistrița		2030
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlp		2032
Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive în stația 400/220/110 kV București Sud		2032

Integrarea producției din centrale noi-Dobrogea și Moldova		
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Brașov-Sibiu Sud	Proiectul este necesar ca urmare a depășirii duratei de viață a liniilor și a neconformităților identificate la conductoarele active (uzură, coroziune, slăbirea elementelor de prindere). În plus, în zona deservită sunt în curs de autorizare și proiectare noi centrale electrice fotovoltaice și stații de transformare, racordate în LEA 400 kV, ceea ce impune consolidarea rețelei pentru integrarea acestor capacități. Totodată, proiectul asigură evacuarea în siguranță a energiei regenerabile și a fluxurilor internaționale, contribuind la creșterea fiabilității și la funcționarea stabilă a SEN.	2029
Integrarea producției din centrale - alte zone		
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia	Liniile electrice aeriene de 220 kV vizate au depășit durata normală de viață și prezintă degradări semnificative (uzură, coroziune, slăbirea elementelor de prindere), ceea ce afectează siguranța în exploatare și capacitatea de transport a energiei. În același timp, proiectul este esențial pentru tranzitarea energiei generate de termocentrala modernizată de la Mintia, precum și pentru asigurarea evacuării energiei regenerabile și a fluxurilor internaționale, contribuind astfel la creșterea adecvanței și la integrarea eficientă a producției în SEN.	2030
Reconductorare LEA 220 kV Cetate – Calafat	Având în vedere faptul că în zona Cetate – Calafat funcționează multe centrale hidroelectrice și avem multe surse regenerabile în faze avansate de racordare, se impune modernizarea liniilor 220kV din zonă.	2030
Reconductorare LEA. 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești	Liniile electrice aeriene de 220 kV vizate au depășit durata normală de funcționare , ceea ce conduce la degradarea treptată a elementelor constructive. În exploatare au fost identificate neconformități semnificative la nivelul conductoarelor active și al accesoriilor, manifestate prin uzură, coroziune și slăbirea elementelor de prindere. Aceste probleme generează creșterea riscului de defecte și întreruperi neplanificate, afectând siguranța în alimentarea consumatorilor și stabilitatea SEN. În același timp, creșterea frecvenței lucrărilor de mentenanță corectivă determină costuri suplimentare și o disponibilitate redusă a instalațiilor. Acest proiect asigură evacuarea energiei regenerabile datorită faptului că în zonele deservite de această LEA, au fost aprobate și se află în curs de dezvoltare proiecte semnificative de producere a energiei electrice din surse regenerabile, a căror evacuare în condiții de siguranță depinde de capacitatea de transport disponibilă. În lipsa modernizării și creșterii capacității liniei, există riscul apariției congestiilor, cu limitarea accesului producătorilor de energie regenerabilă și, implicit, pierderea unor oportunități de valorificare a acestui potențial.	2030

Reconductorare racord 220kV – București Sud – derivație Mostiștea	În Planul de Dezvoltare RET 2022-2029 s-a propus reconductorarea LEA 220kV d.c. București Sud – Ghizdaru, iar în programul de retehnologizare a stației 220kV Mostiștea este prevăzută și a doua unitate de transformare 220/110kV 200MVA, atunci se impune și reconductorarea racordului 220kV Mostiștea.	2030
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud	Proiectul urmărește creșterea capacității de transport și a fiabilității rețelei electrice, asigurând evacuarea energiei generate de către UHE Lotru, în prezent concentrată pe un singur circuit. Totodată, se impune intervenția datorită depășirii duratei de viață a liniilor de 220 kV și a neconformităților constatate la conductoarele active (uzură, coroziune, slăbirea elementelor de prindere). De asemenea, proiectul contribuie la integrarea noilor centrale electrice fotovoltaice ,sprijinind tranziția energetică și funcționarea sigură a SEN.	2029
Autotransformator (AT4) nou 400/220kV, 400MVA Arefu	Necesitatea proiectului a reieșit din Studiul de dezvoltare 2024-2038-2033. • Fără instalarea AT2 400/220 kV 400 MVA Arefu, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei C cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de 1776 MW. • Instalarea AT2 400/220 kV 400 MVA Arefu va permite creșterea puterii generate în zona C cu aproximativ 96 MW, • Instalarea AT 2 400/220 kV 400 MVA Arefu conduce la o scădere cu 3,1 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).	2031