

Notă de informare privind

Decizia de aprobare a *Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027*

1 Cadrul național de reglementare și legislația aplicabilă

Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027 (denumit, în continuare *PDRET*) a fost elaborat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (1) și alin. (2) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare (denumită, în continuare, *Lege*), potrivit căroră operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora planuri de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică și a surselor de producere a energiei electrice, inclusiv a importului și a exportului de energie electrică.

Decizia privind aprobarea planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport se emite în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (3) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare și în temeiul prevederilor art. 5 alin (1) lit. d) și art. 9 alin. (1) lit. v) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 *privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei*, aprobată cu modificări și completări prin *Legea* nr. 160/2012.

Conținutul *PDRET*, condițiile și principiile de elaborare a acestuia, sursa și structura datelor utilizate și criteriile aplicate în elaborarea planului sunt conforme prevederilor din Capitolul IV al *Codului tehnic al rețelei electrice de transport*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, cu modificările și completările ulterioare și cu principiile stabilite de către ENTSO-E în vederea elaborării planului la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei TYNDP - *Ten Year Network Development Plan*.

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 grupului de cooperare al OTS europeni ENTSO-E, la elaborarea de către acesta, la fiecare doi ani, a documentului *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 *privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 (Regulamentul nr. 714/2009)*, care prevăd că ENTSO de energie electrică adoptă și publică, la fiecare doi ani, un plan la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei, care cuprinde modelarea rețelei integrate, scenariul de dezvoltare, o evaluare europeană cu privire la adecvarea capacităților de producere, precum și evaluarea flexibilității sistemului și se bazează pe planuri naționale de investiții, luând în considerare planuri regionale de investiții.

Având în vedere cele menționate anterior, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a transmis ANRE spre aprobare *Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027* prin adresa nr. 11429/04.04.2018, înregistrată cu nr. 26817/05.04.2018.

În prezent este în vigoare *Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2016-2025* (denumit în continuare, *Planul aprobat în 2016*), care a fost aprobat prin Decizia președintelui ANRE nr. 1251/27.07.2016.

2 Scopul reglementării

Aprobarea prin decizie a ANRE a *PDRET* are scopul de a confirma că la elaborarea acestuia s-au respectat principiile statuate prin *Lege* privind dezvoltarea sistemului energetic național (SEN), de a se atribui acestui document caracterul obligatoriu prevăzut în *Lege* și de a pune la dispoziția participanților la piața de energie electrică informațiile privind strategia de dezvoltare a SEN în condiții de preservare a siguranței în funcționare a acestuia.

2.1 Conținutul Planului

PDRET prezintă o analiză a regimurilor actuale de funcționare a RET și a infrastructurii asociate, efectuată pe baza datelor și evenimentelor înregistrate în perioada 2016 - 2017, și o proiecție a structurii și a regimurilor de funcționare a RET în perioada 2018 – 2027, elaborată în ipotezele a trei scenarii care modelează situații diferite privind nivelul și structura producției de energie electrică și nivelul consumului, cu scopul de a se stabili lucrările necesare a fi realizate pentru asigurarea dezvoltării RET, astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată pe termen lung în condiții economice, de siguranță, fiabilitate și eficiență, cu respectarea normelor privind protecția mediului, pentru o perioadă de zece ani, în intervalul 2018 - 2027.

Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET a inclus: situația capacităților de producere disponibile, adecvanța sistemului la vârf de sarcină, situația capacităților interne de transport al energiei electrice și interconexiunile existente, gradul de încărcare a elementelor RET, nivelul înregistrat al principalilor parametri de funcționare a RET (nivelul admisibil de tensiune în nodurile RET, nivelul curenților de scurtcircuit, nivelul pierderilor de putere pe palierul caracteristic ale curbei de sarcină), serviciile de sistem asigurate, starea tehnică a rețelei electrice de transport și de distribuție, securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență, protecția mediului asociată RET.

Pentru proiecția structurii și a regimurilor de funcționare a RET în perioada 2018 – 2027, s-au făcut analize și simulări ale funcționării RET care au verificat: nivelul capacităților transfrontaliere, condițiile de stabilitate statică, condițiile de stabilitate tranzitorie, nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET, calitatea tensiunii în RET și nivelul pierderilor în elementele rețelei.

Simulările și analizele efectuate au identificat congestii și locuri/elemente din rețea în care nivelul unor parametri de funcționare depășesc valorile corespunzătoare unui regim normal de funcționare, care au indicat zonele în care sunt necesare intervenții pentru îmbunătățirea parametrilor tehnici ai elementelor de rețea sau lucrări necesare de întărire sau extindere care trebuie realizate pentru a se asigura condițiile de fiabilitate, siguranță în funcționare și nivelul cerut de calitate a serviciului de transport al energiei electrice, continuitatea în furnizarea serviciului de transport.

Lucrările necesare identificate au fost incluse, pe tipuri de lucrări, în planul de investiții și în planul de mentenanță, cu respectarea prevederilor din *Regulamentul de organizare a activității de mentenanță*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 96/2017 și în conformitate cu strategia de investiții și de mentenanță a companiei.

2.1.1 Proiecte de investiții

Planificarea dezvoltării RET urmărește realizarea următoarelor obiective:

- dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată, respectiv consumată;
- funcționarea în condiții de siguranță a sistemului electroenergetic național (SEN) care să permită transportul energiei electrice la nivelul de calitate corespunzător, în conformitate cu prevederile *Codului tehnic al RET* și ale *Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem*, edițiile în vigoare;
- asigurarea infrastructurii de transport necesare pentru buna funcționare a pieței de energie electrică;
- asigurarea accesului utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public, în condițiile prevăzute de cadrul de reglementare aflat în vigoare;
- minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor optime de dezvoltare a RET.

PDRET prevede următoarele categorii de investiții în RET: retehnologizarea RET existentă și extinderea RET prin construcția de linii electrice noi, creșterea capacității de transport a liniilor electrice existente, extinderea stațiilor electrice și creșterea capacității de transformare în stațiile electrice.

Planul de dezvoltare a RET propus pentru următorii zece ani a fost elaborat:

- în baza unor ipoteze rezonabile privind evoluția producerii, a furnizării, a consumului și a schimburilor de energie electrică cu alte țări;
- prin evidențierea necesarului de investiții în RET pentru perioada 2018-2027, astfel încât să fie asigurată dimensionarea corespunzătoare a RET pentru funcționarea în condiții de siguranță a SEN;
- în scopul informării participanților la piața de energie electrică privind principalele capacități ale infrastructurii de transport a energiei electrice care urmează să fie construite, retehnologizate sau modernizate în următorii zece ani;
- cu integrarea de informații asupra oportunităților zonale pentru racordarea și utilizarea RET, în funcție de prognozele de evoluție a consumului și a capacităților de producție;
- cu includerea de informații privitoare la modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor în RET, luând în considerare și planurile de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, cu respectarea normelor de protecție a mediului;
- prin prezentarea lucrărilor de investiții aflate în derulare și a proiectelor de investiții noi, planificate pentru perioada 2018 - 2027, grupate pe categorii de proiecte în funcție de necesitatea acestora (retehnologizări/modernizări, siguranța alimentării consumului, integrarea producției de energie electrică din centrale, creșterea capacității de interconexiune, management sisteme informatice și telecomunicații, alte proiecte), precum și graficul de realizare a acestor lucrări.

Astfel, pornind de la ipotezele privind evoluția consumului și a parcului de producere a energiei electrice, considerând ipotezele privind schimburile de energie electrică cu sistemele electroenergetice vecine, precum și ipotezele privind evoluția structurii RET, OTS a luat în considerare un scenariu de referință și scenarii alternative, în vederea identificării proiectelor de investiții necesare pentru asigurarea realizării serviciului de transport la parametri normați în perioada analizată.

Scenariul de referință prevede:

- o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. **7,9%** astfel: cu **2,7 %** pe termen mediu (2022) și cu cca. **5,2 %** pe termen lung (2027) (*comparativ cu Planul aprobat în 2016, când s-a considerat o creștere cumulată cu cca. 12,6%, astfel: 4,6 % pe termen mediu (2020) și 8 % pe termen lung (2025)*);
- la construirea scenariului de referință s-a avut în vedere:
 - o un program de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice, la atingerea duratei de viață sau datorită neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând **4996 MW** putere netă disponibilă, dintre care **2714 MW** până în 2022 inclusiv (*comparativ cu valoarea de cca. 2082 MW prevăzută în Planul aprobat în 2016*);
 - o un plan de repunere în funcțiune a unor grupuri energetice după reabilitare (cca. **2841 MW** (*comparativ cu valoarea de cca 1140 MW, prevăzută în Planul aprobat în 2016*),
 - o intențiile de instalare de grupuri noi (cca. **2306 MW**, exclusiv proiectele bazate pe RES (*comparativ cu valoarea de cca. 4680 MW prevăzută în Planul aprobat în 2016*).
 - o un volum de putere prognozat a fi disponibil în centrale electrice eoliene și fotovoltaice până în anul 2022 de cca. **4900 MW** (*comparativ cu valoarea de 6200 MW prevăzută în planul aprobat în 2016, pentru orizontul de timp 2020*), iar până în anul 2027, de cca. **5200 MW** (*comparativ cu valoarea de 6400 MW, prevăzută în Planul aprobat în 2016, pentru orizontul de timp 2025*).

Scenariul alternativ (favorabil) prevede o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. **9,75%** astfel: **5,08 %** pe termen mediu (2022) și încă cca. **4,67 %** pe termen lung (2027).

Complementar scenariului favorabil pentru consumul de energie electrică, în noul *PDRET* a fost analizat **scenariul "verde"**, caracterizat prin creșterea puterii instalate în centralele electrice, ca urmare a condițiilor economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul Uniunii Europene (integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea soluțiilor de tip smart grid și a capacităților de stocare a energiei), coroborat cu evoluția consumului de energie electrică. În **scenariul "verde"** ipotezele privind volumul de putere instalată în centralele electrice eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) pentru orizontul de timp al anului 2022 este de cca. **5000 MW**, iar pentru orizontul de timp al anului 2027 este de cca. **6000 MW**.

Pornind de la ipotezele de consum, producție și schimburi de energie electrică pe liniile electrice de interconexiune descrise în scenariul de bază și în cel alternativ, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a efectuat analize de dimensionare a RET pe orizontul de prognoză 2018 – 2027, prin realizarea de calcule specifice, după cum urmează:

- verificarea îndeplinirii criteriului de dimensionare cu N și cu N-1 elemente în funcțiune pentru regimuri staționare de funcționare a RET, pe zone și pe orizonturi de prognoză pe termen mediu și termen lung;
- verificarea gradului de încărcare a elementelor RET, în regimurile medii de bază, la palierele vârf de seară iarna (VSI), gol de noapte vara (GNV) și vârf de dimineață vara (VDV), pentru orizonturi de prognoză pe termen mediu și termen lung;
- verificarea încadrării valorilor tensiunilor din nodurile RET în limitele normate;
- determinarea pierderilor de putere activă în SEN, în regimurile medii de bază, cu toate elementele în funcțiune, pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină;

- compararea valorilor curenților de scurtcircuit cu valorile curenților de rupere a echipamentelor electrice pentru solicitarea la scurtcircuit;
- verificarea îndeplinirii condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie în RET, pe paliere orare, pe termen mediu și lung.

Aceste analize au condus la identificarea soluțiilor tehnice de întărire a RET, respectiv a proiectelor de investiții necesare pentru eliminarea congestiilor pe direcțiile principale ale fluxurilor de putere între zonele de producere din estul țării și zonele de consum din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport al energiei electrice:

- culoarul nord-sud de legătură între Dobrogea și Moldova;
- culoarul est-vest de legătură între Dobrogea și București (inclusiv zona limitrofă);
- culoarul est-vest de legătură între Moldova și partea de vest a SEN.

Din analizele realizate de OTS la elaborarea *PDRET*, au rezultat ca fiind necesare pentru siguranța alimentării consumului, pentru integrarea producției din centrale noi, inclusiv cele care utilizează sursele regenerabile de energie și pentru creșterea capacității de interconexiune, un număr de 24 de proiecte de investiții prevăzute și în *Planul aprobat în 2016* la care s-au adăugat **3 proiecte de investiții noi**. De asemenea, din categoria proiectelor care au ca obiectiv rețehnologizarea RET existente, au rezultat ca fiind necesare 52 de proiecte de investiții prevăzute și în *Planul aprobat în 2016* la care s-au adăugat **6 proiecte de investiții noi**.

Astfel, în *PDRET* au fost incluse 77 de proiecte de investiții prevăzute și în *Planul aprobat în 2016* și 9 proiecte de investiții noi. Detalierea proiectelor de investiții identificate este prezentată în tabelul 12 – „Eșalonarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor de investiții – perioada 2018-2027” din cadrul subcapitolului 12.2.3 – „Programul de dezvoltare, rețehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET” din *PDRET*.

2.1.2 Proiecte de investiții de interes comun (PCI)

Scenariile interne analizate în cadrul *PDRET* au fost corelate cu scenariile dezvoltate la nivel european și regional în cadrul ENTSO-E, în contextul elaborării Planului european de dezvoltare a rețelei pe 10 ani. Planul european ENTSO-E cuprinde proiectele de interes european, dintre care unele au statutul de proiecte de investiții de interes comun (PCI), cu impact mai mare asupra sistemului. Astfel, conform prevederilor pct. 1 lit a) din Anexa IV a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009 (denumit în continuare *Regulamentul (UE) nr. 347/2013*), un proiect cu un impact transfrontalier semnificativ este un proiect desfășurat pe teritoriul unui stat membru care pentru transportul de energie electrică, sporește capacitatea de transfer a rețelei sau capacitatea disponibilă pentru fluxurile comerciale la frontiera statului membru respectiv cu unul sau mai multe alte state membre, sau la orice altă secțiune transversală a aceluiași coridor de transport care are drept efect sporirea acestei capacități de transfer a rețelei transfrontaliere, cu minimum 500 MW comparativ cu situația în care proiectul nu ar fi pus în funcțiune.

Având în vedere că proiectele de investiții de interes comun conduc la creșterea capacității transfrontaliere, cu impact asupra realizării pieței interne de energie electrică europeană, acestea sunt prevăzute în *PDRET* într-un capitol dedicat și se regăsesc atât în *Planul aprobat în 2016*, cât și în planul de dezvoltare a rețelei electrice la nivel comunitar, pe zece ani – TYNDP 2016,

elaborat de ENTSO-E în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (3) lit. (b) din *Regulamentul nr. 714/2009*.

România face parte din interconexiunea nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) prevăzută în Anexa I la Regulamentul (UE) 347/2013, cap. 1 „Coridoare prioritare privind energia electrică” pct. 3: „Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.”

Proiectele de investiții de interes comun (PCI), aprobate în a doua listă a PCI la nivel european prin *Regulamentul delegat (UE) 89/2016 al Comisiei din 18 noiembrie 2015 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește lista proiectelor de interes comun a Uniunii*, incluse și în TYNDP 2016, sunt prevăzute și în PDRET propus, după cum urmează (conform pozițiilor din lista proiectelor inclusă în TYNDP 2016):

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș (poz. F.5 în PDRET);
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței (poz. F.7 în PDRET);

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia) (poz. F.4 în PDRET);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV (poz. F.1 în PDRET);
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz (F.2.1).

Prin realizarea acestor proiecte, printre alte beneficii care privesc creșterea capacității de transport al energiei electrice în RET, îmbunătățirea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport al energiei electrice și fiabilitatea și siguranța în funcționare a SEN, va crește și capacitatea de interconexiune a României de la 7 % din capacitatea de producție instalată în prezent, la peste 9 % în anul 2020 și la 15 % în anul 2030. Țintele stabilite de Comisia Europeană în privința gradului de interconectare care trebuie atins pe secțiunile transfrontaliere ale statelor membre sunt: 10 % până în anul 2020 și 15 % până în anul 2030.

2.1.3 Lucrări de mentenanță

PDRET prezintă programul de mentenanță pentru perioada 2018-2027, defalcat pe capacități energetice, respectiv linii electrice aeriene și stații electrice din cadrul RET, în funcție de tipul lucrărilor de mentenanță.

Programul de mentenanță a fost elaborat în concordanță cu strategia de mentenanță, respectiv principiile și obiectivele activității de mentenanță, precum și cu criteriile de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră, re tehnologizarea sau modernizarea instalațiilor existente. Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001)*, iar mentenanța

majoră (RK, RC), se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale, conform conținutului *PDRET*.

Programul de mentenanță pentru LEA și pentru stații electrice trebuie să se elaboreze în coordonare și corelat cu Programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc. Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2018 ÷ 2027 ține seama de prioritizarea stațiilor pe criteriul stării tehnice (vechimei) și al importanței, dar și de localizarea geografică a stațiilor. S-a evitat (pe cât posibil) programarea de lucrări simultane în stații situate în aceeași zonă geografică (*PDRET* pag. 157).

Programul lucrărilor de mentenanță pentru perioada 2018-2027 a fost stabilit în baza unor analize multicriteriale care au avut în vedere principiile strategiei de mentenanță, obiectivele și criteriile de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță.

PDRET prezintă lucrările de mentenanță din cadrul RET planificate pentru perioada 2018 – 2027, detaliate pe tipuri de lucrări de mentenanță și pe tipuri de elemente de rețea - stații electrice și linii electrice din RET.

Astfel, acesta cuprinde următoarele tipuri de lucrări:

a) pentru linii electrice aeriene (LEA):

- **lucrări de mentenanță majoră**, respectiv reparații curente (RC) și reparații capitale (RK) din care:
 - o pentru un număr de 30 LEA de 400 kV, (comparativ cu *Planul aprobat în 2016*, ce prevedea lucrări de mentenanță majoră pentru un număr de 28 LEA de 400 kV);
 - o pentru un număr de 18 LEA de 220 kV, (comparativ cu *Planul aprobat în 2016*, ce prevedea lucrări de mentenanță majoră pentru un număr de 16 LEA de 220 kV);
 - o pentru o LEA de 110 kV
 - o inspecții aeriene a LEA de 110 kV- 750 kV;
 - o servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA din zonele cu vegetație arboricolă;
- **servicii/lucrări strategice** în instalații aparținând LEA (servicii/lucrări de mentenanță preventivă minoră, de rutină, precum și speciale, cu impact deosebit asupra securității și siguranței în funcționare a instalațiilor – lucrări în tehnologii speciale, provizorate în cadrul proiectelor majore de mentenanță/investiții etc.).

b) pentru stații electrice - lucrări de mentenanță majoră de tip RK și RC la stații și transformatoare, lucrări de mentenanță majoră de tip RK și RC la clădiri, precum și servicii/lucrări de mentenanță majoră și minoră strategice în instalațiile aparținând stațiilor, transformatoarelor și clădirilor.

Durata de realizare a serviciilor/lucrărilor de reparații curente și capitale cumulează și este dependentă de durata necesară pentru elaborarea/actualizarea documentelor tehnico-economice, obținerea autorizațiilor de construire, obținerea avizelor de mediu, derularea procedurilor de achiziție pentru atribuirea contractelor și execuția lucrărilor.

2.2 Analiza comparativă între Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2016-2025, aflat în vigoare și Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027, propus spre aprobare

2.2.1 Analiza realizării obiectivelor de investiții incluse în planul aprobat în anul 2016

Din analiza comparativă a planurilor de dezvoltare a RET pentru perioadele 2016-2025 și 2018-2027, s-a constatat că acestea identifică și includ obiective de investiții clasificate în mod similar, în funcție de scopul acestora, respectiv beneficiul pe care îl aduc funcționării RET. Obiectivele de investiții identificate ca fiind necesare pentru dezvoltarea RET în conformitate cu scenariile de evoluție a consumului, a parcului de producere și a schimburilor cu sistemele electroenergetice vecine, sunt în marea majoritate aceleași. Doar programarea privind punerea în funcțiune (PIF) a obiectivelor diferă, termenele de PIF ale anumitor obiective de investiții fiind devansate sau amânate, în funcție de rezultatele obținute prin aplicarea criteriilor de priorizare, obținerea avizelor/acordurilor/autorizații necesare sau accesarea surselor de finanțare.

În tabelele nr. 1 și nr. 2 se prezintă concluziile analizei comparative între cele două planuri, din perspectiva respectării termenelor de PIF a proiectelor de investiții din perioada 2016-2017, prevăzute în *Planul aprobat în 2016* și situația proiectelor de investiții din *PDRET* care cuprinde proiectele din *Planul aprobat în 2016* care se continuă și proiectele noi identificate.

Tabelul nr. 1

Categorie de investitii		Stadiu lucrărilor de investiții din <i>Planul aprobat în 2016</i> la sfârșitul anului 2017 (nr. de lucrări/stadiu)					Nr. total de lucrări de investiții pe stadii din <i>Planul aprobat în 2016</i>
		Întârziate	Amânate	Finalizate	În termen	Renunțat	
A	Retehnologizarea RET existente	25	21	3	14	1	64
B	Alte investiții la nivel de sucursale și executiv (planificate anual)	0	0	0	1	0	1
C	Siguranța alimentării consumului	2	0	1	0	1	4
D	Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	10	3	0	0	1	14
E	Integrarea producției din centrale - alte zone	2	0	1	0	0	3
F	Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE	4	0	0	3	0	7
TOTAL		43	24	5	18	3	93

Analiza comparativă detaliată privind termenul de PIF și stadiul fiecărui proiect de investiții, precum și justificarea pentru amânarea/întârzierea termenului de PIF a anumitor proiecte de investiții din *Planul aprobat în 2016*, este prezentată în **Anexa nr. 1**, parte integrantă la prezentul referat.

2.2.2 Analiza comparativă pe categorii de lucrări de investiții prevăzute în *PDRET* și în planurile de dezvoltare a RET anterioare

Situația structurii pe categorii de lucrări de investiții a *PDRET*, cu reflectarea lucrărilor de investiții preluate din *Planul aprobat în 2016* și a lucrărilor de investiții noi este prezentată în tabelul nr. 2.

Tabelul nr. 2

Categorie de investiții		Nr. total de proiecte pe categorii din Planul de dezvoltare RET 2016-2025 preluate în PDRET	Nr. proiecte noi	Nr. total de proiecte pe categorii prevăzute în Planul de dezvoltare RET 2018 – 2027 (PDRET)
A	Retehnologizarea RET existente	52	6	58
B	Alte investitii la nivel de sucursale si executiv (planificate anual)	1	0	1
C	Siguranța alimentării consumului	2	2	4
D	Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	8	1	9
E	Integrarea producției din centrale - alte zone	2	0	2
F	Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE	12	0	12
TOTAL		77	9	86

Comparativ cu *Planul aprobat în 2016, PDRET* prevede nouă proiecte de investiții noi din categoria celor care au ca obiectiv re tehnologizarea RET existente, siguranța alimentării consumului și integrarea producției din SRE și centrale noi, după cum se prezintă în tabelul nr. 3:

Tabelul nr. 3

Nr. ctr.	Cod lucrare	Denumire Proiect	An estimat PIF
1.	A.33	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetiiș - echipament primar	2021
2.	A.54	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN	2019
3.	A.55	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	2023
4.	A.56	Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV	2019
5.	A.57	Inlocuire 3 unitati BC 100 MVAR 400 kV în stațiile Arad, Smârdan și București Sud.	2020
6.	A.58	Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații	2020
7.	C.3	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier	2020
8.	C.4	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu si montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV	2022
9.	D.4	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	2027

2.3 Analiza implementării recomandărilor ANRE din Decizia nr. 1251/7.07.2016 privind aprobarea Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2014-2023

Modul în care C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a implementat recomandările pentru realizarea planului de dezvoltare a RET, prevăzute în Decizia ANRE nr. 1251/27.07.2016 privind aprobarea Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2016-2025, este prezentat în **Anexa nr. 2**, parte integrantă la prezentul referat.

3 Schimbări preconizate/măsuri propuse prin proiectul de reglementare

Măsurile propuse prin proiectul de decizie de aprobare a PDRET sunt cele prevăzute la art. 34 alin. (1) lit. e) și art. 37 alin. (1) lit. b) din *Lege*, precum și în Contractul de concesiune a rețelei electrice de transport și a terenurilor pe care aceasta este amplasată, încheiat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. cu Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri, respectiv următoarele:

- în termen de 5 zile lucrătoare de la data comunicării deciziei de aprobare a *PDRET*, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. transmite la ANRE o declarație scrisă, semnată de reprezentanții săi legali, prin care își asumă angajamentul de a realiza *PDRET* aprobat.
- în termen de 30 de zile de la data deciziei, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. solicită proprietarului rețelei electrice de transport pe care o deține în concesiune, acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în această rețea cuprinse în *PDRET*.
- la următoarea revizie a *PDRET* C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. aplică recomandările prevăzute de la punctul 6 al deciziei de aprobare, referitoare la: evaluarea adecvantei sistemului prin metode probabilistice cu includerea scenariilor de condiții climatice extreme și evaluarea flexibilității sistemului, analiza zonală a raportului consum/producere cu evidențierea influenței acestui raport asupra CPT, includerea unei analize de impact asupra SEN a întârzierii/amânării realizării unor lucrări de investiții și includerea unor secțiuni care să reflecte programele aflate în derulare cu privire la trecerea la rețelele inteligente și digitalizarea RET și stadiul implementării măsurilor și soluțiilor pentru creșterea eficienței energetice.
- C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. publică *PDRET* pe pagina proprie de internet, în termen de 5 zile lucrătoare de la data comunicării deciziei de aprobare, cu excepția anexelor C2, C3, E1, E2, F1 și F2, care conțin date cu caracter confidențial.

4 Analiza de impact

Planul este un document public prin intermediul căruia sunt prezentate aspecte referitoare la situația actuală și la dezvoltarea preconizată a RET **cu excepția anexelor C2, C3, E1, E2, F1 și F2 – care conțin date cu caracter confidențial**. Acest document are impact asupra dezvoltării SEN precum și asupra acțiunilor participanților la piața de energie electrică, deoarece pune la dispoziția părților interesate informații privitoare la:

- a) capacitatea actuală și de perspectivă a RET de a răspunde cerințelor utilizatorilor, corelată cu obiectivele strategiei și politicii energetice naționale;
- b) corelarea pe termen mediu și lung a acțiunilor și investițiilor care pot avea impact asupra performanțelor SEN privitoare la siguranța în funcționare;
- c) evoluția capacităților de interconexiune în contextul integrării pieței europene de energie electrică;
- d) oportunitățile zonale de racordare a utilizatorilor la RET și la utilizarea RET;
- e) nivelul de rezervă în SEN pentru asigurarea acoperirii cererii de consum cu producția de energie electrică.

Planul poate fi realizat integral cu respectarea termenelor de finalizare a lucrărilor propuse, fără a avea un impact negativ asupra tarifelor reglementate în sensul majorării acestora. Această posibilitate rezultă din constatarea că valoarea mijloacelor fixe prevăzute în *Plan* a fi incluse anual în baza reglementată a activelor (pentru serviciul de transport și de sistem), este comparabilă cu valoarea inclusă în prognoza de tarife pentru cea de-a treia perioadă de reglementare (pentru serviciul de transport).

5 Recomandări pentru elaborarea următoarei revizii a planului de dezvoltare a RET

La realizarea următoarei revizii a planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. trebuie să aibă în vedere următoarele recomandări:

1. Includerea în secțiunea de evaluare a adecvantei sistemului a unui/unor scenarii care să ia în considerare impactul condițiilor climatice severe atât asupra cererii de consum, cât și asupra disponibilității capacităților de producere.
2. Completarea analizei de evaluare a adecvantei sistemului cu o analiză de sensibilitate din perspectiva disponibilității unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili (stare tehnică, exigențe privind protecția mediului, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră) și a probabilității de realizare/nerealizare a unor capacități noi de producere cu impact semnificativ asupra sistemului.
3. Având în vedere ponderea semnificativă a capacităților de producere din surse regenerabile în mixul de capacități de producere disponibile și creșterea duratei și a frecvenței fenomenelor climatice severe pe durata unui an calendaristic, se impune adoptarea metodelor probabilistice de evaluare a adecvantei sistemului și de testare a flexibilității sistemului, inclusiv în relație cu disponibilitatea capacităților de interconexiune transfrontaliere.
4. Includerea unei analize zonale a raportului cerere de consum/capacități de producere disponibile în perspectiva optimizării circulației de puteri și a reducerii CPT prin identificarea de soluții pentru distribuirea producției (direcții și strategii de investire în capacități de producere) și de posibilități de integrare a managementului cererii de consum în echilibrarea balanței consum/producție și în portofoliul serviciilor de sistem.
5. Includerea în plan a unei secțiuni care să detalieze lucrările de investiții și/sau proiectele pilot propuse pentru pregătirea tranziției către rețelele inteligente și digitalizarea RET. Secțiunea va include obiectivele urmărite, lista lucrărilor de investiții/proiectelor pilot prevăzute, valoarea estimată, perioada de realizare.
6. Includerea în plan a stadiului de realizare a programului de implementare a soluțiilor și măsurilor pentru creșterea eficienței energetice prin implementarea proiectelor de management energetic și aplicare a soluțiilor bazate pe tehnologii noi precum și a stadiului de realizare a programului de cercetare - inovare.
7. Includerea unei analize detaliate privind impactul asupra sistemului energetic național al întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor de investiții prevăzute în planul aprobat, dacă este cazul, din punct de vedere al siguranței în alimentare a consumului, al integrării producției din centrale, inclusiv cele care utilizează surse regenerabile de energie, precum și al creșterii capacității de interconexiune;
8. Indicarea măsurilor pe care operatorul de transport și de sistem trebuie să le aplice în vederea diminuării impactului asupra funcționării sistemului energetic național, acolo unde este cazul, a eventualelor nerespectări ale termenelor de punere în funcțiune prevăzute în planul aprobat și a măsurilor necesare pentru încadrarea în termenul de punere în funcțiune prevăzut;
9. Includerea situației capacităților de producție estimate disponibile în SEN până în 2030 pentru urmărirea realizării procentului de 15 % a NTC.

**Analiza comparativă detaliată privind termenul de PIF
și stadiul fiecărui proiect de investiții din Planul aprobat în 2016**

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE						
1	Marirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - Înlocuire echipament 10 kV (Lot I+II)	2016	2018	întârziat	ramas de executat relocare cabluri	Întârziere ENEL în relocare cabluri	
2	Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	2018	2018	în termen	în derulare executie lucrari		
3	Retehnologizare Stația 220 / 110 kV Turnu Severin Est	2018	2019	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
4	Retehnologizarea stației 220;110 / 20 kV Câmpia Turzii	2017	2017	finalizat			
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	2017	2018	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
6	Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	2019	2020	întârziat	în derulare -inginerie	Durata mare proceduri de achiziție/reluări	
7	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care:	2021	2022	întârziat			
7.1	- faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 si 25 MVA)	2018	2018		în derulare executie lucrari	conform grafic contracte încheiate	
7.2	- faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	2021	2022		în derulare proiectare	Întârziere proiectanți	
8	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)	2023	2027	amânat	nu a fost demarat	Începe după finalizarea etapei II	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
9	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	2019	2021	întârziat	în derulare inginerie	proiectare defectuoasă	
10	Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu	2019	2020	întârziat	contract semnat 2017	Întârziere executant	
11	Modernizare statia electrica 220/110 kV Raureni	2018	2019	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
12	Modernizare statia 400/110 kV Cluj Est	2017	2018	întârziat	PIF 2018 - realizat	Întârziere executant	
13	Modernizare statia 220 / 110 kV Dumbrava	2019	2019	în termen			
14	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	2022	2023	întârziat			
15	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	2019	2020	întârziat	in curs procedura achitie	Durata mare procedura achiziție	
16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	2019		in termen		se vor realiza în cadrul Axului Banat etapa II și III	corelat cu F.2.1
17	Retehnologizare stația 110 kV Arad	2021		in termen			corelat cu F.3.3
18	Retehnologizare stația 110 kV Sacalaz	2023		in termen			corelat cu F.3.2
19	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Baru Mare	2020	2023	întârziat	in curs avizare CTES	Au fost necesare modificări proiectare pentru includere cerințe suplimentare - condiționate de lucrările în zonă. Se va realiza după stația Hășdat	
20	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	2019	2021	întârziat	in procedura de achizitie	este condiționat de lucrările în zonă	
21	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	2019	2020	întârziat	in procedura de achizitie	este condiționat de lucrările în zonă	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	2018	2019	întârziat	În proceura de achizitie	reluări licitație	
23	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	2019	2022	întârziat		Modificare soluție tehnică	
24	Modernizare statia 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	2020	2021	întârziat	în derulare inginerie	Durata mare procedură achiziție	
25	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 /110 kV / MT	2023	2023	în termen	nu a fost demarat		
26	Retehnologizare statia 400/110 kV Darste	2027	2027	în termen	nu a fost demarat		
27	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	2019	2020	întârziat	in procedura de achizitie	Durata mare procedură achiziție	
28	Modernizare statia 220/110 kV Tihau - Echipament primar	2017	2017	finalizat			
29	Modernizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	2019	2020	întârziat	în derulare	Durata mare procedură achiziție	
30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - inlocuire 2 BC, celule af. si celula LEA 400 kV Stupina	2019	2019	în termen			
31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare statie 400 kv)	2022	2025	întârziat	în proiectare	Modificare soluție tehnică	
32	Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2022	2024	întârziat	în proiectare		
33	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	2019	2020	întârziat	în derulare	Durata mare procedură achiziție	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
34	Modernizare celule 110 kV si medie tensiune in statia electrica Stalpu	2020		in termen		corelat cu Stația 400 kV Stâlpu	corelat cu F.9
35	Centru de cercetare si dezvoltare a tehnologiilor LST si interventie rapida in SEN - etapa I	2018	2019	in termen	în derulare	Întârziere proiectare, durata mare procedura achiziție, autorizație teren;	a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de sucursale si executie
36	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	2017	2018	in termen		Întârziere executant/economie licitație	a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de sucursale si executie
37	Conectarea statiilor Turnu Magurele , Mostistea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	2016	2018	in termen		Durata mare proceduri de achizitie	a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de sucursale si executie
38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	2018	2018	in termen			a fost mutat la cap.B Alte investitii la nivel de sucursale si executie
39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220 / 110 / 20 kV Sărdănești	2018	2018	în termen			
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV si retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	2018	2021	întârziat		Durata mare procedură achiziție/reluări; actualizare documentație pt corelare echipamente primare cu secundare	
41	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetiş	2016	2016	finalizat			

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
42	Modernizare sistem comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Draganesti-Olt	2018	2022	întârziat		se va realiza la 9 luni după Grădiște	
43	Modernizare sistem comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Gradiste	2017	2021	întârziat	pregătire documentație de achiziție	licitație anulată	
44	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetiş - echipament primar		2021	proiect nou			
	Modernizare sistem control, protecție si automatizare din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud	2025	2023	renunțat	A fost exclus din PD 2018-2027 pe baza scrisorii ST Sibiu		
45	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele	2025	2023	amânat	în proiectare	Defalcare poz. 44 si poz.45 din PD 2016-2025 Decalare datorită improbabilității acordării de retrageri simultane din funcțiune stabilite de DEN.	
46	Modernizare statie 220/110 kV Calafat	2020	2020	amânat			
47	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Cernavoda	2025	2025	amânat			
48	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Oradea Sud	2020	2023	amânat			
49	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220 kV Rosiori	2025	2025	amânat			
50	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Salaj	2020	2024	amânat			

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
51	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Baia Mare 3	2025	2025	amânat			
52	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Cluj Floresti	2025	2026	amânat			
53	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Tantareni	2020	2023	amânat			
54	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV/MT Urechesti	2025	2025	amânat			
55	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Paroseni	2020	2023	amânat			
56	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Pestis	2025	2025	amânat			
57	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Nadab	2025	2025	amânat			
58	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Calea Aradului	2025	2026	amânat			
59	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Mintia	2025	2028	amânat			

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
60	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20kV Targoviste	2025	2024	amânat			
61	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Fundeni	2020	2022	amânat			
62	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud	2025	2026	amânat			
63	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Turnu Magurele	2025	2025	amânat			
64	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Gheorgheni	2025	2027	amânat			
65	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN		2019	proiect nou			
66	Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV		2019	proiect nou	în procedura de licitație		
67	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		2023	proiect nou			
68	Inlocuire 3 unitati BC 100 MVAR 400 kV in statiile Arad, Smardan si Bucuresti Sud.		2020	proiect nou			

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
69	Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații		2020	proiect nou			
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI						
1	Montare trafo T3 - 250 MVA (400 / 110 kV) în stația 400 / 110 kV Sibiu Sud	2018	2019	întârziat	în procedura de licitație	necesitate 2 proceduri de licitație	
2	AT2 Iernut - 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	2019	2021	întârziat	în procedura de licitație		
3	Marirea capacității de transport LEA 220 kV d.c Bucuresti Sud-Fundeni	2020		renunțat	s-a renunțat la acest proiect conform Nota nr.40235/30.10.2017	cheltuielile de proiectare s-au trecut pe cheltuieli operationale	
4	Inlocuirea trafo T3 si T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV, 40 MVA in statia electrica Fundeni	2016	2016	finalizat			
5	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier		2020	proiect nou	în procedura de licitație		
6	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV		2022	proiect nou			

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapă de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA						
1.1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna si LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2017	2018	întârziat		executant intrat în insolvență	
1.2	Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna si LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	2018	2021	întârziat	procedura de achiziții	Emitere HG de expropriere cu Întârziere/contestatii licitatii	
2	LEA 400 kV d.c. (1ce) Gutinas - Smardan	2020	2022	întârziat	în proiectare	Întârziere emitere HG expropriere	A fost mutat la cap F la poz. F.5
3	Extinderea stației 400 kV Cernavodă, et. I + II (inlocuire 2 bobine de compensare; racordare linii noi)	2019	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"	A fost mutat la cap F la poz. F.6
	<i>- etapa I: inlocuire 2 bobine de compensare</i>						
	<i>- etapa a II-a: racordare linii noi</i>	2019	2021			Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"	A fost mutat la cap F la poz. F.6
4	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie nouă)	2020	2021	întârziat	in procedura de achizitie	Întârziere emitere HG expropriere	A fost mutat la cap F la poz. F.7
5	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlpu	2019	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"	A fost mutat la cap F la poz. F.8

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
6	Statia 400 kV Stalpu (stație nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	2020	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"	A fost mutat la cap F la poz. F.9
7	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	2020	2023	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu	
7.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu		2021		în proiectare		
7.2	Extinderea statiei Brazi Vest (inclusiv AT4)		2022		CS - în curs de avizare		
7.3	Statia 400 kV Teleajen si retehnologizare statia 110 kV		2023		în proiectare		
8	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord - Medgidia Sud	2022	2024	întârziat	în proiectare		
9	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni - Fantanele	2020	2022	întârziat	în proiectare		
10	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	2021		renunat	s-a renunțat la acest proiect	Conform analizelor de regimuri	
11	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	2025	2036	amânat		Începe proiectarea după finalizarea LEA 400 kV d.c. CNE-Gura Ialomiței-Stâlpu.	S-a estimat o perioada de 7 ani proiecta, obtinere avize/acorduri, emitere HG expropriere+ 7 ani executie (90%prin padure si munte)

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
12	Marirea capacitatii de transport tronson LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8km)	2021	2023	amânat			
13	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda Pelicanu (53 km)	2021	2025	amânat		începe după CNE-Stâlp	
14	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit		2026	proiect nou			
E	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE						
1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	2019	2021	întârziat		Corelat cu LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET	
2	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	2019	2021	întârziat		Întârziere emitere HG expropriere	
3	Reconductorare LEA 220 kV (9,6km) Isalnita - Craiova circ.1	2016	2016	finalizat			
F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE ȘI INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN SRE						
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. <i>Etapa I:</i> Extindere statie 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Porle de Fier - Resita; statia 400 kV Resita	2018	2021	întârziat		Întârziere emitere HG expropriere și HG scoaterea din Fondul Forestier	
1.1	LEA 400 kV Portile de Fier - Resita		2021		în derulare		

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
1.2	Statia 400 kV Resita		2021		denuntare contract cauzata de intrarea in insolventa a executantului		
1.3	Extindere statie 400 kV Portile de Fier		2016		finalizat		
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa a II-a: LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz + statia 400 kV Timisoara + statia 110 kV Timisoara	2023	2023	în termen		Corelat cu Etapa I	
2.1	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, Etapa a II-a: Stația 400 kV Timișoara		2022			Corelat cu Etapa I	
2.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz		2023			Corelat cu Etapa I	
3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa a III-a: LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad + statia 400 kV Sacalaz + extindere stația 400 Arad	2023	2027	întârziat		Corelat cu Etapa I	
3.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad		2025				

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Stadiu față de perioada 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
3.2	Statia 400 kV Sacalaz si re tehnologizare statia 110 kV Sacalaz		2027				
3.3	Extindere statie 400 kV Arad si re tehnologizare statia de 110 kV Arad		2025				
4	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (linie nouă)	2017	2018	întârziat	PIF 2018 martie	Întârziere emitere HG expropriere și HG scoaterea din Fondul Forestier	
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	2023	2027	întârziat		Reluări avize acorduri	
6	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru portiunea de pe teritoriul Romaniei)	2023		în termen	în proiectare	finalizare în funcție de acord cu Moldelectrica	
7	LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, Etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab		2019	în termen	Lucrare in curs de derulare.	Imposibilitate semnare contract de execuție până pe 04.10.2017. Rezolvarea problemelor privind despăgubirile proprietarilor terenurilor pentru 2+3=5 borne stâlpi.	PIF : noiembrie 2008. A fost inclusă în cap. B Alte investiții la nivel de sucursale și executiv
G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA	2020	2025	întârziat			
H	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	2018	2021	întârziat		Modificare soluție tehnică	
J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ȘI TELECOMUNICAȚII						
K	INFRASTRUCTURA CRITICA	2016	2018	întârziat			

ANALIZA
realizării de către CNTEE Transelectrica SA
a recomandărilor formulate în Decizia președintelui ANRE nr. 1251/27.07.2016

Recomandarea 1. *Prezentarea unei analize comparative între planul aprobat și planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport propus spre aprobare, în ceea ce privește proiectele de investiții rezultate ca fiind necesare, din care să rezulte proiectele incluse, respectiv excluse din plan, pe bază de justificări;*

În anexa F-3 la PDRET, CNEE Transelectrica SA prezintă situația stadiului realizării propunerilor de obiective de investiții incluse în *Planul aprobat în 2016* și propunerile pentru încadrarea obiectivelor nefinalizate, întârziate și/sau amânate, în PDRET. Astfel, față de situația lucrărilor de investiții propuse în *Planul aprobat în 2016* (Tabelul 12 - Eșalonarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor de investiții – perioada 2016-2025), din tabelul prezentat în anexa F-3 aferenta PDRET, rezultă:

- a) Lucrări întârziate preluate în PDRET – 38 de lucrări, reprezentând 41,3 % din totalul lucrărilor prevăzute;
- b) Lucrări amânate preluate în PDRET – 24 de lucrări, reprezentând 26,1 % din totalul lucrărilor prevăzute;
- c) Lucrări finalizate conform programării din *Planul aprobat în 2016* – 5 lucrări, reprezentând 5,4 % din totalul lucrărilor prevăzute;
- d) Lucrări aflate în termen în raport cu programarea prevăzută în *Planul aprobat în 2016*, preluate în PDRET – 9 lucrări, reprezentând 9,8 % din totalul lucrărilor prevăzute;
- e) Lucrări cuprinse în *Planul aprobat în 2016* la care s-a renunțat din anumite motive – 3 lucrări, reprezentând 3,3 % din totalul lucrărilor prevăzute;
- f) Lucrări cuprinse în *Planul aprobat în 2016* incluse în alt proiect în PDRET – 4 lucrări, reprezentând 4,3 % din totalul lucrărilor prevăzute;
- g) Lucrări cuprinse în *Planul aprobat în 2016* transferate în altă categorie în cadrul PDRET – 9 lucrări, reprezentând 9,8 % din totalul lucrărilor prevăzute;

Recomandarea 2. *Analizarea stadiului proiectelor, cu prezentarea etapei de realizare în care se află fiecare în parte (ex. Faza de proiectare, obținere avize, procedura de licitație, faza de execuție etc.), cu justificarea motivului decalării termenului de punere în funcțiune;*

Anexa F-3 care face parte integrantă din PDRET detaliază fazele în care se află fiecare dintre lucrările de investiții prevăzute în *Planul aprobat în 2016*.

Recomandarea 3. *Includerea unei analize detaliate privind impactul asupra sistemului energetic național al întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor de investiții prevăzute în planul aprobat, dacă este cazul, din punct de vedere al siguranței în alimentare a consumului, al integrării producției din centrale, inclusiv cele care utilizează surse regenerabile de energie, precum și al creșterii capacității de interconexiune;*

În secțiunea 12.2.2 *Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET*, este prezentată o prezentare principială a unor aspecte privind posibilele efecte pe care incertitudinile privind disponibilitatea capacităților de producție existente, precum și cele legate de realizarea unor investiții în capacități noi, le pot produce asupra funcționării SEN.

Nu este inclusă în *PDRET* o analiză a impactului întârzierilor/amânărilor unor termene de punere în funcțiune ale lucrărilor de investiții prevăzute în planurile de dezvoltare a RET anterioare.

Apreciem că recomandarea nu a fost realizată.

Recomandarea 4. *Indicarea măsurilor pe care operatorul de transport și de sistem trebuie să le aplice în vederea diminuării impactului asupra funcționării sistemului energetic național, acolo unde este cazul, a eventualelor nerespectări ale termenelor de punere în funcțiune prevăzute în planul aprobat și a măsurilor necesare pentru încadrarea în termenul de punere în funcțiune prevăzut;*

Realizarea recomandării este legată de existența analizei solicitată prin recomandarea 3.

Recomandarea 5. *Prezentarea stațiilor electrice în care se vor derula lucrări de mentenanță, cu prezentarea modului de corelare cu lucrările de investiții ce se realizează în aceste stații;*

Anexa E1 care face parte integrantă din *PDRET* include situația lucrărilor de mentenanță prezentată cumulativ pe categorii: stații, transformatoare, clădiri – mentenanță majoră și mentenanță minoră. Nu este prezentată o detaliere a obiectivelor supuse lucrărilor de mentenanță și nici numărul de obiective pe categorie. De asemenea, lipsește și corelarea lucrărilor de mentenanță cu lucrările de investiții (de altfel imposibil de realizat în lipsa nominalizării obiectivelor incluse în program). Se poate aprecia că recomandarea este parțial realizată.

Recomandarea 6. *Prezentarea programării lucrărilor de mentenanță pentru liniile electrice aeriene și stațiile electrice, cu precizarea termenelor de realizare și a duratei acestora;*

Anexa E2 care face parte integrantă din *PDRET* include situația solicitată.

Recomandarea 7. *Evaluarea beneficiilor care s-ar obține prin realizarea fiecărui proiect de investiții, dintre cele care sunt precizate în metodologia de analiză cost-beneficiu utilizată conform prevederilor legale pentru proiectele de interes comun;*

Anexa F-4 care face parte integrantă din *PDRET* include situația solicitată.

Recomandarea 8. *Accesarea și utilizarea de surse de finanțare, altele decât cele obținute prin tariful pentru serviciul de transport și de sistem, precizând valoarea acestora și ponderea din valoarea totală a investiției.*

În subcapitolul 14.2, în formă grafică, este prezentată structura procentuală a surselor de finanțare pentru acoperirea necesarului de fonduri pentru propunerile de lucrări de investiții prevăzute în *PDRET*.