



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Sediu 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

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022 – 2031



Responsabil de lucrare:
dr. ing. Oana - Raluca MÂNICUȚĂ
Expert (rețele electrice) "Planul de dezvoltare a RET"

Întocmit: Echipa de proiect – aprobată de Directoratul CNTEE Transelectrica SA prin Decizia nr.
1461/16.11.2020

Aviz CTES Transelectrica: nr. 152/2022

Aprobat,
Directorat:

<i>Președinte</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>
Gabriel ANDRONACHE	Florin Cristian TĂTARU	Ștefăniță MUNTEANU	Cătălin Constantin NADOLU	Bogdan TONCESCU

Lista de Anexe

Anexa 1	Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2019-2021
Anexa 2	Analize de modelare a pieței de energie, adecvanța SEN
Anexa 3	Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă
Anexa 4	Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor.
Anexa 5	Viziunea CNTEE Transelectrica SA în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid și Managementul activelor
Anexa 6	Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție
Anexa 7	Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani
Anexa 8	Managementul Infrastructurii Critice și Managementul Situațiilor de Urgență
Anexa 9	Protecția mediului asociată RET
Anexa A	Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
Anexele B	Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET
Anexa B-1	Consumuri realizate pe stații
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Încărcarea echipamentelor RET VDV 2020
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2019-2020
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2020
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2019-2020
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexa B-9	Indicatorii de siguranță pentru nodurile RET și nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica
Anexele C	Proгноza balanței producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2022 – 2031
Anexa C-1	Proгноza consumului de energie electrică pe zone 2022 – 2031
Anexa C-2	Evoluția parcului de producție (nu se publică)
Anexa C-3	Încărcări grupuri la paliere caracteristice (nu se publică)
Anexa C-4	Puterea disponibilă și puterea generată pe noduri de rețea la vârf de sarcină (nu se publică)
Anexele D	Analiza stabilității statice Tabelele 1.1 - 1.8 - Analiza stabilității statice - TM Tabelele 2.1 - 2.8 - Analiza stabilității statice - TL
Anexele E	Strategia acțiunilor de mentenanță a RET
Anexa E-1	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță LEA (nu se publică)
Anexa E-2	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță stații (nu se publică)
Anexa E-3	Starea tehnică a stațiilor electrice din RET pe zone și niveluri de tensiune (nu se publică)
Anexele F	Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe
Anexa F-1	Costuri unitare utilizate la evaluarea costului proiectelor de dezvoltare a RET (nu se publică)
Anexa F-2	Eșalonarea cheltuielilor pentru investiții (nu se publică)
Anexa F-3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2018 și 2020
Anexa F-4	Prezentarea beneficiilor urmărite prin realizarea proiectelor de investiții

Anexa F-5	Lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15% din capacitatea totală instalată până în anul 2030
Anexa G	Încărcări elemente RET 2022, 2026, 2031
Anexa H	Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării
Anexa H-1	Opțiuni Piloni domeniu cercetare în cadrul CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-2	Obiective generale aferente domeniilor cheie de interes TEL pentru structurarea sesiunilor de prezentare a conceptelor, soluțiilor, tehnologiilor și echipamentelor
Anexa H-3	Structura grupelor și obiectivelor specifice aferente strategiei cercetării și inovării
Anexa H-4	Arhitectura de Referință SMART GRID specifică CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-5	Lista sistemelor principale care fac parte din standardul “Smart Grid” și numărul decoreșpondență din arhitecturile “Smart Grid”
Anexa H-6	Structura și conținutul cadru a Agendei digitală a Companiei conform Programului de Transformare Digitală 2018-2027
Anexa H-7	Lista inițiativelor care susțin digitalizarea Companiei
Anexa H-8	Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET (portofoliu de proiecte inovatoare sub acronimul DigiTEL)

Prescurtări

AGC	Automatic Generation Control (control automat al generării)
AF	Ansamblu Funcțional
AIT	Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale
ANRE	Autoritatea Națională pentru Reglementare în domeniul Energiei
AT	Autotransformator
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
BAR	Baza reglementată a activelor
BC	Bobină de Compensare
CBA	Analiza cost beneficiu (Cost Benefit Analyse)
CCCC	Centrală electrică în Cogenerare cu Ciclu Combinat
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CET	Centrală Electrică și de Termoficare
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompare
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi Joule și Corona, consumuri servicii interne)
CTE	Centrală Termoelectrică
CV	Certificate Verzi
DE	Scenariul Distributed Energy
DED	Durată eliminare defect
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DRRI	Dispozitiv de rezervă la refuz de întrerupător
EENS	Indicatorul energia așteptată a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied)
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere și achiziție date
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rețeaua europeană a operatorilor rețelelor de transport pentru electricitate)
ENS	Indicator energie nelivrată / neprodusă (Energy Not Supplied)
GNV	Gol de Noapte Vară
GTC	Capacitate transfrontalieră/ Capacitatea de transfer a rețelei/ abilitatea rețelei de a transporta energie peste o graniță sau secțiune de rețea
GA	Scenariul Global Ambition
DG	Scenariul Distributed Generation
LEA	Linie Electrică Aeriană
LST	Lucru Sub Tensiune
LSS	Limite de Stabilitate Statică
INDLIN	Indicatorul indisponibilitatea liniei
INDTRA	Indicatorul Indisponibilitatea AT/trafo
IS	Indicatorilor de severitate
LOLE	Indicator durata așteptată a pierderii sarcinii (Loss of Load Expectation)
MT	Medie Tensiune
MS	Indicatorul minutelor sistem
NT	Scenariul - National Trends

NTC	Capacitatea netă de transfer (Net Transfer Capacity)/ abilitatea rețelei de a acomoda un schimb de putere între două zone vecine de licitație/capacitatea rețelei de a permite schimburile comerciale pe piața de energie.
OMEPA	Operatorul pentru măsurarea energiei electrice tranzitate pe piața angro
OPCOM	S.C. OPCOM S.A. - Operatorul pieței de energie electrică din România
OTS	Operator de Transport și de Sistem
OUG	Ordonanță de Urgență a Guvernului
PAM	Programul de Asigurare a Mentenanței
PAR	Programul Anual de Retrageri
PCI	Proiect de Interes Comun (Project of Common Interest)
PDB	Protecție Diferențială de Bară
Pi	Putere instalată
PMU	Phase Measurement Unit (unitate de măsurare a fazei)
PNAER	Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile
POS-CCE	Program Operațional Sectorial - Creșterea competitivității economice
PRE	Părți Responsabile cu Echilibrarea
PSS	Stabilizator de oscilații de putere (Power System Stabilizer)
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RD	Regim de Dimensionare
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RES	Surse regenerabile de energie (Renewable Energy Sources)
RET	Rețea Electrică de Transport
RK	Reparație capitală
RMB	Regim Mediu de Bază
RS	Rezervă de stabilitate
RTU	Terminal de transmitere a datelor (Remote Terminal Unit)
SCC	Sistem Comandă Control
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Inițiativa de cooperare sud-est europeană)
SoS	Indicatorul îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică (Security of Supply)
Sn	Putere aparentă nominală
ST	Scenariul Sustainable Transition
T	Transformator
TC	Transformator de Curent
TCED	Timp critic eliminare defect
TM	Termen mediu (5 - 10 ani)
TMI	Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale
TL	Termen lung (peste 10 ani)
Transelectrica	C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A.
TYNDP	Plan european de dezvoltare pe 10 ani (Ten – Year Network Development Plan)
UD	Unități Dispecerizabile
VDV	Vârf de Dimineață Vară
VOLL	Indicatorul valoarea energiei nelivrate (Value of Lost Load)
VSI	Vârf de Seară Iarnă

1. Scopul și obiectivele Planului național de dezvoltare a RET pe zece ani

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și Condițiilor specifice asociate Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. (CNTEE Transelectrica SA) planifică dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE și proprietarului rețelei.

La baza elaborării Planului de dezvoltare au stat Strategiile și Politicile Guvernului României, obiectivele noii politici a Uniunii Europene pentru o Energie Competitivă și Sigură, studii asigurate de CNTEE Transelectrica SA, strategiile și politicile Companiei în domeniul cercetării și inovării, digitalizării, managementului activelor și eficienței energetice.

Planificarea dezvoltării RET urmărește următoarele obiective:

- Funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate de *Codul tehnic al RET* și *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*;
- Dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- Creșterea capacității de interconexiune a rețelelelor energetice;
- Sustenabilitatea prin integrarea energiei din surse regenerabile în rețea și prin transportul energiei generate din surse regenerabile până la principalele centre de consum;
- Cuplarea cu piața europeană unică pe toate segmentele acesteia;
- Asigurarea accesului nediscriminatoriu al solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de actele normative în vigoare;
- Minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor de dezvoltare RET;
- Promovarea, testarea și validarea conceptelor, metodologiilor, standardelor și tehnologiilor inovatoare în cadrul proiectelor pilot în vederea scalării acestora la nivelul întregii Companii;
- Implementarea agendei digitale asociată Programului de transformare digitală a Companiei.

Obiectivele principale ale Planului de dezvoltare a RET

Planul de dezvoltare a RET este un document public în care sunt prezentate aspectele principale referitoare la situația actuală și dezvoltarea preconizată a RET în contextul SEN pentru următorii zece ani. Acest document este pus de CNTEE Transelectrica SA la dispoziția tuturor părților interesate pentru a facilita:

- informarea asupra capabilității, actuale și în perspectivă, a rețelei de transport, de a răspunde cerințelor utilizatorilor și interesului public, având în vedere obiectivele Strategiei și Politicii Energetice Naționale și legislația în vigoare;
- crearea condițiilor pentru corelarea, între OTS și participanții la piață, pe termen mediu și lung, a acțiunilor/investițiilor care pot avea impact asupra indicatorilor de performanță ai serviciului și a siguranței SEN;
- creșterea capacităților transfrontaliere;
- informarea asupra oportunităților zonale pentru racordarea la RET și utilizarea RET, în funcție de prognozele de evoluție a cererii de consum și disponibilitatea capacităților de producție;
- informarea asupra evoluției capacităților de schimb de energie cu sistemele vecine în contextul cerințelor impuse de actele normative în vigoare privind piața internă europeană de energie electrică;

- nivelul de rezervă în SEN pentru asigurarea acoperirii cererii de consum cu producție și transportul energiei electrice la vârf de consum;
- necesarul de resurse pentru dezvoltarea RET și sursa acestora;
- accelerarea implementării inițiativelor care susțin obiectivele europene cu focus pe digitalizare, eficiență energetică.

În Anexa 1 este prezentată analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2019-2021.

Scenariile de evoluție a SEN în următorii zece ani sunt prezentate în cadrul Capitolului 5 iar rezultatele analizelor de adecvanță a parcului de centrale și a rețelei electrice pentru această perioadă sunt prezentate în Anexele 2 și 3.

2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport

2.1 Corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) - cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani

Constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni are ca scop promovarea finalizării și funcționării pieței interne de energie electrică și a comerțului transfrontalier, precum și asigurarea unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport al energiei electrice. În conformitate cu articolul 30 din Regulamentul (CE) nr. 943/2019 în cadrul ENTSO-E se elaborează și se adoptă „Ten-Year Network Development Plan” – TYNDP. Acest plan se actualizează și se publică, la fiecare doi ani, fiind un plan neobligatoriu la nivel comunitar, de dezvoltare a rețelei pe zece ani, cuprinzând și o evaluare cu privire la adecvanța sistemului electroenergetic pan-european.

Planul european TYNDP trebuie să aibă în vedere modelul integrat al rețelei europene, elaborarea de scenarii privind evoluția cererii de consum și a parcului de capacități de producere disponibil și să evalueze reziliența sistemului (art. 48 alin. (1) din Regulamentul (UE) nr. 2019/943).

Evaluarea cu privire la sursele de producere acoperă capacitatea generală a sistemului de energie electrică de a satisface cererea de consum de energie electrică existentă și prognozată pentru următoarea perioadă de cinci ani, precum și pentru o perioadă cuprinsă între cinci și cincisprezece ani de la data la care a fost realizată respectiva evaluare. Evaluarea europeană se realizează pe baza evaluărilor naționale, pregătite de fiecare operator de transport și de sistem la nivel național.

În cadrul ENTSO-E au fost create șase grupuri regionale (fig. 2.1) în cadrul cărora se analizează și se definitivează planul european de dezvoltare a rețelei.

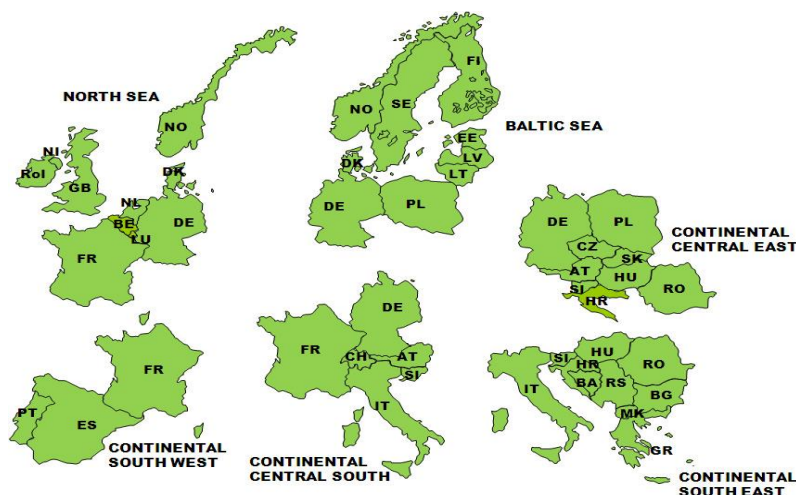


Fig. 2.1– Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

CNTEE Transelectrica SA face parte din Grupurile Regionale: Continental Central Est și Continental Sud Est.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP 2020 [30], s-au bazat pe politicile naționale și pe îndeplinirea Țintelor energetice ale Uniunii Europene pentru 2025/2030/2040:

- pentru orizontul de timp **2025**
 - **“National Trends (NT)”** – construit pe baza datelor furnizate de OTS (bottom-up), reflectând Țintele naționale și europene.
- pentru orizonturile de timp **2030 și 2040**:

- **„National Trends (NT)”** – construit pe baza datelor furnizate de OTS (bottom-up), reflectând țintele naționale și europene, sunt respectate reglementările și schemele de sprijin naționale, creșterea economică este moderată, consumul de energie electrică crește moderat etc.
- **„Distributed Energy (DE)”** construit pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene (top-down), integrarea regenerabilelor se face distribuit, se plasează prosumatorii în prim plan, se consideră o dezvoltare economică accentuată, o creștere a numărului de vehicule electrice, a numărului de panouri fotovoltaice montate pe clădiri, influența consumatorilor în aplatizarea curbei de sarcină este importantă etc. Se consideră că energia electrică se folosește mai mult în încălzire, transporturi, în producerea de hidrogen etc.
- **„Global Ambition (GA)”** este un scenariu top-down, pune accent pe integrarea regenerabilelor localizate conform potențialului eolian (inclusiv offshore) și solar și se bazează pe un efort global pentru decarbonizare.

Scenariile pentru 2040 au fost utilizate pentru identificarea de noi proiecte de dezvoltare a rețelei de transport europene, iar scenariile pentru 2025 și 2030 pentru estimarea beneficiilor aduse de proiectele introduse în TYNDP 2020.

În contextul integrării piețelor europene, beneficiile aduse de proiectele de interes european au fost evaluate în cadrul ENTSO-E pe baza unor studii de piață de energie electrică utilizându-se date de intrare furnizate de toți membrii (consum orar prognozat, evoluția parcului de centrale electrice, costuri standard de producție pe tipuri de centrale, date meteo prognozate etc.), cât și pe baza unor analize de circulații de fluxuri de puteri prin care se estimează creșterea capacității de interconexiune care se poate obține prin realizarea acestor proiecte.

Pentru fiecare scenariu s-a elaborat o simulare care a permis identificarea direcțiilor pe care apar cele mai mari diferențe de costuri marginale ale energiei electrice, obținându-se astfel estimări privind direcțiile predominante ale fluxurilor viitoare între țări. Acolo unde capacitatea rețelei existente este insuficientă, este recomandată dezvoltarea rețelei.

Metodologia “ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” [22], stabilește criteriile de selecție a Proiectelor de Interes Comun (PCI) la nivel european, criteriile de evaluare a costurilor și beneficiilor proiectelor/investițiilor, în scopul elaborării Planurilor Regionale de Investiții și a Planului de dezvoltare pe zece ani al ENTSO-E, criterii ce au la bază obiectivele energetice strategice ale Uniunii Europene: asigurarea competitivității economiei UE, asigurarea dezvoltării durabile a sectorului electroenergetic, creșterea siguranței în alimentarea cu energie:

- Beneficii:

GTC – Creșterea capacității transfrontaliere (MW)

B1. Bunăstare socială și economică (€) datorată integrării pieței de energie electrică

B2. Reducerea emisiilor de CO₂ (kt)

B3. Integrare producției din surse regenerabile de energie (RES) (MWh)

B4. Reducerea emisiilor non CO₂

B5. Reducerea pierderilor de energie electrică (MWh , €)

B6. Siguranța în alimentare: Adecvanța sistemului (Energie nelivrată MWh/an)

B7. Siguranța în alimentare: Flexibilitatea sistemului (% of MW) reprezintă impactul proiectului asupra capacității sistemului de a schimba energie pentru echilibrare în contextul integrării surselor nedispecerizabile.

B8. Stabilitatea sistemului (+/-)

- Costuri:

C1. Costuri de capital CAPEX (€)

C2. Costuri operaționale OPEX (€)

- Impact asupra mediului și asupra societății
- S.1. Impact asupra mediului (km)
- S.2. Impact social (km)

Conform procedurilor și criteriilor ENTSO-E, în Planul European pe zece ani de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020”, elaborat de ENTSO-E conform Regulamentului Comisiei Europene nr.714/2009 au fost incluse, ca și proiecte de interes european, următoarele cluster de investiții, care se regăsesc și în ediția curentă a Planului de dezvoltare – perioada 2022-2031:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

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

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

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

În urma analizelor efectuate în cadrul ENTSO-E pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET pe termen lung (2030-2040), a rezultat oportuna creșterea capacității de transport pe granița cu Ungaria și pe granița cu Serbia.

Astfel, în TYNDP 2018 și TYNDP 2020 au fost introduse următoarele proiecte pentru orizontul 2030:

Proiectul nr. 259 HU-RO:

- nouă linie 400 kV simplu circuit de interconexiune între România și Ungaria în lungime de 120 km, între stațiile Oradea și Józsa,
- un nou autotransformator 400/220 kV în stația Roșiori,
- reconducerea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat,
- un nou autotransformator 400/220 kV în stația Reșița.

Proiectul 341 North CSE Corridor:

- al doilea circuit pentru LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap,
- stația 400/110 kV Belgrad Vest,
- LEA 400 kV Belgrad Vest-CEE Cibuk.

Proiectele menționate mai sus se integrează în efortul armonizat al tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) europeni, de a dezvolta rețelele transeuropene și de a asigura interoperabilitatea acestora.

Scenariile interne analizate în cadrul Planului național de dezvoltare a RET 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 PCI, cu impact mai mare asupra sistemului. Planurile regionale includ și proiecte al căror interes este doar regional, iar planurile naționale cuprind și proiecte cu impact mai mic asupra celorlalte sisteme, dar necesare pe plan național. Prin modul de lucru, cele trei niveluri de planificare sunt coordonate, iar planurile rezultate sunt coerente.

Totodată, C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. (în continuare „Compania”) va asigura convergența obiectivelor proprii cu cele stabilite în cadrul ENTSO-E, respectiv:

- ENTSO-E Vision on Market Design and System Operation towards 2030;

- ENTSO-E RDI Roadmap 2020 – 2030: TSO innovation for a climate-neutral European energy system.

În acest sens, Compania va defini și implementa noi proiecte care să dezvolte relația între operatorul de transport Transelectrica și operatorii de distribuție naționali.

2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice - Proiecte de Interes Comun (PCI)

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructura energetică transeuropeană, propune un set de măsuri pentru atingerea obiectivelor UE în domeniu: integrarea și funcționarea pieței interne de energie electrică, asigurarea securității energetice a UE, promovarea și dezvoltarea eficienței energetice și a energiei din surse regenerabile și promovarea interconectării rețelelor energetice.

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 a identificat, pentru perioada 2020 și după, un număr de 12 coridoare și domenii transeuropene prioritare care acoperă rețelele de energie electrică și de gaze naturale, precum și infrastructura de transport a petrolului și dioxidului de carbon.

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: **“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. State membre implicate: Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croația, Italia, Cipru, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia.

În Regulamentul (UE) nr. 347/2013 sunt definite criteriile de selectare și evaluare a PCI-urilor pentru a fi eligibile pentru includerea de către Comisia Europeană pe listele următoare ale Uniunii; propunerile de proiecte privind transportul și depozitarea energiei electrice trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a rețelei pentru energia electrică, elaborat de ENTSO-E.

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, **Proiectul 138 “Black Sea Corridor”** și **Proiectul 144 “Mid Continental East Corridor”** au fost incluse de Comisia Europeană în cea de a patra listă Europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), în coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: “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.

Lista de Proiecte de Interes Comun a fost aprobată prin Regulamentul Delegat al Comisiei Europene nr. 7772/2019.

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, **Proiectul 144 “Mid Continental East Corridor”** a fost inclus de Comisia Europeană în cea de a cincea listă Europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), în coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est” („NSI East Electricity”).

Proiectul “Mid Continental East Corridor” conduce la creșterea capacității de schimb pe granițele dintre România - Ungaria - Serbia; intensifică coridorul european nord-sud dinspre nord-estul Europei spre sud-estul Europei prin România, permițând integrarea mai puternică a piețelor și creșterea securității alimentării pentru asigurarea cererii de consum în zona de sud-est a Europei.

Proiectul „Mid Continental East Corridor” cuprinde următoarele investiții: LEA 400 kV d.c. Reșița (România) – Pancevo (Serbia), LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV, trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

De asemenea a fost aprobat ca Proiect de Interes Comun (PCI), la categoria Rețele Inteligente proiectul CARMEN (HU, RO) care îmbunătățește eficiența și calitatea operării rețelei de distribuție și permite integrarea regenerabilelor, conform Regulamentului (UE) nr. 347/2013 aflat în vigoare în acest moment.

În anul 2020, Parlamentul European a solicitat o revizuire a Regulamentului (UE) nr. 347/2013, care să țină seama mai ales de obiectivele pentru 2030 ale Uniunii în materie de energie și climă, precum și de obiectivul său de neutralitate climatică pentru 2050 și de principiul „eficiența energetică pe primul loc”.

Proiectele propuse în vederea acceptării ca proiecte de interes comun trebuie să respecte criteriile comune, transparente și obiective în privința contribuției acestora la îndeplinirea obiectivelor politicii energetice.

Criteriile de eligibilitate și cerințele relevante pe care trebuie să le îndeplinească proiectele de interes comun și proiectele de interes reciproc în vederea pregătirii noii liste a Uniunii sunt în principal următoarele :

- Proiectul este necesar cel puțin pentru unul dintre coridoarele prioritare și domeniile prioritare privind infrastructura energetică;
- Potențialele beneficii generate ale proiectului depășesc costurile acestuia;
- Proiectul este situat pe teritoriul unui stat membru fie terestru, fie offshore, inclusiv pe insule, și are un impact transfrontalier semnificativ;
- Proiectul implică cel puțin două state membre prin faptul că traversează direct sau indirect, prin interconectare cu o țară terță, frontiera a două sau mai multe state membre;
- Proiectul crește capacitatea de transfer a rețelei transfrontaliere cu minimum 500 MW comparativ cu situația în care proiectul nu ar fi pus în funcțiune.
- Proiectul contribuie în mod semnificativ la durabilitate prin integrarea energiei din surse regenerabile în rețea, prin transportul sau distribuția energiei din surse regenerabile către principalele centre de consum și situri de stocare, precum și la limitarea restricțiilor de energie, după caz, și contribuie la cel puțin unul dintre următoarele criterii specifice:
 - integrarea pieței, printre altele, prin eliminarea izolării energetice a cel puțin unui stat membru și reducerea blocajelor în infrastructura energetică, concurență, interoperabilitate și flexibilitatea sistemului;
 - siguranța aprovizionării, printre altele prin interoperabilitate, flexibilitatea sistemului, securitate cibernetică, conexiuni adecvate și operarea în siguranță și în mod fiabil a sistemului.

Proiectele de interes comun și proiectele de interes reciproc vor beneficia de un „statut prioritar” la nivel național pentru se a asigura un tratament administrativ rapid și un tratament în regim de urgență în toate procedurile judiciare și litigioase aferente. Acestea trebuie considerate de către autoritățile competente ca fiind de interes public.

Beneficiile ”statut-ului prioritar” sunt următoarele:

- Facilitarea implementării promptă a proiectelor de pe lista Uniunii, prin fluidizarea, coordonarea mai îndeaproape și accelerarea procedurilor de autorizare (maxim 3,6 ani) și prin îmbunătățirea transparenței și a participării publicului;
- Acordarea de stimulente de reglementare, de către ANRE, dacă un inițiator al proiectului își asumă riscuri mai ridicate în ceea ce privește dezvoltarea, construcția, exploatarea sau întreținerea unui proiect de interes comun, comparativ cu riscurile suportate în mod normal de un proiect comparabil de infrastructură;
- Proiectele de pe lista Uniunii pot beneficia de asistență financiară din partea Uniunii pentru studii și, în anumite condiții, pentru lucrări în temeiul Regulamentului (UE) 2021/1153 al Parlamentului European și al Consiliului sub formă de granturi sau sub formă de instrumente financiare inovatoare pentru a se asigura că se poate acorda sprijin personalizat acelor proiecte de interes comun care nu sunt viabile în cadrul de reglementare actual și în condițiile de piață existente.

În cadrul ENTSO-E se elaborează scenariile comune pentru planificarea dezvoltării rețelei, modelul de rețea și de piață de energie, metodologia pentru analiza cost-beneficiu armonizată pe ansamblul sistemului energetic la nivelul Uniunii pentru evaluarea proiectelor de pe lista Uniunii și se aplică pentru pregătirea fiecărui plan de dezvoltare a rețelei pe zece ani la nivelul Uniunii elaborat ulterior de ENTSO-E în conformitate cu articolul 30 din Regulamentul (UE) nr. 2019/943.

Statele membre, cu sprijinul Comisiei, în cadrul coridoarelor lor specifice prioritare ale rețelei offshore definite în noul Regulament, ținând seama de particularitățile și de dezvoltările din fiecare regiune, vor încheia un acord fără caracter obligatoriu pentru a coopera cu privire la obiective legate de producția de energie din surse regenerabile offshore care urmează să fie implementată în fiecare bazin maritim până în 2050, cu etape intermediare în 2030 și 2040, în conformitate cu planurile lor naționale privind energia și clima, precum și cu potențialul de energie din surse regenerabile offshore al fiecărui bazin maritim.

O dată la doi ani, ENTSO-E cu implicarea OTS relevanți, a autorităților naționale de reglementare, a statelor membre și a Comisiei, elaborează și publică planurile strategice de dezvoltare a rețelei offshore pentru fiecare bazin maritim, în conformitate cu coridoarele prioritare ale rețelei offshore definite în cadrul noului Regulament.

La elaborarea planurilor strategice de dezvoltare a rețelei offshore, ENTSO-E va lua în considerare acordurile fără caracter obligatoriu menționate mai sus, în elaborarea scenariilor planului de dezvoltare a rețelei pe zece ani la nivelul Uniunii.

Planurile strategice de dezvoltare a rețelei offshore vor fi în concordanță cu planurile regionale de investiții publicate în temeiul articolului 34 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943 și vor fi integrate în planurile de dezvoltare a rețelei pe zece ani la nivelul Uniunii, pentru a asigura dezvoltarea coerentă a planificării rețelelor terestre și offshore.

Pentru a fi eligibile pentru includerea pe listele Uniunii, proiectele privind energia electrică trebuie să facă parte din cel mai recent plan de dezvoltare a rețelei pe zece ani elaborat la nivelul Uniunii de către ENTSO-E.

Pe baza acestor considerente, o dată la doi ani se stabilește o nouă listă a Uniunii. Proiectele care au fost finalizate sau care nu mai îndeplinesc criteriile și cerințele relevante stabilite prin Regulament nu trebuie să figureze pe următoarea listă a Uniunii. Din acest motiv, proiectele existente, care urmează să fie incluse în următoarea listă a Uniunii, vor participa la același proces de selecție pentru stabilirea listelor regionale și a listei Uniunii care se aplică și proiectelor noi propuse.

Comisia Europeană va adopta actul delegat de stabilire a primei liste a Uniunii în temeiul noului Regulament până la 30 noiembrie 2023.

În cadrul noului Regulament au fost definite un număr de 11 coridoare prioritare și 3 domenii tematice prioritare care acoperă rețelele de energie electrică, rețelele offshore, hidrogen și electrolizoare, implementarea rețelilor electrice inteligente, rețea transfrontalieră de transport a dioxidului de carbon și rețelele inteligente de gaze.

România face parte din:

- **Coridorul prioritar nr. 2 privind energia electrică: “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. State membre vizate: Austria, Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Cipru, Germania, Grecia, Ungaria, Italia, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.
- **Coridorul prioritar nr. 7 al rețelei offshore: Rețelele offshore în sud și est („SE offshore”)**: dezvoltarea rețelei electrice offshore, dezvoltarea rețelei electrice offshore integrate, inclusiv, după caz, dezvoltarea rețelei de hidrogen și a interconectorilor aferenți din Marea Mediterană, Marea Neagră și apele învecinate, pentru transportul energiei electrice sau, după caz, a hidrogenului de la sursele regenerabile de energie offshore către centrele de consum și de stocare sau pentru intensificarea schimbului transfrontalier de energie din surse regenerabile. Statele membre vizate: Bulgaria, Croația, Grecia, Italia, Cipru, România și Slovenia.
- **Coridorul prioritar nr. 10 pentru hidrogen și electrolizoare**: Interconexiuni pentru hidrogen din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („HI East”): infrastructură pe bază de hidrogen și reconfigurarea infrastructurii de gaze, care permite apariția unei magistrale integrate a hidrogenului, în mod direct sau indirect (prin interconectare cu o țară terță), care conectează țările din regiune și răspunde nevoilor lor specifice de infrastructură pentru hidrogen, sprijinind crearea unei rețele la nivelul UE pentru transportul hidrogenului. Statele membre vizate: Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croația, Italia, Cipru, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.
- **Domeniul tematic prioritar nr. 12**: Implementarea rețelilor electrice inteligente. Statele membre vizate: toate.
- **Domeniul tematic prioritar nr. 13**: Rețea transfrontalieră de transport a dioxidului de carbon. Statele membre vizate: toate.
- **Domeniul tematic prioritar nr. 14**: Rețele inteligente de gaze. Statele membre vizate: toate.

2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2020

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

Proiectul “Black Sea Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și are rolul de a consolida coridorul de transport al energiei electrice de-a lungul coastei Mării Negre (România-Bulgaria) și între coastă și restul Europei.

Acest proiect contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune dintre România și Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei.

De asemenea, prin intermediul implementării acestui proiect se va realiza consolidarea integrării pieței regionale și europene de energie, lucru ce va permite creșterea schimburilor din zonă. Dezvoltarea surselor regenerabile de energie cu caracter intermitent va fi posibilă prin capacitatea rețelei de a transporta energia produsă din surse regenerabile din sud-estul Europei până la principalele centre de consum și situri de depozitare localizate în centrul Europei și respectiv nordul Europei.

Beneficiile realizate pentru Proiectul 138, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [22], în cadrul TYNDP 2020 sunt prezentate în tabelul 2.3.1*):

Tabelul 2.3.1*) (sursa TYNDP 2020 [30])

Nr. investiție (TYNDP 2020)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
273	Cernavodă	Stâlp	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Cernavodă și Stâlp cu un circuit intrare/ieșire în stația 400 kV Gura Ialomitei; lungime: 159 km.
275	Smârdan	Gutinaș	LEA nouă 400 kV d.c. (cu un circuit echipat) între stațiile existente Smârdan și Gutinaș; lungime: 140 km.
715	Stâlp	-	Extinderea stației 220/110 kV Stâlp prin construirea stației 400/110 kV, 1x250MVA.
800	Varna (BG)	Burgas(BG)	LEA nouă 400 kV s.c. între stațiile existente Varna și Burgas; lungime 110km

Scenariu	Δ GTC Direcția RO→BG (MW)	Δ GTC Direcția BG→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2025	600	600	4km	0km

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2025 National Trend	5	119	20	4	0	0
2030 National Trend	14	160	68	29	2	11
2030 Distributed Energy	17	-111	194			
2030 Global Ambition	6	-79	72			

*) Informațiile prezentate în tabel au fost aprobate de Comisia Europeană și ACER

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport apare creșterea flexibilității sistemului precum și integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și, deci, o creștere a bunăstării sociale. În scenariile 2030 Sustainable Transition și Distributed Generation este integrată o cantitate mare de energie produsă din surse regenerabile, ceea ce duce la scăderea emisiilor de CO₂. Influența proiectului asupra adecvantei sistemului nu este semnificativă. În anumite scenarii pierderile de energie scad iar în altele cresc, ceea ce arată că pierderile depind în mare măsură de repartiția producției în sistem.

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

Proiectul “Mid Continental East Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și conduce la creșterea capacității de schimb pe granițele dintre România - Ungaria - Serbia; intensifică coridorul european nord-sud dinspre nord-estul Europei spre sud-estul Europei prin România, permițând integrarea mai puternică a piețelor și creșterea securității alimentării pentru asigurarea cererii de consum în zona de sud-est a Europei.

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 144, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [22], în cadrul TYNDP 2020 sunt prezentate în tabelul 2.3.2*):

Tabelul 2.3.2*) (sursa TYNDP 2020 [30])

Nr. investiție (TYNDP 2018)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
238	Pancevo (RS)	Reșița (RO)	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Reșița (România) și Pancevo (Serbia); lungime: 131 km (63 km în RO și 68 km în RS).
269	Porțile de Fier	Reșița	LEA nouă 400 kV s.c. stația existentă 400 kV Porțile de Fier și noua stație 400 kV Reșița; lungime: 116 km.
270	Reșița	Timișoara-Săcălaz-Arad	Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad
701	Reșița	-	Extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construirea stației noi 400/220/110 kV Reșița, 1x250MVA+1x400 MVA.
705	Timișoara	-	Înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin construirea stației noi 400/220/110 kV, 2x250MVA+1x400MVA.

Tabelul 2.3.3

Scenariu	Δ GTC direcția RO→RS, RO→HU (MW)	Δ GTC direcția RS→RO, HU→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2030	844	600	65,5	0
	335	617		

Tabelul 2.3.4.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2025 National Trends	1	28	10	-247	-12	0
2030 National Trends	11	42	42	-31	-2	109
2030 Distributed Energy	26	-188	150			
2030 Global Ambition	19	303	114			

*) Informațiile prezentate în tabel au fost aprobate de Comisia Europeană și ACER

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport se permite integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și, deci, o creștere a bunăstării sociale. În scenariile 2030 Distributed Energy și Global Ambition este integrată o cantitate mare de energie produsă din surse regenerabile, ceea ce duce la scăderea emisiilor de CO₂. Influența proiectului asupra adecvănței sistemului nu este semnificativă. În anumite scenarii pierderile de energie scad iar în altele cresc, ceea ce arată că pierderile depind în mare măsură de repartitia producției în sistem.

Informațiile și datele prezentate mai sus, pentru Proiectele 138 și 144, fac parte din ultima ediție a planului de dezvoltare a rețelei pentru zece ani pentru energie electrică TYNDP 2020 – ediție aprobată, elaborat de ENTSO-E în temeiul articolului 30 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

La data actualizării Planului de dezvoltare a RET – perioada 2022-2031 elaborat de CNTEE Transelectrica SA, este în curs de realizare ediția viitoare a ENTSO-E TYNDP 2022.

Proiectul PCI SMART GRID CARMEN

Proiectul PCI SMART GRID CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network) a fost inclus în lista a cincea de proiecte PCI.

Acest proiect îmbunătățește eficiența operării rețelei de distribuție și calitatea serviciilor și permite integrarea producției de energie electrică din surse regenerabile.

Proiectul CARMEN își propune să îmbunătățească calitatea serviciului oferit clienților și să implementeze standarde de performanță obligatorii pentru operatorii de distribuție și transport al energiei electrice prin modernizare, cu accent pe realizarea cerințelor naționale și europene privind decarbonizarea, digitalizarea și raționalizarea sistemului energetic. CARMEN înseamnă Modernizare Rețelei de Energie Electrică din zona carpatică, în sine obiectivul principal al proiectului, pentru a reflecta nevoile și cerințele secolului 21.

Promotorul proiectului: DELGAZ GRID

Parteneri: CNTEE Transelectrica SA și MAVIR

Perioadă: 2023-2028

Proiectul CARMEN va aborda principalele provocări energetice cu care se confruntă UE în domenii precum eficiența energetică, integrarea și interconectarea pe piețele energetice, securitatea aprovizionării și provocări generate de ponderea tot mai mare a surselor regenerabile de energie.

Obiectivele CARMEN:

- Modernizarea și digitalizarea infrastructurii energetice
- Pregătirea rețelei electrice pentru o tranziție energetică către surse regenerabile intermitente
- Contribuția la crearea unui sistem durabil de aprovizionare cu energie și securitatea aprovizionării.

Proiectului CARMEN cuprinde pentru Transelectrica optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori.

2.4. Necesități de dezvoltare a RET identificate în cadrul ENTSO-E, proiecte pe termen lung

În urma analizelor efectuate în cadrul ENTSO-E pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET pe termen lung (2030-2040), a rezultat oportună creșterea capacității de transport pe granița cu Ungaria și pe granița cu Serbia.

Astfel, în TYNDP 2018 și TYNDP 2020 au fost introduse următoarele proiecte pentru orizontul 2030:

Proiectul nr. 259 HU-RO care cuprinde:

- linie nouă 400 kV simplu circuit de interconexiune între România și Ungaria în lungime de 120 km, între stațiile Oradea și Józsa,
- un nou autotransformator 400/220 kV în stația Roșiori,
- reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat,
- un nou autotransformator 400/220 kV în stația Reșita.

Proiectul 341 North CSE Corridor care cuprinde:

- al doilea circuit pentru LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap,
- stația 400/110 kV Belgrad Vest,
- LEA 400 kV Belgrad Vest-CEE Cibuk.

Beneficiile calculate pentru proiectul nr. 259 sunt prezentate în tabelele următoare:

Tabelul 2.4.1

Scenariu	Δ GTC Direcția RO→HU (MW)	Δ GTC Direcția HU→RO (MW)
2030	1117	685

Tabelul 2.4.2.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B6 SoS (MWh/an)
2025 National Trends	8	115	7	159	
2030 National Trends	8	240	14	155	
2030 Distributed Energy	21	-9	84		
2030 Global Ambition	18	771	95		

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport apare integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și, deci, o creștere a bunăstării sociale. Influența proiectului asupra adecvantei sistemului nu este semnificativă.

Beneficiile calculate pentru proiectul nr. 341 sunt prezentate în tabelele următoare:

Tabelul 2.4.3.

Scenariu	Δ GTC Direcția RO→RS (MW)	Δ GTC Direcția RS→RO (MW)
2030	622	347

Tabelul 2.4.4.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B6 SoS (MWh/an)
2025 National Trends	0	-4	4	0	
2030 National Trends	3	32	8	12	
2030 Distributed Energy	11	-128	85		

2030 Global Ambition	6	24	81		
----------------------	---	----	----	--	--

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport apare integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și, deci, o creștere a bunăstării sociale. Influența proiectului asupra adecvantei sistemului nu este semnificativă.

Din analiza beneficiilor aduse de aceste proiecte rezultă că sunt eficiente în scenariile cu putere mare instalată în RES (Distributed Generation). Proiectele vor fi analizate în continuare și se va decide realizarea dacă pe viitor se va confirma necesitatea și eficiența lor.

2.5 Atingerea obiectivelor de creștere a capacității de interconexiune

Valoarea de 7% a capacității de interconexiune prezentată în Raportul de țară al României, Semestrul european 2017, a fost calculată de către grupul de experți stabilit de către Comisia Europeană cu referire la țintele de interconectare în domeniul energiei electrice (interconnection target group), utilizând datele transmise de către CNTEE Transelectrica SA pentru raportul de adecvanță semestrială Winter outlook 2016-2017. Valoarea de 7% a rezultat din împărțirea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacității nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET.

În 2020, acest indicator a crescut la valoarea de 10-11%. Acest fapt se datorează, pe de o parte, actualizării puterilor instalate în SEN doar cu grupurile care au licență de exploatare comercială (la solicitarea ANRE) și, pe de altă parte, creșterii valorilor NTC pe granița cu Bulgaria de la valori de 250-300 MW la 900 MW (datorită eliminării unor congestii interne în rețeaua de transport a ESO-EAD).

La data de 01.01.2022 capacitatea instalată la nivelul SEN a fost de 18569 MW. În luna ianuarie 2022 capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în interfața României a avut valori medii lunare de aproximativ 2500 MW la export și 3000 MW la import. Astfel, gradul de interconectare rezultat este de aproximativ 13,5% dacă raportarea se face la capacitatea de export și 16% pentru capacitatea de import. În ultimii ani, gradul de interconectare a crescut pe fondul creșterii capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier (de la aproximativ 1500 MW în anul 2015 la peste 2500 MW în anul 2022) și a scăderii capacității instalate în unități generatoare la nivelul SEN.

În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2020-2029.

În Anexa F5 este prezentată lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Prevederile art. 16 alin. (8) din Regulamentul (UE) 2019/943 stabilesc nivelul minim al capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier ca fiind 70 % din capacitatea de transport respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingentelor.

Conform art. 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 sunt stabilite cerințele pentru realizarea unui Plan de acțiuni în vederea atingerii capacității minime prevăzute la art. 16 alin. (8).

Planul de acțiuni al României a fost aprobat de guvern în luna iunie 2021. Acest plan are următoarele obiective:

- (a) Stabilirea traiectoriei liniare pentru capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier;
- (b) Stabilirea modului de calcul al capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier;
- (c) Stabilirea modului de monitorizare a capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier;

(d) Stabilirea măsurilor necesare pentru creșterea capacității transfrontaliere și asigurarea capacității minime disponibile pe durata implementării planului de acțiune.

În conformitate cu prevederile art. 15 alin. (2) și 16 alin. (8) din Regulamentul (UE) 2019/943, capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier care urmează a fi asigurată pe granița RO – HU, în baza unei traiectorii liniare, este:

- 800 MW în anul 2021;
- 980 MW în anul 2022;
- 1160 MW în anul 2023;
- 1340 MW în anul 2024;
- 1520 MW în anul 2025;
- 1700 MW în anul 2026.

Capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier care urmează a fi asigurată pe granița RO – BG, în baza unei traiectorii liniare, este:

- 750 MW în anul 2021;
- 1110 MW în anul 2022;
- 1470 MW în anul 2023;
- 1830 MW în anul 2024;
- 2190 MW în anul 2025;
- 2550 MW în anul 2026.

Proiectele următoare cuprinse în Planul de dezvoltare a RET și în Planul european TYNDP vor contribui la respectarea traiectoriilor liniare prezentate mai sus:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

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

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

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

Pentru atingerea cerinței de 70 % în conformitate de art. 16 alin. (8) din Regulamentul (UE) 2019/943 este necesar și proiectul de trecere la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp.

3. Cadrul de reglementare

3.1 Legislația primară

Principalele acte normative care reglementează domeniul energiei în România și care au un impact major asupra dezvoltării RET sunt:

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare ;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 557/2016 privind managementul tipurilor de risc;
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC);
- Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050.

În ceea ce privește dezvoltarea rețelei de transport, Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 prevede următoarele:

„Art. 35 Planuri de dezvoltare

(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 țintele asumate de România pentru realizarea obiectivului global al Uniunii Europene.

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

[...]

Art. 36 Obligațiile operatorului de transport și de sistem

[...]

(7) Operatorul de transport și de sistem desfășoară, în principal, următoarele activități:

- a) asigură capacitatea pe termen lung a rețelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică și exploatează, întreține, reabilitează și dezvoltă în condiții economice rețeaua de transport pentru a-i asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența, cu respectarea normelor privind protecția mediului;*
- b) garantează mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor de serviciu public;*
- c) contribuie la realizarea siguranței în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacități de transport adecvate și prin menținerea fiabilității acestora;*
- d) asigură gestionarea fluxurilor de energie în rețeaua de transport, ținând seama de schimburile de energie cu alte sisteme interconectate;*
- d¹) răspunde de asigurarea unui sistem electroenergetic sigur, fiabil și eficient;*

[...]

(11) Cheltuielile pentru modificarea instalațiilor de transport al energiei electrice, ca urmare a racordării de noi utilizatori sau a schimbării caracteristicilor energetice inițiale ale utilizatorilor existenți, inclusiv pentru eliberarea unor amplasamente, sunt suportate conform reglementărilor în vigoare.

[...]

Art. 37 Atribuțiile proprietarului rețelei de transport în cazul operatorilor de transport și de sistem care gestionează o rețea electrică de transport:

(1) În cazul operatorilor de transport și de sistem care gestionează o rețea electrică de transport, proprietarul rețelei de transport:

- a) cooperează cu operatorul de transport și de sistem în vederea îndeplinirii atribuțiilor acestuia, furnizând toate informațiile relevante atât acestuia, precum și către ANRE, care monitorizează schimbul de informații dintre operatorul de transport și sistem și proprietar;*
- b) 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;*
- c) deține răspunderea privind activele rețelei de transport, cu excepția răspunderii privind atribuțiile operatorului de transport și de sistem;*
- d) oferă garanții privind facilitarea finanțării eventualelor extinderi ale rețelei, cu excepția investițiilor pentru care și-a dat acordul să fie finanțate de către orice parte interesată, inclusiv de către operatorul de transport și de sistem, potrivit prevederilor lit. b)."*

Cadrul legislativ care reglementează domeniul energiei în România a parcurs modificări semnificative pe măsura desfășurării procesului de reformă a sectorului. De la 1 ianuarie 2007, România a fost admisă ca membră a Uniunii Europene, iar legislația și reglementările UE în domeniu sunt asimilate în legislația românească.

Principalele reglementări europene cu impact asupra activității OTS de planificare a RET sunt:

- DIRECTIVA (UE) 2019/944 a Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE;
- REGULAMENTUL (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică ;

- REGULAMENTUL (UE) 2019/941 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind pregătirea pentru riscuri în sectorul energiei electrice și de abrogare a Directivei 2005/89/CE;
- REGULAMENTUL (UE, EURATOM) NR. 617/2010 al Consiliului din 24 iunie 2010 privind informarea Comisiei cu privire la proiectele de investiții în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 736/96;
- REGULAMENTUL de punere în aplicare (UE) nr. 1113/2014 al Comisiei din 16 octombrie 2014 de stabilire a formei și a detaliilor tehnice pentru notificarea menționată la articolele 3 și 5 din Regulamentul (UE) nr. 256/2014 al Parlamentului European și al Consiliului și de abrogare a Regulamentelor (CE) nr. 2386/96 și (UE, Euratom) nr. 833/2010 ale Comisiei;
- REGULAMENTUL (UE) NR. 347/2013 AL Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 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;

REGULAMENTUL (UE) 2019/942 și REGULAMENTUL (UE) 2019/943 prevăd cerințe de cooperare europeană în domeniul energetic, în scopul dezvoltării infrastructurii și schimburilor transfrontaliere.

Articolele 28 și 29 ale REGULAMENTULUI (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică prevăd constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică. Conform art. 28 alin. (2) din REGULAMENTULUI (UE) 2019/943, *„în îndeplinirea funcțiilor sale în temeiul dreptului Uniunii, ENTSO pentru energie electrică acționează în vederea instituirii unei piețe interne de energie electrică funcționale și integrate și contribuie la realizarea eficientă și durabilă a obiectivelor stabilite prin cadrul de politici privind clima și energia care acoperă perioada 2020-2030, în special contribuind la integrarea eficientă a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie și la sporirea eficienței energetice, menținând în același timp siguranța sistemului. ENTSO pentru energie electrică dispune de resurse umane și financiare adecvate pentru îndeplinirea sarcinilor sale”*.

Art. 30 alin. (1) litera b) prevede că ENTSO-E adoptă și publică un plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pe 10 ani fără caracter obligatoriu (denumit în continuare „planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei”), la fiecare doi ani. Planul la nivel Uniunii de dezvoltare a rețelei, conform prevederilor art. 48 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2019/943, cuprinde modelarea rețelei integrate, scenariul de dezvoltare și evaluarea rezilienței sistemului.

„În special, planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei:

- (a) se bazează pe planuri naționale de investiții, luând în considerare planurile regionale de investiții menționate la articolul 34 alineatul (1) Regulamentul (UE) 2019/943 și, dacă este cazul, aspectele la nivelul Uniunii legate de planificarea rețelei, prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 347/2013; acesta face obiectul unei analize cost-beneficiu utilizând metodologia stabilită în conformitate cu articolul 11 din regulamentul respectiv;*
- (b) în ceea ce privește interconectările transfrontaliere, se bazează, de asemenea, pe nevoile rezonabile ale diferiților utilizatori de sisteme și integrează angajamentele pe termen lung ale investitorilor menționați la articolele 44 și 51 din Directiva (UE) 2019/944; și*
- (c) identifică deficiențele investiționale, în special în ceea ce privește capacitățile transfrontaliere.*

În ceea ce privește litera (c), planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei poate fi însoțit de o analiză a obstacolelor în calea creșterii capacității transfrontaliere a rețelei, generate de diferențele existente la nivelul procedurilor sau al practicilor de aprobare”.

Planul european trebuie să aibă în vedere modelul integrat al rețelei europene, elaborarea de scenarii și să evalueze reziliența sistemului.

O prioritate actuală a Uniunii Europene este reducerea emisiilor de carbon și încurajarea consumului de energie electrică din surse regenerabile. Pachetul legislativ privind schimbările climatice și energiile din surse regenerabile, apărut în 23.01.2008, își propune ca 20% din consumul comunitar să fie acoperit din surse regenerabile până în anul 2020.

În decembrie 2018, noua Directivă privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001] a stabilit obiectivul global obligatoriu al UE privind energia din surse regenerabile la cel puțin 32% în cadrul consumului final brut de energie din Uniune până în anul 2030. În acest context au apărut Comunicarea Comisiei "Energie curată pentru toți europenii" – COM (2016)860 și principiile politicii energetice la nivelul UE dezvoltate în Regulamentul 1999/2018 privind guvernanța uniunii energetice și a acțiunilor climatice.

În România, Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată cu modificările și completările ulterioare, stabilește, printre alte măsuri de promovare a energiei din surse regenerabile, prioritatea acestor producători din punctul de vedere al accesului la rețelele de interes public și al transportului:

„Art. 9 (1) Operatorul de transport și sistem și operatorii de distribuție sunt obligați să garanteze transportul, respectiv distribuția energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, asigurând fiabilitatea și siguranța rețelelor de energie electrică.

(2) Racordarea producătorilor de energie electrică din surse regenerabile la rețelele de energie electrică se realizează în baza Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, emis cu respectarea prevederilor legale incidente în materie.

(3) Investițiile realizate de operatorii de transport și/sau distribuție în baza prevederilor alin. (2) se consideră active reglementate, recunoscute în acest sens de către ANRE..”

Legea nr. 220/2008 a fost modificată și completată cu prevederile OUG nr. 24/2017, vizând modificarea regulilor de funcționare ale schemei de sprijin cu certificate verzi. Cele mai semnificative modificări sunt:

- Modificarea formulei de calcul a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi:
 - Pentru a asigura cererea pentru întregul număr de certificate verzi emise producătorilor de energie electrică din surse regenerabile, se calculează cantitatea statică anuală de certificate verzi. Cantitatea statică este un număr fix, care va fi revizuit o dată la doi ani, începând cu 2018. Cota anuală obligatorie de achiziție de certificate verzi se stabilește de către ANRE ținând cont de cantitatea statică de certificate verzi și consumul final de energie electrică estimat pentru anul următor, fără a depăși impactul mediu în factura consumatorului final de energie electrică de maximum 11,7 euro/MWh în 2018, de 12,5 euro/MWh în anul 2019, de 13 euro/MWh în anii 2020 și 2021 și de 14,5 euro/MWh începând cu anul 2022 (conform Legii nr. 184 din 18 iulie 2018 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative). Prin Ordinul ANRE nr. 27/2017 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi, pentru perioada 1 aprilie - 31 decembrie 2017 a fost fixată la 0,358 certificate verzi/MWh. Prin legea nr. 184/2018 pentru aprobarea OUG nr.24/2017 a fost eliminată cantitatea statică.
- Extinderea duratei de valabilitate a certificatelor verzi de la 12 luni până la data de 31 martie 2032;
- Tranzacționarea certificatelor verzi:

– Începând cu data de 1 septembrie 2017, certificatele verzi vor putea fi tranzacționate fie pe piețele centralizate anonime de certificate verzi (de tip spot sau la termen) fie pe piața centralizată pentru energia electrică susținută prin schema de ajutor de stat, piața pe care energia electrică este vândută în mod asociat cu certificatele verzi asociate cantității de energie electrică tranzacționate.

– De la data intrării în vigoare a OUG nr. 24/2017 până la 31 martie 2032 valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi se modifică și se încadrează între:

- O valoare minimă de tranzacționare de 29,4 euro/certificat și
- O valoare maximă de tranzacționare de 35 euro/certificat.

Rețeaua electrică de transport este considerată, conform Legii nr. 123/2012 (art. 3 - 66), de interes național și strategic și ca atare o mare parte a activelor aflate în componența sa se află în proprietatea publică a statului. Cadrul legal care reglementează statutul patrimoniului public și condițiile de concesiune a acestuia este reprezentat de Legea nr. 213/1998 privind proprietatea publică și regimul acesteia - cu modificările ulterioare - și respectiv Codul administrativ din 3.07.2019.

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, CNTEE Transelectrica SA acordă toată atenția implementării legislației aferente sistemelor integrate de securitate, a protecției informațiilor clasificate și a protecției infrastructurii critice:

- Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri nr. 1178 din 6 iunie 2011 pentru stabilirea criteriilor sectoriale și a pragurilor critice aferente sectorului ICN/E - infrastructură critică națională/europeană - „Energetic”;
- Legea nr. 333/ 2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 301 din 11 aprilie 2012 (pentru aprobarea normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor);
- Hotărârea de Guvern nr. 781 din 25 iulie 2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu;
- Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002, privind protecția informațiilor clasificate, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 585 din 13 iunie 2002, pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România;
- Hotărârea de Guvern nr. 1349/2002 privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordonanța de urgență nr. 98/2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 18 din 11 martie 2011 pentru aprobarea *Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 98/2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice*;
- Hotărârea nr. 718 din 13 iulie 2011 pentru aprobarea *Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice*;
- Hotărârea nr. 301/2012 pentru aprobarea *Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor, cu modificările și completările ulterioare*;
- Decizia Prim-ministrului nr. 43 din 22 februarie 2012 privind *aprobarea Planului de acțiune pentru implementarea, monitorizarea și evaluarea obiectivelor Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice*;
- Hotărârea nr. 1198 din 4 decembrie 2012 privind desemnarea infrastructurilor critice naționale;

- Decizia Prim-ministrului nr. 166 din 19 martie 2013 privind aprobarea *Normelor metodologice pentru realizarea/ echivalarea/revizuirea planurilor de securitate ale proprietarilor /operatorilor/ administratorilor de infrastructură critică națională/ europeană, a structurii-cadru a planului de securitate al proprietarului/ operatorului/ administratorului deținător de infrastructură critică națională/ europeană și a atribuțiilor ofițerului de legătură pentru securitate din cadrul compartimentului specializat desemnat la nivelul autorităților publice responsabile și la nivelul proprietarului/ operatorului/ administratorului de infrastructură critică națională/ europeană*;
- Decizia Prim-ministrului nr. 105 din 2017 privind aprobarea *Calendarului principalelor activități pe anul 2017 ale Grupului de lucru interinstituțional pentru protecția infrastructurilor critice*;
- *Codul administrativ 2019*;
- *Ordinul nr. 238/2019 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi, aferentă anului 2020*.

La nivelul UE au fost adoptate opt Regulamente, coduri de rețea, astfel:

- Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 Iulie 2015 de stabilirea unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Regulamentul (UE) nr. 1719/2016 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilirea unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA);
- Regulamentul (UE) nr. 631/2016 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituirea unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (RfG);
- Regulamentul (UE) nr. 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilirea unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor (DCC);
- Regulamentul (UE) nr. 1447/2016 al Comisiei din 26 august 2016 de instituirea unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (HVDC);
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilirea unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (OS);
- Regulamentul (UE) nr. 2195/2017 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energia electrică;
- Regulamentul (UE) nr. 2196/2017 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic.

Toată legislația invocată în cuprinsul Planului de dezvoltare a RET - perioada 2022-2031 va fi luată în considerare în forma existentă la momentul aplicării, ținând cont de toate modificările, completările și abrogările parțiale sau totale ulterioare adoptării, lista nefiind exhaustivă.

3.2 Legislația secundară

Legislația secundară în domeniu cuprinde acele instrumente de reglementare obligatorii pentru participanții la sectorul energetic, pentru ca acesta să funcționeze coordonat și sincronizat. Următoarele reglementări reprezintă legislație secundară cu impact asupra dezvoltării și utilizării RET:

- PE 026-92 “Normativ pentru proiectarea Sistemului Energetic Național”;
- PE 134/1995 “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”;
- Licențe și Autorizații: activitatea CNTEE Transelectrica S.A. se desfășoară în baza Condițiilor specifice asociate Licenței nr.161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, modificată prin Decizia ANRE nr. 758 din 21.04.2021;
- Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004;

- Codul Comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE nr. 25/2004; Anexa nr. 11 din Ordinul nr. 25/2004 a fost abrogată prin art.4 din Ordinul nr. 93/2018 pentru aprobarea regulilor comerciale privind colectarea, agregarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1424 din 21.10.2006 pentru aprobarea “Normativului privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice” cod: NTE 005/06/00;
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 128/2008;
- Procedura operațională “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport și de sistem” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 6/2010;
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2019, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 29/2013 și Ordinul nr. 208/2018);
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 63/2014, 111/2018, 15/2019, 22/2020, 68/2020, 160/2020, 16/2021 și 45/2021);
- Metodologie de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2014, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 87/2014, 113/2018);
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin ANRE nr. 103/01.07.2015;
- Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 102/2015 cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 184/2019);
- Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/30.03.2016, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 36/2021);
- Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 46/2021;;
- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 96/18.10.2017, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2021);
- Metodologie de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2019, 84/2021);
- Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 152/2020, 213/2020, 230/2020, 231/2020, 27/2021);Metodologie de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 153/2020, 4/2021 și 109/2021);
- Procedura 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 Ordinul președintelui ANRE nr. 204/14.11.2019, cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 206/2020 și 19/2021);

Toată legislația invocată în cuprinsul Planului de dezvoltare a RET - perioada 2022-2031 va fi luată în considerare în forma existentă la momentul aplicării, ținând cont de toate modificările, completările și abrogările parțiale sau totale ulterioare adoptării, lista nefiind exhaustivă.

3.3. Documente strategice la nivelul ENTSO-E

- ENTSO-E Vision on Market Design and System Operation towards 2030;
- ENTSO-E RDI Roadmap 2020-2030: TSO innovation for a climate-neutral European energy system.

4. Principii și metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

Planificarea RET urmărește menținerea, în condiții de eficiență economică, a calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele asumate în comun, la nivel european, de OTS asociați în cadrul ENTSO-E.

CNTEE Transelectrica SA dezvoltă și modernizează, în condiții economice, rețeaua electrică de transport pentru a asigura adecvarea acesteia la necesități rezultate din evoluția SEN:

- evoluția consumului;
- apariția unor noi grupuri producătoare;
- evoluția cererii pentru schimburile de energie electrică transfrontaliere;
- uzura fizică și morală a echipamentelor de transport;
- retragerea din exploatare a unor capacități de producție;
- modificări ale fluxurilor dominante de putere în rețea.

În cazul identificării unei necesități de dezvoltare a RET, selectarea soluțiilor se face în urma unei analize cost/beneficiu bazate pe evaluarea unor indicatori tehnici și economici specifici.

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

Pentru fiecare proiect se are în vedere reducerea impactului asupra mediului înconjurător, în funcție de ultimele performanțe tehnologice accesibile și prevederile actelor normative în vigoare.

Sunt de asemenea urmărite câteva direcții strategice care au drept scop creșterea eficacității și eficienței serviciului prestat:

- reducerea congestiilor în RET;
- realizarea mentenanței bazate pe condiția tehnică;
- implementarea standardelor Smart Grid și management al activelor;
- continuarea implementării telecomandării instalațiilor din stațiile Transelectrica;
- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică;
- creșterea eficienței energetice la nivelul Companiei și promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- definirea și implementarea proiectelor pilot cu mare încărcătură de inovare;
- introducerea digitalizării în acord cu strategiile și politicile Companiei.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerințele și prioritățile prevăzute în Strategia și Politica energetică națională [2], [4]. Acestea constituie referințe determinante pentru identificarea direcțiilor prioritare și prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei avute în vedere la planificare.

4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

Elaborarea Planului de dezvoltare a RET presupune parcurgerea următoarelor etape de analiză:

- Prognoza cererii de consum energie electrică pe ansamblul SEN pentru perioada analizată;
- Prognoza consumului de energie și a nivelului de putere electrică (activă și reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezoanele de iarnă și vară), în profil teritorial și pentru fiecare stație;
- Prognoze de import/export/tranzit de energie și putere electrică;

- Estimarea evoluției capacităților de producere în perioada analizată, considerând programele de casări, reabilitări și instalare de grupuri noi;
- Elaborarea balanțelor de puteri active și reactive pe noduri ale RET și zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- Analiza regimurilor de funcționare a RET în perioada de referință:
 - circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii și extreme;
 - pierderile de putere în RET;
 - asigurarea stabilității tensiunii și a încadrării între limitele minime și maxime admisibile în nodurile RET prin posibilitățile și mijloacele de reglaj existente și prin dezvoltarea acestora;
 - limitele și valorile curenților și puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
 - analiza și asigurarea rezervelor de stabilitate statică și a stabilității tranzitorii în funcționarea SEN;
- Evaluarea stării tehnice a instalațiilor din rețeaua de transport al energiei electrice;
- Evaluarea importanței stațiilor de transport;
- Calculul indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Stabilirea acțiunilor și întăririlor (proiectelor noi) necesare pentru a asigura adecvarea rețelei și satisfacerea performanțelor normate ale serviciului de transport;
- Stabilirea soluțiilor de modernizare și dezvoltare a RET optime din punct de vedere tehnico-economic și a măsurilor de reducere a impactului asupra mediului;
- Stabilirea priorităților și a programelor de realizare a modernizării/dezvoltării RET și a infrastructurii asociate;
- Identificarea surselor posibile de finanțare pentru investițiile din Planul de dezvoltare a RET.

Metodologia de construire a cazurilor și de analiză a regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET este prezentată în Anexa A.

Conform art. 10 din Procedura 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:

(1) 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:

- stadiul actual și evoluția viitoare a 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 – Capitolul 5, Anexa 2;
- 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;
- 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;
- 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 3, Capitolul 6.3.2;
- 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;
- 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 6, Anexa 7, Capitolul 6 ;

- analiza adecvantei 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 2;
- analiza privind evaluarea flexibilității RET –Anexa 3 ;
- identificarea zonelor și a elementelor RET pentru care este necesară realizarea de investiții constând în modernizări sau re tehnologizări – Anexa 6, Anexa 7, Capitolul 6;
- identificarea zonelor de rețea în care sunt necesare lucrări de dezvoltare și extindere – Anexa 3, Capitolul 6;
- prioritizarea investițiilor prin detalierea criteriilor de priorizare și a tipului de analize care au stat la baza întocmirii cronologiei desfășurării lucrărilor de investiții prognozate – Anexa 3, Anexa 6, Capitolul 6;
- evaluarea 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) - Capitolele 7, 8, 9;
- 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.) - Capitolul 2, , Anexa F4, studii de fezabilitate;
- actualizarea stadiului proiectelor de interconexiune în corelare cu lista europeană a proiectelor de interes comun și cu țintele asumate la nivel național privind gradul de interconectare la nivelul Uniunii Europene - Capitolele 2, 6, Anexa F3;
- evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate - Capitolul 9.3;
- 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 – Capitolele 2, 6;
- 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 – Capitolul 7, Anexa F3;
- 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 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) – Anexa F3, Anexa 3,
- 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 7;
- analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice – Capitolul 6.3.3.

(2) 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 – Capitolele 4, 5, 2;

- 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) – Capitolele 6, 7, 8, 9;
- 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 – Capitolul 7.1;
- 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 – Capitolul 7.1, Anexa F3, Anexa 3. ;
- 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 – Capitolul 5.

5. Scenarii privind evoluția SEN în perioada 2022 –2031

5.1 Principii generale de construire a scenariilor

CNTEE Transelectrica SA realizează analizele de evaluare a provocărilor la care trebuie să răspundă Rețeaua Electrică de Transport și necesitățile ei de dezvoltare pentru următorii 10 ani, cu ajutorul Scenariilor de evoluție pe termen mediu și lung, construite în contextul politicilor și măsurilor existente la momentul elaborării acestora, pe baza datelor oficiale și a informațiilor macroeconomice, energetice și de mediu, disponibile din diferite surse publice, naționale și europene, considerate relevante, cum ar fi: Institutul Național de Statistică, Comisia Națională de Strategie și Prognoză, Ministerul Energiei, Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor, utilizatorii RET, ENTSO-E, Comisia Europeană, alte organisme și organizații naționale și internaționale etc.

Scenariul de Referință reflectă atât legislația Uniunii Europene, respectiv țintele asumate de România prin documentele programatice și strategice elaborate, cât și cele mai recente informații și planuri de viitor furnizate de utilizatorii RET, în acord cu acestea.

Ca urmare, pentru conturarea evoluției consumului intern de energie electrică și a soluțiilor de acoperire a acestuia, inclusiv din surse regenerabile de producere ce caracterizează Scenariul de Referință, s-au considerat datele incluse în PNIESC - *Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice pentru perioada 2021-2030*, elaborat în temeiul Regulamentului (UE) 2018/1999, în vederea atingerii la nivelul anului 2030 a unei ponderi de minim 30,7% a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie al țării.

La momentul actual, în lumina noilor reglementări europene ce urmăresc atingerea neutralității climatice în 2050 și, ca etapă intermediară, pentru 2030, majorarea țintei de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră față de nivelul din 1990, de la 40% la 55% și respectiv a ponderii SRE de la 32% la 40%, la nivelul UE (*pachetul Fit for 55 - „Pregătiți pentru 55”*), se prefigurează și pentru România o creștere semnificativă a țintei naționale de SRE, de la 30,7% la o valoare în jur de 38-39%, conform estimărilor Ministerului Energiei.

În consecință, în cadrul analizelor a fost considerat și un **Scenariu alternativ, Favorabil**, ce are la bază perspective favorabile pentru investiții, fiind caracterizat prin oportunități financiare sporite, menite să accelereze dezvoltarea economică a țării și implementarea politicilor energetice promovate la nivelul UE pentru atingerea noului obiectiv pentru 2030, corelat cu ținte naționale mai ambițioase decât în versiunea actuală a PNIESC.

Printre factorii de risc, cu impact asupra ipotezelor ce au stat la baza construirii scenariilor de evoluție pe termen mediu și lung a României, amintim: persistența crizei sanitare, climatul macroeconomic și financiar internațional, mix-ul intern de politici economice, energetice și de mediu și tensiunile geo-politice generate de situația din Ucraina.

În acest context, scenariile alternative și de sensibilitate modelate suplimentar în analize au scopul de a asigura robustețea și flexibilitatea soluțiilor de dezvoltare rezultate pentru Scenariul de Referință, completându-le pentru diverse variații ale parametrilor de intrare cu implicații asupra consumului și/sau capacității de producere considerate, respectiv a schimburilor de energie electrică cu alte sisteme și de a oferi criterii de ajustare ulterioară a Planului de Dezvoltare în funcție de evoluțiile din sistem.

Datele de prognoză privind consumul, portofoliul de producere și configurația rețelei, specifice Scenariului de Referință analizat, corespund datelor referitoare la România incluse în *Baza de date de modelare a pieței de energie electrică la nivel pan-european (Pan-European Market Modelling DataBase – PEMMDB)*, ce a stat la baza construirii scenariilor **National Trends (National Estimates)**, utilizate pentru *Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport pe 10 ani (Ten-Year Network Development Plan - TYNDP2022)*, în lucru, și pentru *Studiul de evaluare a*

adecvanței la nivel european (European Resource Adequacy Assessment - ERAA2021), elaborate în cadrul ENTSO-E, ce au fost actualizate, însă, la începutul anului 2022 cu cele mai recente informații disponibile.

Pentru calculele de analiză a încărcării rețelei s-au utilizat modele de regim staționar și modele pentru calcule de regim dinamic ale sistemului interconectat sincron ENTSO-E, din care face parte SEN, realizate în cooperare de OTS europeni în cadrul ENTSO-E sau al proiectelor de cooperare regională.

5.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

Elementul de plecare în activitatea de prognoză a dezvoltării RET îl constituie elaborarea scenariilor privind evoluția consumului de energie electrică și a curbelor de sarcină pe termen mediu și lung, care țin cont de o multitudine de ipoteze privind gradul de dezvoltare economică a țării, evoluția populației, tendințele din domeniu și perspectivele viitoare ale pieței (penetrarea *pompelor de căldură, a vehiculelor electrice, a bateriilor etc.*), dar și de condițiile climatice.

Estimările econometrice elaborate, ce descriu legăturile de dependență între indicatorii macroeconomici și cei energetici, iau în calcul o serie de aspecte, cu un grad de incertitudine foarte ridicat în actualul context pandemic și geopolitic și de pe piața energiei, cum ar fi, de exemplu, creșterea prețurilor produselor energetice și a unor materii prime ce influențează creșterea economică, dar și ajustările structurale, schimbările tehnologice și îmbunătățirea eficienței energetice în sectoarele utilizatorilor finali ce determină decuplarea cererii de energie electrică de creșterea economică a țării (*evoluție cu ritmuri inferioare*).

După criza globală provocată de izbucnirea pandemiei de Covid-19 în martie 2020, economia românească a înregistrat o redresare economică de 5,9% în anul 2021, conform estimărilor Institutului Național de Statistică (INS).

Impactul economic al crizei provocate de coronavirus variază de la un sector industrial la altul, dar, pe ansamblul economiei naționale, sursele oficiale estimează o menținere a traiectoriei economice pozitive și pe termen mediu, cu un ritm mai moderat însă.

Tabelul 5.2.1 prezintă evoluția Produsului Intern Brut (PIB), conform previziunilor economice realizate în februarie 2022 de Comisia Națională de Strategie și Prognoză (CNSP) - „*Proгноza pe termen mediu 2021–2025 – varianta de iarnă 2022*” și, respectiv, de Comisia Europeană (CE) - *Winter 2022 Economic Forecast*.

Tabelul 5.2.1 Scenarii de evoluție a Produsului Intern Brut - *Ritm mediu anual* [%]

Sursa	2020*	2021*	2022	2023	2024	2025
<i>Proгноza CNSP</i>	-3,7	5,9	4,3	5,1	5,0	4,5
<i>Proгноza CE</i>			4,2	4,5	...	...

Notă: * Sursa datelor pentru anii 2020 și 2021 (estimări): INS

Proiecțiile menționate au luat în calcul continuarea crizei energetice și impactul creșterii prețurilor la energie electrică și gaze naturale asupra traiectoriei inflației pe parcursul anului curent și a PIB, dar nu și impactul declanșării conflictului din Ucraina.

În acest context, este de așteptat ca motorul economiei interne să înregistreze în 2022 o dinamică medie anuală de creștere mai scăzută decât în estimările anterioare, respectiv de ~2,2%. În perioada 2023-2026, se estimează accelerarea tendinței de majorare a PIB cu un ritm mediu anual de creștere corespunzător perioadei, de 4,4%, urmată de o creștere medie anuală a economiei de 3,1% în perioada 2026-2031.

În conturarea Scenariului de Referință au fost prelucrate datele și informațiile din PNIESC, cu impact asupra evoluției consumului de energie electrică și a alurii variației orare a acestuia, cum ar fi penetrarea vehiculelor electrice în sectorul Transporturilor, racordarea la SEN a sistemelor de stocare a energiei - cu baterii, în limita unei capacități totale de 400 MW etc. *Seturile de date disponibile din documentele naționale pentru perioada analizată au fost completate cu ipoteze proprii pentru transpunerea unor informații interpretative din mai multe surse oficiale.*

Ca urmare - în concordanță cu proiecțiile economice, revizuite pe termen scurt și mediu prin încorporarea celor mai recente evoluții ale indicatorilor din sfera economiei și cu elementele cheie ale politicii energetice europene, angajate spre decarbonizarea sistemului, inclusiv prin îmbunătățirea eficienței energetice - pe latura cererii de energie electrică, s-a estimat, cu metode analitice specifice, o evoluție cu dinamici anuale moderate de creștere în Scenariul de Referință: 1,4% în perioada 2021-2026 și, în decelerare, 1%, în perioada 2026-2031, în acord cu tendința de creștere medie multianuală înregistrată istoric - Tabelul 5.2.2.

Tabelul 5.2.2 Scenariul de Referință de dezvoltare a României în perioada 2021-2031

	U.M.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2026	2031
		realizari						estimari	prognoza		
Evoluție demografică	mii loc	19822	19706	19593	19484	19376	19262	19111	18962	18376	17683
<i>ritm mediu anual</i>	%	-0.5	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8
Produs Intern Brut (PIB real)	mld. Lei 2020	900	943	1010	1055	1100	1059	1121	1146	1363	1584
<i>ritm mediu anual - creștere reală</i>	%	3.9	4.8	7.1	4.5	4.2	-3.7	5.9	2.2	4.4	3.1
PIB pe locuitor	mii Lei 2020 /loc.	45	48	52	54	57	55	59	60	74	90
<i>ritm mediu anual</i>	%	4.4	5.4	7.7	5.1	4.8	-3.1	6.7	3.0	5.2	3.8
Intensitate energetică (en. el)	kWh / /1000 Lei 2020	60.9	58.7	56.2	54.9	52.1	52.5	51.9	51.0	45.7	41.4
<i>ritm mediu anual</i>	%	-1.1	-3.5	-4.3	-2.3	-5.0	0.8	-1.2	-1.7	-2.7	-2.0
Productivitatea energiei electrice	Lei 2020 / / kWh	16.4	17.0	17.8	18.2	19.2	19.0	19.3	19.6	21.9	24.2
<i>ritm mediu anual</i>	%	1.1	3.6	4.5	2.4	5.3	-0.8	1.2	1.7	2.8	2.0
Consum intern net de en. el.	TWh	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	55.6	58.2	58.5	62.3	65.5
<i>ritm mediu anual</i>	%	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	-3.0	4.6	0.5	1.6	1.0
Puterea de vârf netă - consum	MW	8488	8752	8940	8920	8813	8679	8967	9150	10100	10580

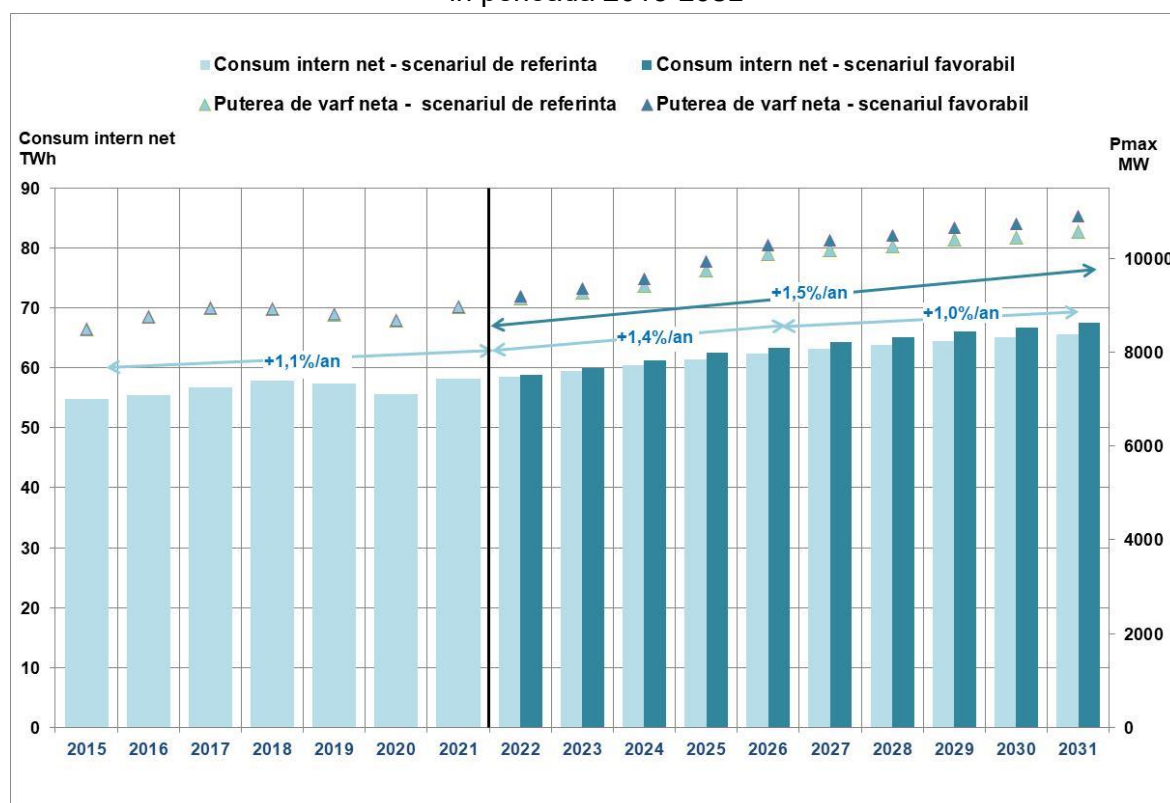
Proiecțiile asumate în Scenariul de Referință confirmă continuarea tendințelor pozitive de evoluție ale indicatorilor macroeconomici reprezentativi pentru analiza activității economice (*PIB pe cap de locuitor*) și, respectiv, a eficienței de utilizare a energiei electrice la nivelul economiei naționale (*Intensitatea energiei electrice* și inversul acesteia - *productivitatea energetică*), în direcția apropierii României de media performanțelor din statele membre ale Uniunii Europene - obiectiv strategic național pentru asigurarea dezvoltării durabile a țării.

Complementar Scenariului de referință analizat a fost modelat Scenariul Favorabil de evoluție, ce ar corespunde unei stări expansioniste mai solide și de lungă durată a economiei naționale, susținută prin liniile de finanțare deschise la nivel național și european pentru îndeplinirea tranziției energetice și a țărilor climatice (*Fit for 55*), inclusiv prin implementarea integrală a instrumentului MRR, *Mecanismul de Redresare și Reziliență*, dedicat relansării economiei europene în urma pandemiei coronavirus.

Creșterea economică preconizată în scenariul Favorabil este în mod necesar reflectată în cererea de energie, căreia îi corespunde un ritm de creștere mediu anual de 1,5% în perioada 2022 - 2031.

Figura 5.2.1 prezintă evoluția grafică comparativă a consumului intern net de energie electrică în Scenariul de Referință și în Scenariul alternativ – Favorabil.

Figura 5.2.1 Evoluția consumului intern net de energie electrică în perioada 2015-2031



Pentru realizarea prognozei de consum ce corespunde scenariului de referință, modelat pentru caracteristici climatice cu probabilitate rezonabilă de apariție, au fost analizate limitele de dispersie ale cererii de energie electrică în funcție de temperatura exterioară, desprinse din analiza curbelor de sarcină determinate în cadrul ENTSO-E cu ajutorul programului TRAPUNTA (*Temperature REgression and IoAd Projection with UNCertainty Analysis*), dezvoltat de Milano Multiphysics.

Cu ajutorul unor modele de regresie și metode statistice avansate de prelucrare a datelor istorice multianuale, TRAPUNTA realizează corelația dintre valoarea normalizată a consumului intern de energie electrică și variabilele climatice și determină prognoza cererii de energie electrică, înglobând totodată și ipotezele de bază ale scenariului analizat (estimări privind ritmul de creștere PIB, evoluție electromobilitate, penetrare baterii de stocare în SEN și alți indicatori specifici).

Pentru studiile de piață elaborate în cadrul ENTSO-E pentru orizonturile de prognoză 2025 și 2030, necesare ERAA2021 și TYNDP2022, au fost determinate curbele de sarcină orară corespunzătoare a 35 de ani-climatici disponibili în Baza de date PECD, având fiecare serii orare specifice de variație a temperaturii medii exterioare. Curbele de sarcină determinate pentru România au fost extrapolate și prelucrate pentru anii țintă analizați, 2026 și 2031.

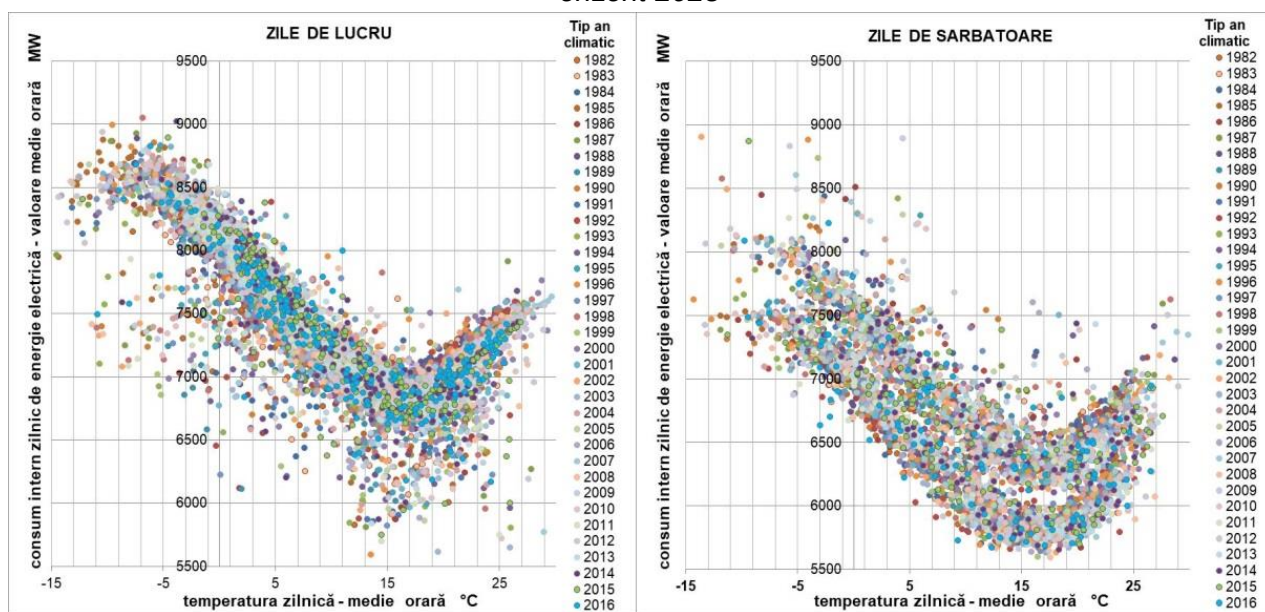
PECD (*Pan European Climate Database*) reprezintă *Baza de date climatice* a ENTSO-E, ce încorporează caracteristicile climatice orare diferite a 35 de ani-tip pentru fiecare țară, referitoare la *temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare*, obținute din prelucrarea datelor meteorologice de observație din perioada 1982–2016 și ajustate corespunzător proiecțiilor de schimbări climatice, pe baza unor modele globale de calcul.

O analiză a celor 35 de curbe de sarcină obținute cu TRAPUNTA pentru fiecare orizont de prognoză pe termen mediu și lung evidențiază corelația, pentru fiecare an climatic, dintre valorile orare ale cererii interne de energie electrică și seriile orare corespunzătoare din PECD, de variație a

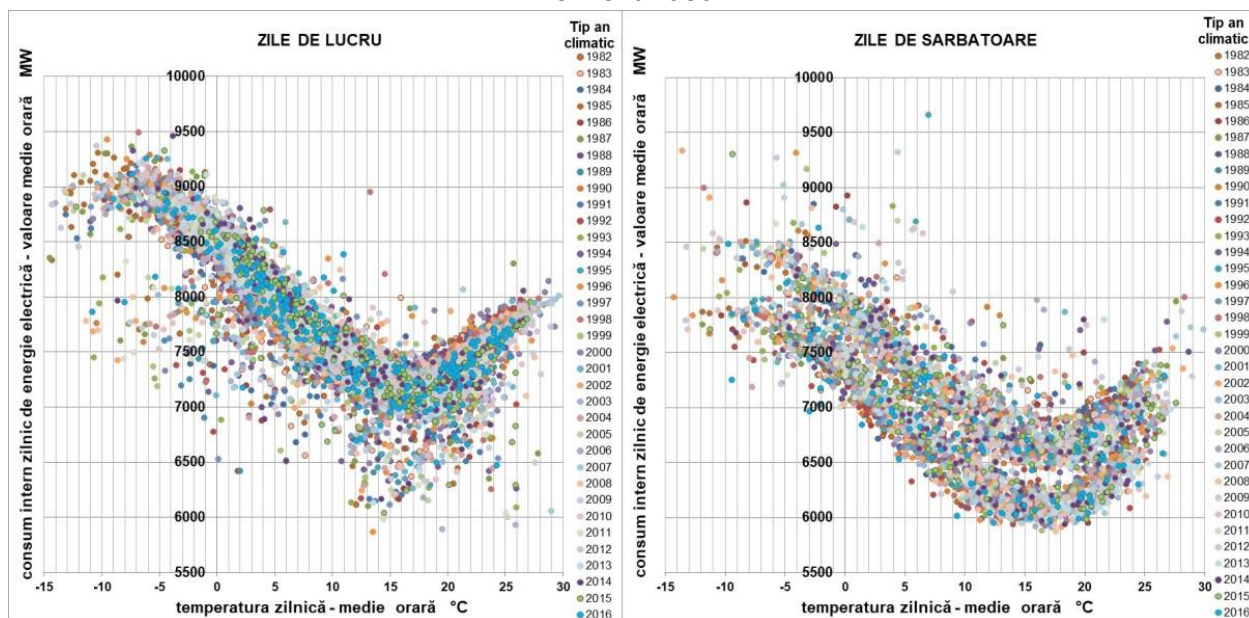
temperaturii medii pe țară, valori ponderate în funcție de densitatea populației în zonele de consum, conform metodelor statistice aplicate în climatologie.

Pentru vizualizare, în Figura 5.2.2 este trasată, pentru fiecare orizont de prognoză, diagrama de regresie MW/°C corespunzătoare celor 35 de curbe de sarcină obținute (separat, pentru *zile de lucru* și *zile de sărbătoare*), prin reprezentarea *valorilor medii orare zilnice* ale consumului intern net și, respectiv, ale temperaturii exterioare, obținute din prelucrarea datelor orare disponibile pentru România în PECD.

Figura 5.2.2 Curba de sensibilitate consum intern net – temperatură pentru România
- orizont 2025 -

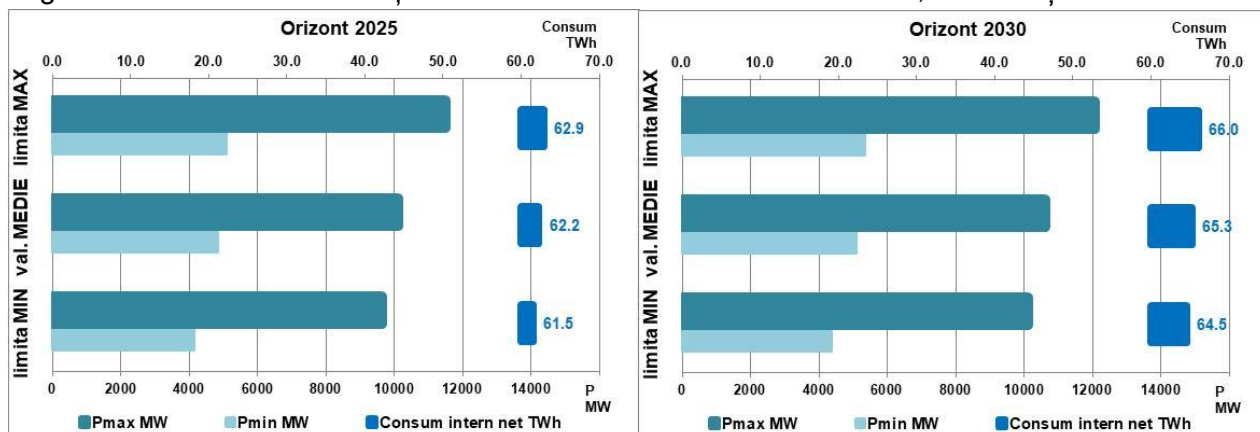


- orizont 2030 -



Dispersia consumului intern net de energie electrică, în funcție de condițiile climatice, este vizibilă, de asemenea, și în Figura 5.2.3, în care sunt reprezentate grafic limitele de variație ale celor 35 de valori totale anuale și, respectiv, puteri de vârf și de gol modelate, pentru fiecare orizont.

Figura 5.2.3 Limitele de variație ale consumului intern - valori minime, maxime și total anual



Din prelucrarea seriilor de date analizate au rezultat curbele de evoluție orară a cererii de energie electrică corespunzătoare Scenariului de Referință modelat, ce se încadrează astfel în banda de variație orară descrisă de cei 35 de ani climatici, din care au fost extrase valorile excepționale (*outliers*) ale consumului, corespunzând unor evenimente meteorologice extreme cu probabilitate de apariție mai mică de 5%.

În Tabelul 5.2.3 sunt evidențiate palierele de sarcină caracteristice considerate ca reprezentând *regimurile extreme* de funcționare în cursul unui an, din punct de vedere al consumului și circulațiilor normale în rețea, pentru care s-au modelat și analizat în detaliu regimurile de funcționare, respectiv:

- consumul maxim în SEN, înregistrat la vârful de seară iarna (VSI) pentru verificarea posibilităților de alimentare a consumatorilor și de evacuare a puterii produse în centrale electrice eoliene;
- vârful de dimineață iarna (VDI), pentru verificarea posibilităților de evacuare a puterii produse în centrale fotovoltaice,
- vârful de dimineață vara (VDV), pentru verificarea rețelei de alimentare a zonelor deficitare unde consumul de vară are valori apropiate celui de iarnă, iar centralele cu termoficare își reduc sezonier puterea (ex: București) și pentru verificarea posibilităților de evacuare a puterii din centrale regenerabile în zonele excedentare;
- golul de noapte vara (GNV), pentru verificarea mijloacelor de reglaj al tensiunii și a capacității de evacuare a puterii centralelor eoliene din zonele excedentare.

Tabelul 5.2.3 Paliere caracteristice ale consumului intern net - Scenariul de Referință - RMB

[MW]

2022				2026				2031			
VSI	VDV	GNV	VDI	VSI	VDV	GNV	VDI	VSI	VDV	GNV	VDI
9150	7930	4570	8900	10100	8300	4880	9730	10580	8700	5120	10200

5.3 Scenarii privind evoluția portofoliului de producere

În ceea ce privește evoluția capacității de producere disponibile în SEN în perioada 2022-2031, în Scenariul de Referință au fost transpuse principalele tendințe generate de politica UE în materie de energie și climă, reflectate și în obiectivele PNIEESC, de promovare a eficienței energetice, dezvoltare a surselor regenerabile de energie și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

În acord cu aceste angajamente, menite să asigure tranziția energetică a României către tehnologii cu emisii scăzute de carbon, ipotezele care au stat la baza realizării scenariului de

evoluție a capacității de producere pentru următorii zece ani, constau în intensificarea utilizării energiei din surse regenerabile, urmărind traiectoriile asumate în PNIESC și reducerea participării cărbunelui în mixul de producere de energie electrică și termică, în favoarea gazelor naturale, ca etapă intermediară spre o economie fără emisii de gaze cu efect de seră.

Această evoluție presupune intrarea în exploatare de noi capacități de producere din surse regenerabile (în special eolian, fotovoltaic, dar și biomasă, în măsură mai mică), în limitele descrise în Tabelul 5.3.1.

Tabelul 5.3.1 Evoluția capacității din surse regenerabile, exclusiv hidro
Scenariul de Referință [MW]

Tip SRE	2021	2022	2025	2026	2030	2031
<i>eolian</i>	2965	3400	4334	4500	5255	5300
<i>solar</i>	1308	1500	3393	3500	5054	5100
<i>biomasă</i>	124	125	126	128	137	140

Notă: *Sursa datelor: PNIESC (ținte asumate pentru 2025, 2030), Transelectrica (realizări – 2021, estimare – 2022, interpolare/extrapolare - 2026 și 2031).

De asemenea, conform informațiilor transmise de Hidroelectrica, s-a prevăzut finalizarea până în anul 2028 a unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție, totalizând 472 MW.

Astfel, în perioada 2022-2031, sursele regenerabile vor înregistra o creștere totală de capacitate de 6615 MW (din care 6127 MW eolian + solar), capacitatea totală SRE instalată în SEN urmând să depășească 17 GW (inclusiv hidro).

În privința centralelor termoelectrice, datele colectate de la principalii producători de energie electrică și termică în cogenerare la sfârșitul anului 2021 au pus la dispoziția Transelectrica intențiile acestora de retragere definitivă din exploatare sau de re tehnologizare a unor grupuri existente, ca urmare a depășirii duratei de viață normate și/sau a neconformării la cerințele de mediu ale Uniunii Europene (*Directiva 2010/75/UE*), asociate, în unele cazuri, cu înlocuirea acestora cu grupuri noi, mai performante, în principal pe gaze.

Figura 5.3.1 Durata de viață a grupurilor instalate în centrale clasice
- la nivelul anului 2022 -

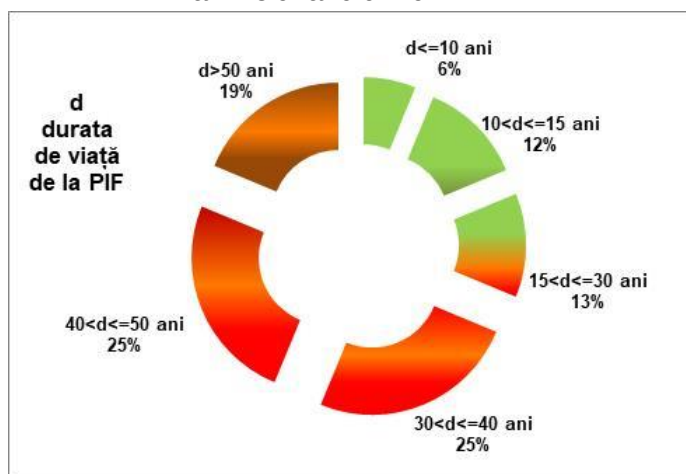


Figura 5.3.1, realizată pe baza datelor primite, evidențiază că, la nivelul anului 2022, 69% din grupurile cu puterea instalată mai mare de 20 MW din centralele clasice disponibile în SEN, totalizând aproape 3,2 GW putere netă, au o vechime mai mare de 30 ani.

Dintre acestea, la unele s-au realizat lucrări de re tehnologizare și/sau modernizare, fiind echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care le permit încadrarea în normele impuse de UE, altele, totalizând peste 2,3 GW, vor fi scoase din funcțiune până la sfârșitul anului 2031, umate până în 2038 de alte două grupuri pe lignit (0,6 GW).

În total, pe măsura depășirii duratei de viață și de către alte grupuri, în Scenariul de Referință analizat, producătorii intenționează să retragă definitiv din exploatare capacități termo ce însumează peste 3,2 GW în perioada 2022–2031, din care 2,7 GW pe cărbune (lignit și huiță) și 0,5 GW pe hidrocarburi. Această reducere de capacitate va fi compensată prin instalarea de grupuri noi pe gaze naturale, totalizând peste 3,1 GW net, ce includ proiectele cu ciclu combinat - CCGT de la Ișalnița și Turcenii, prevăzute pentru PIF în 2026, potrivit Planului de restructurare - decarbonare al CE Oltenia, dar și de la Craiova, Borzești (grupul Renovatio), Iernut (Romgaz), București (ELCEN) ș.a.

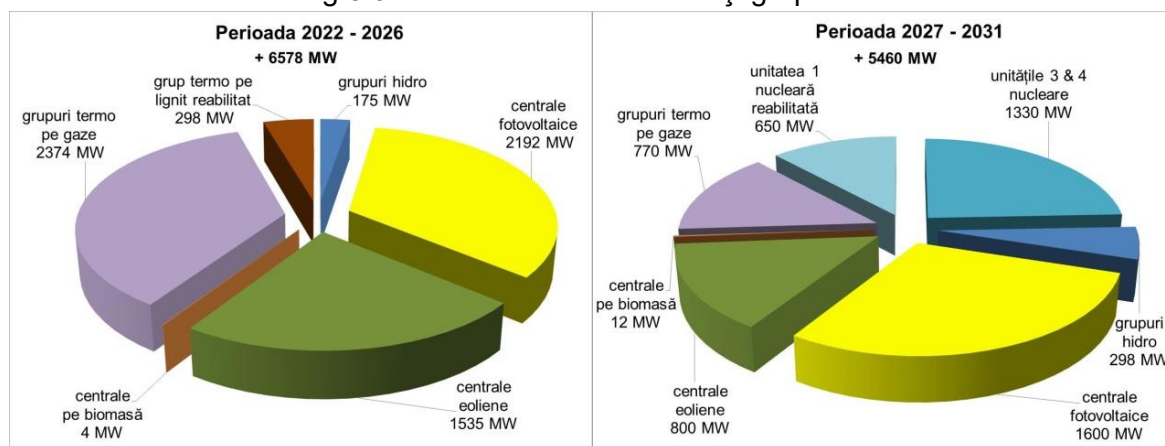
Alături de gaze naturale, energia nucleară rămâne o soluție de dezvoltare strategică, ce va juca un rol important în asigurarea, atât a tranziției spre decarbonizare, cât și a securității energetice, prin punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, la sfârșitul anului 2030 și respectiv 2031, conform estimărilor SN Nuclearelectrica SA.

O discontinuitate în producția nucleară va avea loc în perioada 2027-2029, când este programată oprirea în re tehnologizare a unității 1, pentru prelungirea duratei de viață cu 30 ani.

În acest context, tranziția energetică a României către tehnologii cu emisii scăzute de carbon și energie din surse regenerabile presupune un efort investițional considerabil în perioada 2022-2031, corespunzător instalării unor capacități noi în SEN ce depășesc 11 GW, conform Scenariului de Referință modelat.

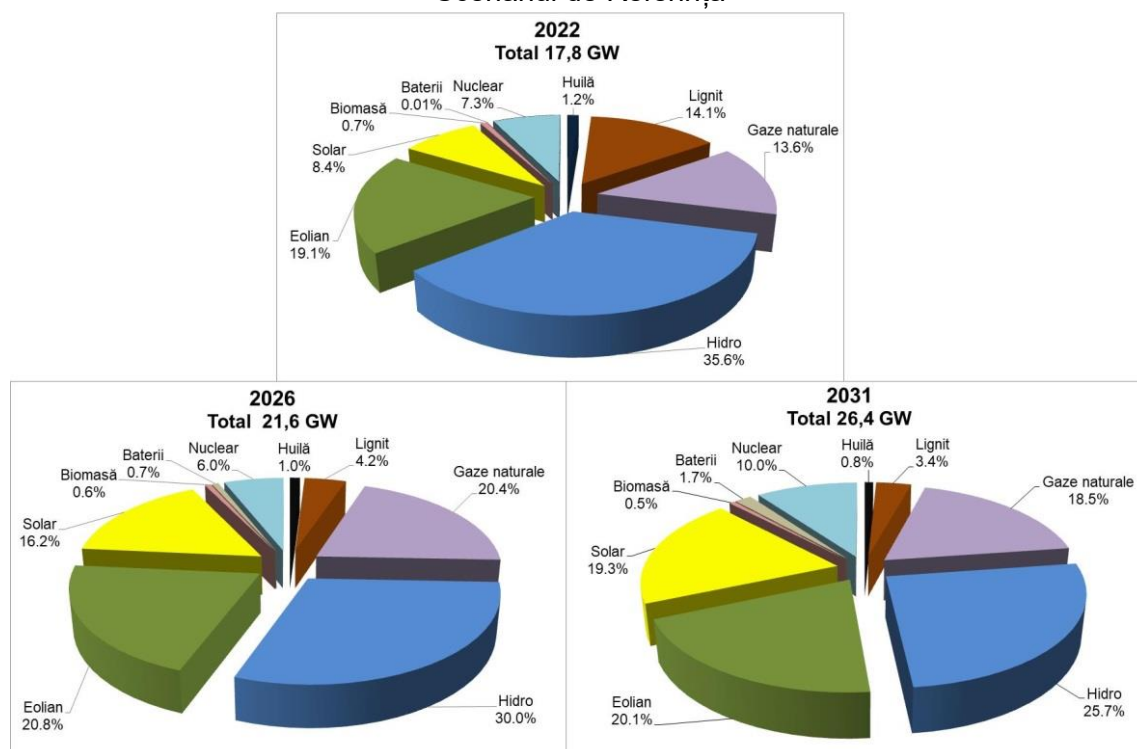
În figura 5.3.2 sunt prezentate etapizat proiectele de reabilitare și grupurile noi ce vor fi puse în funcțiune în Scenariul de Referință, în perioadele relevante, agregate pe categorii de centrale în funcție de combustibilul principal.

Fig.5.3.2 Proiecte de reabilitare și grupuri noi



În conformitate cu acest program de dezvoltare elaborat, evoluția capacității totale de producere nete disponibile în SEN la nivelul anilor țintă 2022, 2026 și 2031, reprezentată în Figura 5.3.3, ilustrează reducerea participării cărbunelui (în special, a lignitului) în mixul de producere la nivelul anului 2026 și înlocuirii în viitor cu gaze naturale, surse regenerabile și energie nucleară, în linie cu angajamentele UE în privința reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

Fig.5.3.3 Structura capacității de producere nete disponibile în SEN
Scenariul de Referință



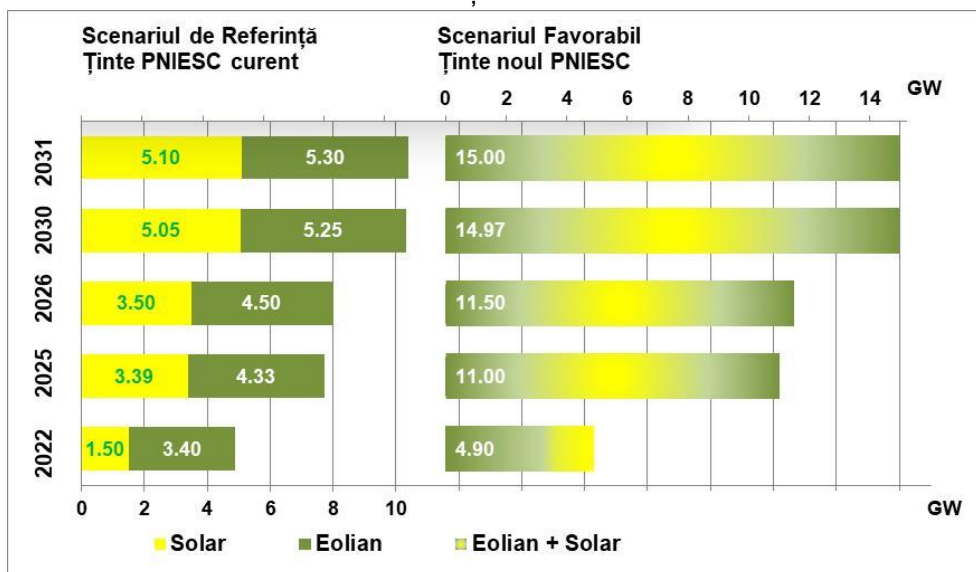
Se observă trendul pozitiv de evoluție a structurii capacității de producere în SEN, în sensul creșterii ponderii centralelor fără emisii de CO₂ (SRE + nuclear), de la 70% în 2022, la 73% în 2026 și respectiv 75% în 2031.

Trebuie menționat că noua realitate geopolitică și de pe piața energiei, generată de criza din Ucraina, ce a amplificat criza energetică existentă la nivelul Uniunii Europene, a evidențiat faptul că utilizarea în continuare a cărbunelui la producerea energiei electrice trebuie privită ca o soluție temporară necesară, menită să contribuie la scăderea dependenței UE de o sursă nefiabilă de gaze naturale, ca etapă asumată în implementarea Pactului Ecologic European.

Ca urmare, în România este posibilă redeschiderea unor mine la CE Oltenia în 2022 și menținerea în funcțiune, pe termen scurt, a unor grupuri pe lignit, suplimentar față de grupul 3 de la Rovinari, aflat în reabilitare în prezent și prevăzut cu PIF la nivelul anului 2023 în Scenariul de Referință. Pe termen mai lung, însă, va fi reiterat obiectivul european de neutralitate climatică ce va impune tranziția verde, iar prețul în creștere al certificatelor ETS va menține presiunea asupra producătorilor pe bază de combustibili fosili, în special cărbune.

În Figura 5.3.4 este evidențiată traiectoria descrisă de capacitățile suplimentare de producere din surse regenerabile cu caracter intermitent prevăzute a fi instalate în Scenariul Favorabil, pentru care se vor pune la dispoziție fonduri suplimentare, menționate în documentele strategice, PNRR - Planul Național de Redresare și Reziliență și FM – Fondul pentru Modernizare, prin care se stabilesc prioritățile investiționale menite să sprijine accelerarea tranziției verzi.

Figura 5.3.4 Evoluția capacităților de producere SRE solar + eolian
Scenariul de Referință vs. Scenariul Favorabil



Aceste capacități reflectă noile ținte potențiale privind ponderea de energie din surse regenerabile în consumul final brut, ce ar putea fi considerate la revizuirea legislației relevante, în lumina pachetului *Fit for 55* - Tabelul 5.3.2.

Tabelul 5.3.2 Evoluție estimativă ținte SRE solar + eolian pentru orizontul 2030
Scenariul de Referință vs. Scenariul Favorabil [MW]

Tip SRE	2021	2030 Scenariul Referință PNIESC curent	2030 Scenariul Favorabil
<i>Eolian + Solar</i>	4273	10309	14965
<i>Creștere față de 2021</i>	..	6036	10692

Astfel, conform estimărilor Ministerului Energiei, noul PNIESC, ce trebuie transmis Comisiei Europene până la 30 iunie 2023, ar putea să prevadă o majorare cu 4656 MW a capacității totale solar + eolian (inclusiv *off-shore*), față de valorile asumate în versiunea actuală, atingându-se astfel în SEN o capacitate totală a energiei din surse regenerabile de peste 22 GW în 2030 (incluzând aici și 25 MW geotermal și 85 MW biomasă - prevăzuți a fi instalați suplimentar față de scenariul de referință, hidro fiind constant). Prin interpolare a fost ajustată și ținta potențială pentru 2025 și, respectiv, valorile pentru anii intermediari 2026 și 2031.

În conformitate cu fondurile identificate, Scenariului Favorabil îi sunt asociate și investiții suplimentare în capacități de stocare a energiei electrice, electroizoare, dar și în proiecte de valorificare a potențialului energiei eoliene *off-shore* (în limita a 300 MW - proiectul Hidroelectrica, inclus în Planul Național de Investiții și Relansare Economică - PNIRE).

Prin Fondul pentru Modernizare se prevăd spre finanțare investiții pentru 200 MW în baterii de stocare, 200 MW în capacități de acumulare prin pompare și de asemenea, pentru electroizoare pentru producerea de hidrogen verde, cu o capacitate totală de 400 MW.

Prin PNRR este sprijinită atingerea Țintelor asumate prin PNIESC și este asigurată realizarea de centrale regenerabile astfel:

- instalarea a 950 MW în centrale regenerabile eoliene și fotovoltaice până la 30 iunie 2024
- înlocuirea de centrale care folosesc cărbunele ca și combustibil cu centrale pe gaze sau gaze obținute din surse regenerabile, cu o capacitate de 1300 MW până în 2025

De asemenea, prin PNRR se asigură:

- instalarea de electrolizoare cu o capacitate totală de 100 MW cu un volum generat preconizat de cel puțin 10000 de tone de hidrogen din surse regenerabile până la sfârșitul anului 2025,
- realizarea de centrale electrice de cogenerare de înaltă eficiență care folosesc ca și combustibil gaze din surse regenerabile, cu o capacitate de 300 MW, până la sfârșitul anului 2026,
- instalarea de capacități de stocare a energiei electrice cu o putere totală de 240 MW (480 MWh) până la sfârșitul anului 2025.

Pe baza scenariilor prezentate anterior au fost realizate analize de modelare a pieței de energie electrică și de adecvanță a parcului de producție. Aceste analize sunt prezentate în Anexa 2.

Analize de adecvanță ERAA2021 (European Resource Adequacy Assessment) au fost realizate în cadrul ENTSO-E prin metode probabilistice.

Rezultatele referitoare la România arată că riscurile de neacoperire a consumului intern cu capacitățile de generare disponibile în SEN plus import sunt minime în ipotezele modelate de scenariile analizate.

Rezultatele analizelor de piață modelate în ipotezele descrise de scenariile de sensibilitate elaborate, conservatoare în ceea ce privește evoluția capacităților noi ce vor fi instalate în SEN, arată că riscurile de neacoperire a consumului de energie electrică cu resursele interne de producere sunt minimizate prin utilizarea capacității transfrontaliere de import a țării. Datorită resurselor de generare externe disponibile și a capacităților de interconexiune cu țările vecine descrise de limitele NTC considerate, indicatorii de fiabilitate LOLE și EENS determinați pentru România nu reflectă riscuri legate de potențialul deficit al capacității de producere în SEN, în raport cu consumul intern net ce trebuie acoperit.

A fost realizată și o analiza a adecvanței SEN la vârful de sarcină în condiții extreme – abordarea deterministă.

O astfel de analiză, ce simulează ore și condiții critice extreme ce pot apărea în SEN, arată că, deși cu o probabilitate scăzută, situații cu risc asupra adecvanței pot apărea și pot produce un impact semnificativ în sistemul interconectat, având în vedere că deficitul de putere în acest caz se apropie de limitele maxime NTC considerate pentru import/export.

Analiza deterministă a orelor de vârf pentru condiții climatice extreme ne arată cum, chiar și în situația obținerii din simulările probabilistice la nivel pan-european a unor indicatori medii LOLE și EENS cu valori scăzute (sub nivelul acceptabil de fiabilitate al majorității țărilor europene), SEN ar putea fi supus unor provocări suplimentare față de cele prevăzute în scenariile analizate, ce ar duce la apariția unor deficiențe în acoperirea cererii de energie electrică.

Închiderea unor grupuri existente în SEN (în special pe cărbune) la nivelul anului 2026, corelat cu nerealizarea unor grupuri noi care să înlocuiască această capacitate, are impact negativ asupra adecvanței sistemului și securității energetice la nivel național și chiar regional, efect multiplicat în ipotezele unor condiții meteorologice severe, caracterizate de o creștere a consumului intern net și de lipsa resursei primare pentru centralele electrice (lipsă vânt/apă), combinate cu întârzierea programului de dezvoltare nucleară și eventuale probleme în rețeaua de transport gaze naturale, situație în care capacitatea lipsă la vârful de sarcină ar fi la limita capacității de import a RET și,

astfel, SEN nu ar mai dispune de resursele necesare acoperirii consumului de energie electrică, cu utilizarea la maxim a capacității transfrontaliere de import.

Acoperirea unei părți importante a consumului intern net prin import implică însă riscuri majore legate de potențiala lipsă de resurse regionale în ceea ce privește capacitățile de producere a energiei electrice.

5.4 Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET

În conformitate cu *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, Planul de dezvoltare a RET trebuie să asigure planificarea pe termen lung a necesarului de investiții în capacități de transport, în vederea acoperirii cererii de energie electrică a sistemului și a asigurării livrărilor către clienți, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie, în condițiile legislației aplicabile.

Cunoașterea cât mai exactă a volumului și localizării geografice a consumului, producției și schimburilor este foarte importantă pentru dimensionarea optimă a rețelei, astfel încât, pe de o parte, să se aloce resursele pentru dezvoltare acolo unde va fi necesar, iar pe de altă parte, să se evite costuri pentru întăriri nejustificate. De aceea, estimările puterii medii și energiei consumate și generate anual la nivelul întregului SEN, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanță limitată asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

În ceea ce privește consumul, având în vedere ritmul lent de evoluție a acestuia și capacitatea existentă a rețelei, putem spune că utilizarea valorilor istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului pe SEN, conduc la estimări cu erori fără consecințe majore asupra planului de dezvoltare a rețelei. De obicei, programul de investiții poate fi corectat în timp util în cazul observării unei îndepărtări a valorilor față de prognoză, deoarece timpul necesar pentru instalarea unor transformatoare suplimentare de injecție spre rețeaua de distribuție nu este foarte mare.

Problema majoră pentru planificarea rețelei constă, în ultimii ani, în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție, deoarece au fost declarate un număr mare de intenții de instalare de centrale noi, iar dezvoltarea parcului de producție se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor. Nu există un organism care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un grafic de evoluție în timp pe care să se bazeze planificarea dezvoltării rețelei. Sursa principală de informare pentru OTS sunt comunicările de intenții primite la solicitarea sa de la producătorii existenți și cererile de racordare la rețea primite de la potențiali utilizatori conform legislației în vigoare privind accesul la rețea.

Intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt, însă, informații sensibile din punct de vedere comercial, iar realizarea lor este dependentă de reușita finanțării, deci credibilitatea informațiilor primite de OTS este limitată. Ele nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

Timpul necesar construcției unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi. Aceasta face necesară începerea construcției liniilor înainte de demararea investiției utilizatorului, introducând un element important de risc pentru Transelectrica SA.

Pentru a crește gradul de încredere al prognozei pe care se bazează Planul de dezvoltare, OTS susține implementarea unor metodologii care să responsabilizeze utilizatorii RET în relația cu OTS.

O dificultate privind analiza regimurilor de funcționare ale RET, este instalarea unui volum important de putere în centrale eoliene și fotovoltaice, a căror disponibilitate este aleatorie, în funcție de viteza vântului și radiația solară.

În contextul prezentat mai sus, pentru a stabili necesitățile de dezvoltare a RET, CNTEE Transelectrica SA a analizat mai multe scenarii privind apariția în timp a centralelor noi, asociate cu diferite scenarii de încărcare a grupurilor pentru acoperirea sarcinii și cu mai multe scenarii de export.

Din analizele efectuate de CNTEE Transelectrica SA și consultanți (menționăm contribuția semnificativă a ISPE SA și TRACTEBEL ENGINEERING SA), a rezultat necesitatea unor întăriri importante ale RET, fără de care puterea nou instalată preconizată nu poate fi transportată spre centrele de consum.

S-a optat pentru realizarea cu prioritate a proiectelor care au rezultat utile în scenariul de bază și în mai multe scenarii alternative posibile.

În ceea ce privește oportunitățile de racordare a utilizatorilor la RET, rezervele determinate pentru fiecare din secțiunile caracteristice ale SEN (cap. 10.6.2) oferă informațiile necesare pentru identificarea zonelor în care racordarea de noi consumatori sau producători nu ridică probleme deosebite.

5.5 Propuneri privind realizare CHEAP

Din cauza lipsei de informații cu privire la evoluția proiectului CHEAP Tarnița Lăpușești, această centrală nu a fost considerată în cadrul scenariilor care stau la baza Planului de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031.

Cu toate acestea trebuie precizat că acumularea prin pompare este singura tehnologie matură și eficientă de stocare a energiei la scară mare la nivelul anilor 2020-2030.

În contextul Țintelor de integrare a centralelor cu surse regenerabile angajate prin PNIESC la nivelul anului 2030 și pentru depășirea acestora în viitor este oportună analizarea posibilităților de realizare de CHEAP la nivel național.

Construcția CHEAP Tarnița-Lăpușești cu o putere instalată de 1.000 MW presupune o investiție de tip green-field de circa 1.000.000.000 EURO (un miliard).

CHEAP Tarnița-Lăpușești este un obiectiv care poate asuma atât rolul de compensare al producătorilor care funcționează în bandă cât și rolul de echilibrare în Sistemul Energetic Național, cel de al doilea fiind un rol strategic în securitatea energetică și siguranța națională.

În stadiul inițial al studiilor de fezabilitate, obiectivul a fost considerat doar pentru compensarea producătorilor care funcționează în bandă, bazându-și veniturile strict pe diferența de preț a energiei dintre vârf și gol (în anii 2010-2020 diferența de preț era de circa 25 EURO/MWh). În acest mod, până la nivelul anilor 2015, indicatorii de fezabilitate erau la limită astfel că investiția a fost succesiv amânată.

Astăzi, condițiile de piață de energie s-au schimbat, participarea la piața de echilibrare poate aduce venituri suplimentare consistente unei CHEAP. Mai mult de atât, preconizata cuplare a piețelor de echilibrare concomitent cu creșterea parcului de producție din surse regenerabile (impredictibile) la nivel European, va conduce la un interes și mai crescut pentru energiile de echilibrare.

Având în vedere costurile ridicate de realizare a unei astfel de centrale este oportună accesarea de fonduri europene.

În concluzie este necesară reluarea proiectului de realizare a CHEAP Tarnița Lăpuștești sau realizarea unei analize la nivel național de stabilire a localității/ locațiilor optime pentru alte CHEAP având în vedere posibilitățile de construire, integrarea în SEN, respectarea restricțiilor de mediu, etc.

6. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe

Investițiile pentru dezvoltarea RET reprezintă componenta principală a Planului de investiții în active fixe al CNTEE Transelectrica SA, asigurând rețehnologizarea/modernizarea echipamentelor din stații uzate fizic și moral și creșterea capacității de transport a rețelei. Acestor investiții li se adaugă investiții în sistemele asociate RET, care asigură îndeplinirea, la nivelul stabilit de performanță, a cerințelor privind monitorizarea și controlul rețelei și a SEN, măsurarea cantităților de energie electrică, protecția infrastructurilor critice. Proiectele de dezvoltare a RET se realizează având în vedere creșterea eficienței energetice și rezultatele activităților de cercetare-inovare din cadrul companiei.

6.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe

Evoluțiile determinante care conduc la investiții pentru dezvoltarea activelor fixe sunt:

- uzura fizică și morală a echipamentelor;
- modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor/tranzitelor transfrontaliere;
- modificarea regulilor pieței de electricitate, care conduc la modificări ale modului de echilibrare a balanței producție-consum, cu influență asupra nivelului și volatilității fluxurilor de putere prin rețea;
- modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor, care impune adecvarea sistemelor de monitorizare și control și modificarea condițiilor la interfața între aceștia și RET .

Uzura fizică și morală a echipamentelor

Analiza stării tehnice a Rețelelor Electrice de Transport este prezentată în Anexa 6.

Instalațiile de transport au durate normale de funcționare (corelate cu duratele de amortizare aferente regimului de amortizare liniar), aprobate prin Hotărârea de Guvern nr. 2139/2004, actualizată, privind clasificarea și duratele normale de funcționare a activelor fixe.

Uzura fizică și morală influențează negativ costurile de mentenanță, fiabilitatea, comportarea în caz de incidente, impactul asupra mediului, precizia măsurării parametrilor etc. De asemenea, caracteristicile inferioare ale echipamentelor instalate în trecut nu permit implementarea telecomandării în stații.

Deși în ultimii ani s-a desfășurat un program intens de modernizare/rețehnologizare, numeroase echipamente au încă un grad ridicat de uzură fizică și morală, având anul de PIF înainte de 1990 (peste 30 de ani vechime) și fiind bazate pe soluții tehnologice depășite. În aceste condiții, o mare parte din instalațiile SEN trebuie reparate sau, acolo unde se justifică, rețehnologizate/modernizate.

Spre exemplificare, se arată în tabelele de mai jos care este vechimea întreruptoarelor și unităților de transformare de putere, acestea fiind și cele mai importante echipamente primare din stațiile RET. După cum se poate observa, 1/3 din totalul întreruptoarelor (31%) și 1/2 din totalul T/AT (50%) au duratele de funcționare peste duratele normale precizate în "Catalogul privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE Transelectrica SA.

Tabel 6.1 Vechime întreruptoare

Vechime (ani)	MT	110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	Total
Vechime < 18 ani	527	588	260	164		1539
Vechime ≥ 18 ani	183	350	79	82	6	700
Total	710	938	339	246	6	2239

Tabel 6.2 Vechime Transformatoare si Autotransformatoare

Putere (MVA)	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	Total
Vechime < 24 ani	2	8		7	5	2		39	22	20	2		107
Vechime ≥ 24 ani	6	25	1	18	2		1	43	9	2		1	108
Total	8	33	1	25	7	2	1	82	31	22	2	1	215

Se are în vedere înlocuirea echipamentelor vechi cu:

- aparate de comutație cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor;
- sisteme de protecții rapide, selective, cu logică flexibilă și complexă, controlabile de la distanță;
- echipamente primare compacte și nepoluante, cu impact redus asupra mediului;
- transformatoare cu pierderi în cupru și în fier reduse;
- conductoare cu limita termică admisibilă mărită, permițând creșterea capacității de transport, în situațiile în care nu se poate asigura în timp util construcția de linii suplimentare;
- sisteme de conducere și control adaptate la numărul în creștere de noduri și la caracteristicile tehnice noi ale instalațiilor monitorizate;
- sisteme de măsurare performante, la nivelul impus de cerințele funcționării pieței de electricitate.

Vor fi introduse sisteme de monitorizare a calității energiei electrice, prioritar în stațiile la care sunt racordați consumatori cu specific de funcționare potențial perturbator.

Evoluții ale nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor transfrontaliere

Modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției are ca efect modificarea fluxurilor prin elementele de rețea, putând conduce la suprasarcini sau la fenomene de instabilitate a tensiunilor și neîncadrare a acestora în limitele admisibile în anumite zone.

Creșterea schimburilor de energie electrică între sistemele electroenergetice din regiune, ca urmare a dezvoltării pieței de energie electrică, este un alt element care conduce la încărcarea rețelei.

Modificarea regulilor pieței de electricitate

Introducerea unor instrumente noi de piață în sectorul energiei electrice impune, pentru a putea fi aplicate, dezvoltarea corespunzătoare a instalațiilor de monitorizare și conducere a sistemului și a sistemelor de măsurare a energiei electrice. Aceasta permite încadrarea în standardele actualizate de performanță a serviciilor de transport și de sistem și implementarea etapizată a conceptului de rețea inteligentă în SEN.

Modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor

Creșterea rapidă a volumului de centrale electrice cu funcționare intermitentă, în special eoliene, impune dotarea cu instrumente noi, de prognoză a producției în Centralele Electrice Eoliene din SEN, de integrare a acestora în programarea operativă a funcționării centralelor și de control rapid al producției/ consumului în caz de necesitate.

Încadrarea în sistem a unui volum important de centrale cu funcționare intermitentă necesită dotarea rețelelor electrice de transport și distribuție a energiei electrice cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă (smartgrid): infrastructură performantă de telecomunicații, sisteme inteligente de măsurare a energiei electrice, dispozitive și echipamente electrice inteligente, cu aplicații informatice dedicate, care să permită transformarea rețelelor dintr-o zonă pasivă a sistemului electroenergetic în zone active capabile să sesizeze modificarea unor parametri de stare importanți și să-și modifice configurația și parametrii proprii pentru a răspunde optim noilor condiții. CNTEE Transelectrica SA a demarat procesul de consolidare a strategiei privind implementarea conceptului de rețea inteligentă - Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027) [27] și Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027) [28].

6.2 Soluții tehnice promovate prioritar

Se promovează prioritar următoarele soluții tehnice:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial în funcție de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul pe termen lung asupra mediului;
- Stațiile electrice vor fi proiectate cu scheme flexibile, cu dublu sistem de bare sau 1,5-2 întrerupătoare pe circuit, în funcție de importanță și de încadrarea lor în sistem.
- Se va lua în considerare renunțarea la bara de transfer în toate stațiile la care se realizează retehnologizare/modernizare, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne și fiabile, reducându-se astfel amprenta asupra mediului;
- Se vor adopta soluții care să reducă pierderile în rețea;
- Se vor adopta soluții care să permită alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor CNTEE Transelectrica SA din rețeaua proprie;
- Planificarea lucrărilor se realizează considerându-se toate nivelurile de tensiune existente în stația respectivă, într-un proiect unitar.

În toate stațiile în care se prevăd lucrări, se au în vedere și retehnologizarea/ modernizarea sistemelor de control protecție și automatizare și dotările necesare pentru asigurarea telecomunderii.

Pentru zonele care vor deveni în perspectivă puternic excedentare, deficitare sau supuse unor tranzite de putere mari, se are în vedere mentenanța majoră sau modernizarea/ retehnologizarea cu prioritate a stațiilor aflate în traseele de interconectare a acestora cu restul SEN.

Pentru evitarea congestiilor care apar în anumite perioade datorită supraîncărcării unor linii, se preconizează utilizarea celor mai noi soluții tehnologice, cum ar fi înlocuirea conductoarelor existente cu conductoare de capacitate termică mărită.

Se va continua procesul de dotare a RET cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă (Smart Grid).

Din mai multe soluții posibile de întărire a RET, se alege varianta estimată drept cea mai bună, luând în considerare:

- Cheltuielile;
- Reducerea pierderilor în rețea;
- Capacitatea de a face față unor evenimente în sistem a căror gravitate depășește condițiile normate de dimensionare, corelat cu consecințele acestora;
- Adecvarea la un număr cât mai mare de scenarii de evoluție posibilă a SEN;
- Impactul social;
- Impactul asupra mediului;
- Acceptabilitatea proiectului pentru comunitățile locale afectate;

- Fezabilitatea din punct de vedere al obținerii drepturilor asupra terenurilor și autorizațiilor necesare.

6.3 Strategia de dezvoltare a RET

6.3.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2022-2031

Planul de dezvoltare a RET se elaborează pornind de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor, în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a SEN în conformitate cu reglementările în vigoare.

Dezvoltarea adecvată a RET este o componentă a dezvoltării durabile, contribuind la susținerea bunăstării sociale, prin punerea la dispoziția societății a unei infrastructuri favorabile dezvoltării economiei și scăderii prețurilor energiei electrice ca urmare a creșterii competitivității pe piețele de electricitate.

Principalele direcții de evoluție a SEN, care determină necesitatea întăririi RET în perioada 2020-2029, sunt:

- Apariția de noi capacități de producție, în special bazate pe surse regenerabile (eoliene, fotoelectrice, biomasă), o mare parte cu funcționare intermitentă și regim prioritar, racordate atât la RET, cât și în rețeaua de distribuție;
- Dezvoltarea Pieței de energie electrică, la nivel național, regional și european;
- Dispariția sau diminuarea producției sau creșterea consumului, până la un nivel la care este periclitată alimentarea consumatorilor din anumite zone la parametrii normativi de calitate și siguranță;

În Anexa 3 au fost prezentate rezultatele analizelor de regimuri pentru ipotezele considerate pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani) și soluțiile de întărire a RET care vor permite evitarea congestiilor de rețea.

Principalele zone în care, din studiile de sistem și simulare a pieței, a rezultat necesară dezvoltarea RET, sunt prezentate în continuare.

Zona de est și sud-est

În zona de sud-est (secțiunea 6 a SEN), în județele Constanța, Tulcea, Galați, Brăila, Călărași, Slobozia, sunt numeroase solicitări de racordare pentru centrale electrice eoliene (CEE) datorită potențialului dat de condițiile meteorologice. În această zonă este deja o putere instalată mare în centrale eoliene și în centrala CNE Cernavodă, fapt ce face ca această zonă să fie excedentară.

Puterea din zona de sud-est este evacuată spre București și spre Moldova. Pentru creșterea capacității de evacuare a puterii din această zonă, în Planul de Dezvoltare a RET se află următoarele proiecte care contribuie și la creșterea capacității de transfer pe granița cu Bulgaria:

- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan - Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței;
- Trecerea la 400kV a axului 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlp-Brașov.

Pentru evacuarea puterii din județele Tulcea și Constanța sunt necesare următoarele proiecte:

- LEA 400kV Constanța Sud - Medgidia Nord;
- Circuitul 2 al LEA 400kV Isaccea - Tulcea;
- Racordarea stației Medgidia Sud în liniile de interconexiune cu Bulgaria: LEA 400kV Stupina - Varna și LEA 400kV Rahman – Dobrudja
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 8 km care are o secțiune mai mică, pe LEA 400 kV București Sud - Pelicanu;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km care are o secțiune mai mică, pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu.

Pentru evacuare puterii din rețeaua de distribuție către rețeaua de transport sunt necesare următoarele unități de transformare:

- un transformator nou 400/110kV în stația Medgidia Sud
- un transformator nou 400/110kV în stația Smârdan.

Deoarece se preconizează o putere mare transportată din zona de sud-est la distanță către restul țării către sistemele vecine și variații mari în timp a stării sistemului sunt necesare mijloace moderne de reglaj al tensiunii (SVC).

Pentru a evita supraîncărcarea unor elemente de rețea în lipsa unor dezvoltări de rețea sunt necesare dispozitive de control al circulațiilor de puteri.

Locația exactă și dimensionarea echipamentelor SVC și a dispozitivelor de control al circulațiilor de puteri se va stabili prin studii dedicate.

În zona Moldova (secțiunea 5 a SEN) sunt de asemenea numeroase solicitări de racordare pentru centrale eoliene și zona este tranzitată de puterea care vine din sud-est, ceea ce necesită creșterea capacității de evacuare spre vest. În acest scop, în Planul de Dezvoltare a RET se află următoarele proiecte:

- Reconductorarea LEA 220kV Stejaru-Gheorgheni
- LEA 400kV Suceava-Gădălin.

LEA 400kV Suceava-Gădălin contribuie și la creșterea capacității de transfer pe granița cu Republica Moldova.

În vederea atingerii țintelor de integrare a regeneabilelor conform PNIESC, Transelectrica a contractat Studiul privind creșterea capacității de transport pentru LEA 400 kV din zona de sud-est a României (secțiunea 6) prin soluții de reconductorare.

În urma analizelor întreprinse în cadrul studiului, au fost introduse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031 următoarele proiecte de reconductorare:

1. LEA 220 kV Stejaru – Dumbrava;
2. LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
3. LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud;
4. LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava;

De asemenea a fost introdus proiectul de echipare al circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș.

Datorită numărului mare de solicitări de racordare pentru centrale electrice eoliene în zona de sud-est se prezintă în continuare câteva concluzii ale studiilor realizate recent de CNTEE Transelectrica SA pentru această zonă:

- Studiu privind dezvoltarea RET pe termen scurt – etapa 2022 – realizat intern în cadrul Departamentului Dezvoltare RET din cadrul CNTEE Transelectrica SA;
- Studiu privind creșterea capacității de transport pentru LEA 400 kV din zona de sud – est a României (secțiunea 6) prin soluții de reconductorare – studiu din Planul Anual de Studii și Cercetări, realizat de Tractebel Engineering;
- Studiu privind soluții în curent continuu de evacuare a puterii din zona de sud – est a României (secțiunea 6) – studiu din Planul Anual de Studii și Cercetări, realizat de Tractebel Engineering.

Secțiunea 6 a SEN delimitează zonele Constanța, Tulcea, Galați, Brăila, Călărași, Ialomița. În aceste zone sunt numeroase solicitări de racordare pentru centrale electrice eoliene (CEE) datorită potențialului dat de condițiile meteorologice. La acest moment sunt noi proiecte pentru secțiunea 6 în diverse stadii de dezvoltare (contract de racordare, aviz tehnic de racordare, studiu de soluție, cerere de racordare) totalizând peste 7.000 MW.

De asemenea, sunt solicitări de racordare pentru zona Moldova și Banat. Precizăm că racordarea de CEE în zona Banat pune probleme legate de accesul la rețea din cauza zonelor împădurite, protejate etc. și din acest motiv considerăm că probabilitatea de realizare a proiectelor de CEE în acea zonă este mai mică.

Din analizele realizate pentru secțiunea 6 a SEN în cadrul studiului privind dezvoltarea RET pe termen scurt – etapa 2022 a rezultat că în prezent, când încărcarea centralelor eoliene depășește 75 % din capacitatea instalată, pot apare suprasarcini la vârful de consum de vară (VDV), la declanșarea a două linii electrice de 400 kV din stația Cernavodă (criteriul de siguranță N-2 la Cernavodă trebuie respectat conform Codului Tehnic al RET) sau la declanșarea unei linii electrice de 400 kV, în situația unui import/tranzit de energie din zona de sud – est a Europei. De asemenea, pot apărea suprasarcini pe liniile de 110 kV. Din acest motiv, cu rețeaua existentă în prezent nu se mai pot instala centrale electrice suplimentare în această zonă. Dacă luăm în considerare o producție mare în centrale eoliene din Bulgaria, situația se înrăutățește.

Datorită proiectelor din Planul de Dezvoltare a RET capacitatea de integrare crește conform tabelului de mai jos:

Proiect RET	Creștere capacitate de transfer prin secțiunea S6 adusă de proiect [MW]	Creștere de putere instalată în secțiunea S6 în CEE [MW]
LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței	313	452
Introducerea liniilor de interconexiune de 400 kV Stupina – Varna și Rahman – Dobrudja în stația 400/110 kV Medgidia Sud	218	304
LEA 400 kV Smârdan – Gutinas d.c. (1 c.e.) împreună cu reconductorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele	361	424
Trecerea la 400 kV a axului Stâlp – Teleajen – Brazi Vest	595	828
Total	1.487	2.008

Din analize a rezultat că puterea maximă care se poate evacua din secțiunea S6 fără supraîncărcarea liniilor de transport în cadrul regimului VDV 2022 (inclusiv la verificarea criteriului de siguranță N-2 la Cernavodă) cu luarea în considerare a proiectelor de dezvoltare a RET prezentate mai sus în tabel este de 4.120 MW.

A rezultat că datorită proiectelor din Planul de Dezvoltare perioada 2020 – 2029, în această secțiune se pot instala în plus față de prezent 2008 MW în CEE. Dacă se consideră și o putere instalată în CEE în plus față de prezent în alte zone, rezultă că se poate atinge ținta din PNIESC în ceea ce privește puterea instalată în CEE pentru 2030 (5225 MW). Menționăm că la CNE Cernavodă s-au considerat doar grupurile existente în prezent. Pentru fiecare unitate suplimentară celor din prezent în CNE Cernavodă este necesară dezvoltarea de noi proiecte de infrastructură de transport care să permită evacuarea puterii produse dinspre zona de sud – est a SEN.

Trebuie semnalat că datorită concentrării surselor de putere în zona secțiunii S6 și transportul la distanță pentru alimentarea consumatorilor, în regimul în care CEE produc 75 % din capacitatea instalată, pierderile de putere cresc semnificativ, cu 50 % față de un regim mediu de funcționare la vârful de vară și cu 100 % la golul de noapte de vară, ceea ce conduce la creșterea semnificativă a costurilor cu achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic pentru CNTEE Transelectrica SA.

În cadrul *Studiului privind creșterea capacității de transport pentru LEA 400 kV din zona de sud – est a României (secțiunea 6) prin soluții de reconductorare* s-a considerat la vârful de consum de vară pentru orizontul 2031 (VDV 2031), unitatea 3 a CNE Cernavodă în funcțiune.

Din analize a rezultat că puterea maximă care se poate evacua din S6 fără supraîncărcarea liniilor de transport în cadrul regimului VDV 2031 (inclusiv la verificarea criteriului de siguranță N-2 la Cernavodă) pentru S6 este de 4.500 MW, astfel centralele electrice eoliene vor necesita o limitare a nivelului de încărcare la 70 % din puterea maximă instalată, în caz contrar apar congestii de rețea pentru a căror rezolvare este necesară reducerea producției în centralele electrice din zonă/redispecerizarea producției de energie electrică, ceea ce conduce la costuri suplimentare pentru CNTEE Transelectrica SA și implicit la tarife mai mari suportate de către consumatorii finali de energie electrică.

În concluzie, pentru orizontul 2031, cu unitatea 3 la CNE Cernavodă în funcțiune, datorită proiectelor din Planul de Dezvoltare pentru perioada 2020 – 2029, în secțiunea 6 se pot instala în plus față de prezent 2.200 MW în CEE dacă se consideră o producție de 70 % din puterea instalată. Dacă se consideră și o putere instalată în CEE în plus față de prezent în alte zone, rezultă că se poate atinge ținta din PNIESC în ceea ce privește puterea instalată în CEE pentru 2030 (5.225 MW).

În urma analizelor întreprinse în cadrul acestui studiu, CNTEE Transelectrica SA va introduce în Planul de Dezvoltare pentru perioada 2022 – 2029 proiecte de reconductorare a unor linii electrice aeriene, astfel încât să se satisfacă nivelul de încărcare din regimurile de dimensionare cu producție în centralele eoliene de 85 % din puterea instalată:

- LEA 220 kV Stejaru – Dumbrava – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 56 % față de capacitatea actuală;
- LEA 220 kV Fântânele – Ungheni – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 17 % față de capacitatea actuală;
- LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 17 % față de capacitatea actuală;
- LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 17 % față de capacitatea actuală;
- LEA 400 kV București Sud – Pelicanu – mărirea capacității de transport a liniei prin uniformizarea conductorului pe o distanță de aproximativ 8 km cu un conductor de tip ACSR 3 x 300 mm² proiect deja existent în PDRET 2020 – 2029;
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu – mărirea capacității de transport a liniei prin uniformizarea conductorului pe o distanță de aproximativ 53 km cu un conductor de tip ACSR 3 x 300 mm² proiect deja existent în PDRET 2020 – 2029.

În concluzie setul de linii propuse pentru reconducătorare asigură evacuarea puterii din unitatea 3 la CNE Cernavodă și evacuarea puterii produse de 85 % din puterea instalată în CEE corespunzător țintelor din PNIESC pentru 2030.

Puterea din zona de sud – est a României tranzitează zona Moldova, spre Transilvania, din acest motiv a fost analizată întreaga zonă de est a României (secțiunea 3). Deci proiectele de mai sus asigură evacuarea puterii din S6 și S3.

Reconducătorarea liniilor de transport propuse nu duce la scăderea pierderilor de putere cu valori semnificative.

Trebuie semnalat nivelul extrem de ridicat al pierderilor RET ce ar urma să fie atins în situații de excedent maxim din zona de est a SEN:

Pierderile de putere în SEN [MW]						
	2026			2031		
	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV
Regim mediu de funcționare	256	225	117	313	274	182
Regim 85 % CEE S6	373	340	344	497	526	508
Regim 100 % CEE S6	415	391	419	580	596	628

În prezent valoarea medie a pierderilor în RET este de aproximativ 125 MW.

În cadrul Studiului privind soluții în curent continuu de evacuare a puterii din zona de sud – est a României (secțiunea 6) s-a analizat posibilitatea de instalare a unei puteri suplimentare de 1.000 – 3.000 MW. Au fost propuse două soluții de dezvoltare a RET:

- o soluție în curent alternativ: construirea unei legături dublu circuit LEA 400 kV Constanța Sud – București Sud, completată de reconducătorarea liniilor RET din S6 la nivelul cărora mai apar supraîncărcări în zona de injecție, în urma analizelor regimurilor de dimensionare (ex.: reconducătorarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței)
- o soluție în curent continuu: implementarea unei legături VSC – HVDC Multiterminal, cu o lungime de ~876 km, ce leagă nouă stație de 400 kV Constanța Sud, de stațiile deja existente 400 kV București Sud, 400 kV Slatina, 400 kV Arad.

Pentru ambele soluții a rezultat necesară stația 400 kV Fundeni și a legăturilor asociate acesteia (linie nouă 400 kV Fundeni – Brazi Vest și racordarea stației Fundeni 400 kV la LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței), proiect cuprins în Planul de Dezvoltare a RET cu un orizont de punere în funcțiune după 2030.

Costul proiectului de transport în curent continuu etapa I până în București Sud și Slatina (2,694 miliarde de euro) este foarte mare și proiectul nu este fezabil economic.

Costul proiectului de transport în curent alternativ (222 milioane de euro) face ca proiectul să fie fezabil economic la limită. Deși costul proiectului în curent continuu este de peste 10 ori mai mare față de cel în curent alternativ, acesta prezintă numeroase avantaje tehnice, dintre care menționăm: creșterea controlului rețelei electrice, a energiei evacuate pe rețeaua electrică de curent alternativ, îmbunătățirea condițiilor de stabilitate dinamică a unităților nucleare de la CNE Cernavodă, prin creșterea semnificativă a timpului critic de eliminare a defectului, față de soluțiile în curent alternativ, care pe măsură ce sunt mai încărcate conduc la timpi critici de eliminare a defectelor din ce în ce mai mici. Proiectul în curent continuu oferă posibilitatea de dezvoltare a rețelelor electrice în curent continuu prin interconectarea cu alte sisteme energetice, cum ar fi cele din Georgia și din Turcia.

Rezultatele regimului în care s-a modelat o putere instalată de 1.000 MW în plus față de cel de pornire în care era considerată unitatea 3 Cernavodă și 100 % producție în CEE instalată conform Țintelor din PNIESC au arătat că, chiar în condițiile în care se realizează noile proiecte propuse în curent alternativ sau curent continuu apar suprasarcini pe numeroase elemente de transport, dincolo de secțiunea 6, fiind necesare reconductorarea LEA 220 kV Iernut – Câmpia Turzii, LEA 220 kV Iernut – Baia Mare III, LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, o nouă linie de interconexiune cu Ungaria etc.

Din acest studiu se poate concluziona că trebuie definită o capacitate maximă de integrare a centralelor electrice eoliene în zona de sud – est a României astfel încât să se asigure siguranța sistemului energetic, o valoare a pierderilor de putere suportabilă și un volum de investiții de dezvoltare a rețelei de transport fezabil tehnico – economic. Având în vedere că puterea din zona de sud – est a României tranzitează zona Moldova, spre Transilvania, rezultă că cele două zone trebuie tratate împreună.

Regimul acceptabil care rezultă din studiile realizate, din punct de vedere al siguranței în funcționare, este cel cu 100 % CEE conform Țintelor PNIESC care poate fi realizat cu proiectele din prezentul plan de dezvoltare, cu proiecte suplimentare de reconductorare, fără linii noi în curent continuu sau alternativ. În acest regim puterea instalată în CEE în S6 este aproximativ 5.000 MW.

Proiectele de reconductorare necesare sunt:

- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
- LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă;
- LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava;
- LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru;
- LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
- axa 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat.

Având în vedere faptul că CEE nu funcționează cu 100 % din puterea instalată, dacă considerăm o producție de 80 % rezultă o rezervă de 1.000 MW care poate fi ocupată de grupul 4 CNE Cernavodă). Trebuie avut în vedere faptul că se prevede instalarea unei puteri considerabile în CEE și în Bulgaria, fapt ce va duce la accentuarea problemelor de evacuare a puterii din zona de sud – est a României. Din perspectiva strategiei energetice a României este determinantă luarea unei decizii cât mai curând posibil privind realizarea unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, astfel încât să fie profilate cât mai concret proiectele de dezvoltare a rețelei electrice de transport și volumul investițional.

Trebuie menționat că starea sistemului variază continuu în funcție de consum, producție, schimburi de putere cu țările vecine și este dificil de estimat exact puterea care se poate integra în perspectivă într-o zonă de rețea fără a se produce congestii sau să fie afectată siguranța în funcționare. Din acest motiv este bine să existe o rezervă de capacitate pentru siguranța sistemului.

Din punct de vedere al pierderilor de putere a rezultat că în regimul limită pierderile ating valori mai mari decât dublul valorii din regimul mediu de bază.

În concluzie, în contextul în care se dorește creșterea Țintelor de integrare a resurselor regenerabile, trebuie să se ia în considerare următoarele aspecte:

- concentrarea unei puteri instalate mari într-o anumită zonă a țării pune probleme de siguranță a sistemului și duce la creșterea pierderilor de putere;
- instalarea de centrale regenerabile trebuie să se facă în mod distribuit pe teritoriul țării;
- creșterea puterii instalate în CEE față de Țintele asumate prin actualul PNIESC trebuie corelată cu dezvoltarea centralei CNE Cernavodă;

- puterea instalată în centrale offshore trebuie să se încadreze în limita admisibilă pe zona secțiunii S6, respectiv în ținta asumată în actualul PNIESC pentru CEE;
- integrarea unei puteri mari în centralele regenerabile, așa cum este precizată în PNIESC, necesită o capacitate mare de stocare la nivel de SEN, realizată atât din surse clasice (ex.: centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompare), cât și din surse distribuite (ex. baterii de acumulare), dar și în centrale care pot asigura flexibilitatea SEN, pentru acoperirea în orice moment a consumului de energie electrică și pentru preluarea excedentului și deficitului de producție din centralele electrice regenerabile;

Zona de Vest a SEN

Fluxurile de putere dinspre zona de sud-est și din zona Oltenia se adaugă la puterea produsă de CHE Porțile de Fier și circulă spre nord și spre vest.

Analiza regimurilor în perspectivă indică necesitatea eliminării congestiilor preconizate atât pe direcția E-V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit S-N, prin întărirea "axului de vest" Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad (parte a cluster-ului România-Serbia cunoscut sub denumirea "Mid Continental East Corridor")

În Planul de Dezvoltare a RET se află următoarele proiecte:

- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Aceste proiecte contribuie și la creșterea capacității de transfer pe granița cu Serbia și Ungaria, alături de LEA 400kV Reșița-Pancevo.

Proiectele menționate mai sus formează clusterul "Mid Continental East Corridor" promovat în cadrul planului de dezvoltare european TYNDP și pe lista de proiecte de interes comun a Comisiei Europene.

Este necesară o bobină de compensare a puterii reactive 100MVar în stația 400kV Porțile de Fier pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile în perspectivă și pentru stabilitatea grupurilor din centrala hidroelectrică.

În vederea eliminării congestiilor pe direcția de la sud la nord este necesară și reconductorarea axului 220 kV Urechești - Tg. Jiu Nord – Pârșeni - Baru Mare - Hășdat, proiect aflat în Planul de Dezvoltare a RET.

De asemenea, este necesară reconductorarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c.

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

Zona Argeș-Vâlcea

S-a analizat creșterea siguranței în funcționare a RET în zona Argeș-Vâlcea printr-un studiu dedicat realizat în anul 2017.

Pentru evacuarea puterii din centralele hidroelectrice din zonă a rezultat necesară realizarea stației Arefu 400kV racordată în LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud.

De asemenea, este necesară instalarea unui AT suplimentar 220/110kV în stația Stupărei.

Zona de sud

Având în vedere potențialul de dezvoltare a centralelor fotovoltaice în zona de sud și numeroasele solicitări de racordare, au fost introduse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031 următoarele proiecte

- reconductorare LEA 220kV Turnu Măgurele-Ghizdaru,
- LEA 220kV Turnu Măgurele – Craiova,

- LEA 220kV d.c. Ghizdaru-București Sud

Interconexiunea cu alte sisteme

Atât istoria schimburilor în ultimii ani, cât și simulările de piață la nivel regional și european au indicat faptul că balanța SEN se stabilește în funcție de situația energetică a sistemelor din regiune. Rețeaua de transport asigură, totodată, conform regulilor de funcționare interconectată sincronă, tranzitul de energie între sisteme vecine României, în special pe direcția N-S.

În vederea creșterii capacității de schimb cu alte sisteme, au fost încheiate memorandumuri de înțelegere cu partenerii pentru următoarele proiecte, aflate în diferite stadii de realizare:

- **Creșterea capacității de schimb pe granița cu Serbia** - Realizarea celei de a doua linii de interconexiune de 400 kV cu Serbia (LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo) - parte a cluster-ului *România-Serbia* cunoscut sub denumirea "*Mid Continental East Corridor*".
- **Creșterea capacității de schimb pe granița cu Serbia și Ungaria**

Cluster-ul România-Serbia cunoscut sub denumirea "*Mid Continental East Corridor*" prevăzut și în planul de dezvoltare european TYNDP duce la creșterea capacității de transfer pe ambele granițe (Serbia și Ungaria) și cuprinde pe lângă LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo următoarele proiecte:

- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Aceste proiecte vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E-V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția N-S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad. Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă.

- **Creșterea capacității de schimb pe granița cu Bulgaria:**

Clusterului „Black Sea corridor” prevăzut și în planul de dezvoltare european TYNDP duce la creșterea capacității de interconexiune dintre România și Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic și cuprinde pe teritoriul României următoarele proiecte :

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

- **Creșterea capacității de schimb de energie electrică cu Republica Moldova:**

Interconectarea sincronă a sistemelor de transport de energie electrică din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul Continental European ENTSO-E

Procesul de pregătire pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Republica Moldova și Ucraina cu sistemul din România și din celelalte țări din Europa Continentală a fost coordonat de ENTSO-E, Asociația Operatorilor de Transport și de Sistem europeni pentru energie electrică. CNTEE Transelectrica SA este membră a acestei asociații și, în această calitate, a sprijinit interconectarea sincronă (este "supporting party") cu sistemele electroenergetice din Republica Moldova și Ucraina.

În anul 2017 au fost semnate de către Ukrenergo, ÎS Moldelectrica (Operatorii de Transport și Sistem din Ucraina și Republica Moldova) și majoritatea Operatorilor de Transport și Sistem

europeni, Acordurile asupra condițiilor de interconectare a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul Europei Continentale. Prin aceste acorduri Ukrenego și Moldelectrica s-au angajat să implementeze măsurile necesare pentru interconectare, o parte din aceste măsuri fiind rezultate în urma unui studiu de fezabilitate tehnică finalizat în anul 2016.

Calendarul de implementare al proiectului a fost propus de Ukrenego. Durata de implementare era de 6 ani (începând din 2017) cu posibilitate de prelungire de încă 2 ani la solicitarea Moldelectrica și Ukrenego.

Acțiuni agreeate prin acordurile semnate:

- realizare studii suplimentare pentru definirea în detaliu a tuturor măsurilor tehnice necesare în vederea interconectării; aceste studii s-au finalizat în decembrie 2021.
- implementare măsuri tehnice și de reglementare rezultate din studiile suplimentare în Republica Moldova și Ucraina. (termen inițial de finalizare - 2021);
- teste de funcționare izolată în 2022;
- teste de interconectare conform procedurilor ENTSO-E (termen de finalizare estimat – 2023, în funcție de realizarea studiilor suplimentare și de implementarea măsurilor necesare).

În 2023 erau prevăzute teste de funcționare interconectată, dacă testele de funcționare izolată aveau rezultate bune și dacă se implementau toate măsurile necesare pentru amortizarea oscilațiilor interzonale.

În 2019 s-a semnat un acord de consorțiu pentru realizarea de studii suplimentare necesare pentru definirea în detaliu a măsurilor tehnice pentru interconectare. Din consorțiu au făcut parte companiile: Transelectrica, în calitate de lider, EMS (Serbia), PSE (Polonia), MAVIR (Ungaria), SEPS (Slovacia), 50Hertz (Germania). Ulterior s-a semnat cu Ukrenego un contract de servicii pe 05 septembrie 2019 și cu Moldelectrica un alt contract, pe 21 octombrie 2019. Studiile au început în 2020 după colectarea datelor de intrare și s-au finalizat în decembrie 2021.

Rezultatele studiilor finalizate în decembrie 2021 au fost analizate la nivel de ENTSO-E și a fost redactată o decizie pentru pașii următori, decizie care a fost votată de grupa RG CE (Regional Group Continental Europe din cadrul comitetului System Operation). Ukrenego va trebui să implementeze măsurile tehnice indicate în cadrul studiilor, pentru atenuarea oscilațiilor interzonale. Măsurile necesare la nivelul centralelor electrice vor putea fi implementate în 2022, conform informațiilor primite de la Ukrenego. Măsurile necesare în rețeaua de transport (instalare de dispozitive FACTS) vor lua mai mult timp.

Au fost prevăzute teste de funcționare izolată în anul 2022. În luna februarie 2022 s-au realizat teste de funcționare izolată.

În anul 2023 erau prevăzute teste de funcționare interconectată, dacă testele de funcționare izolată aveau rezultate bune și dacă se implementau toate măsurile necesare.

Interconectarea a avut loc de urgență pe 16 martie 2022.

În prezent sistemele din România și Republica Moldova sunt interconectate sincron prin linia 400 kV Isaccea – Vulcănești. Este necesară echiparea cu fibră optică a acestei linii electrice.

După interconectarea sincronă, s-a observat o circulație de putere în buclă (circulație naturală, apărută fără schimburi comerciale) care face ca linia 400kV Isaccea - Vulcănești să se încarce foarte mult în anumite regimuri, sensul fiind spre Vulcănești.

Producția mare în centrale electrice eoliene în zona Dobrogea duce la creșterea încărcării liniei. Pentru a evita suprasarcini pe această linie și creșterea pierderilor de energie în Republica Moldova datorită acestei circulații, este necesară limitarea acestei circulații de putere și reanalizarea necesității stației Back to Back la Vulcanesti sau instalarea unui transformator cu reglaj de unghi. Banca Mondială sprijină Guvernul Republicii Moldova să realizeze un studiu în acest scop.

– **Interconectarea asincronă prin stații Back to Back:**

Cadrul general de cooperare pentru interconectarea asincronă a sistemelor din România și Republica Moldova a fost reglementat prin Memorandumul de Înțelegere semnat în anul 2015 între Guvernele României și Republicii Moldova.

În anul 2016 s-a semnat Acordul de colaborare între C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A. și Î.S. Moldelectrica pentru realizarea proiectelor de interconexiune prin stații Back to Back menționate și în Memorandumul de Înțelegere, și anume:

1. LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM) (linie existentă), LEA 400 kV nouă Vulcănești – Chișinău, stație Back to Back la Vulcănești;
2. LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Bălți;
3. LEA 400 kV Iași (RO) – Ungheni – Strășeni (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Strășeni.

Din redactarea prevederilor Memorandumului de Înțelegere rezultă că, din punct de vedere juridic, asumarea obligațiilor de realizare a proiectelor de interconexiune urmează să fie tratată diferențiat, după cum urmează:

- Interconexiunea Isaccea – Vulcănești (respectiv linia Vulcănești – Chișinău și stația Back-to back Vulcănești) sunt în responsabilitatea exclusivă a Guvernului Republicii Moldova;
- Interconexiunea Iași – Ungheni - Strășeni și interconexiunea Suceava – Bălți (inclusiv alegerea realizării ambelor sau doar a uneia dintre ele) sunt în responsabilitatea comună a Guvernului României și a Guvernului Republicii Moldova.

Proiectul de interconectare prin LEA 400 kV Iași – Ungheni – Strășeni și stație Back to Back la Strășeni nu a fost introdus în Planurile de Dezvoltare a rețelelor de transport de energie electrică asumate de Î.S. Moldelectrica și C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A. deoarece este cel mai dificil și mai costisitor proiect dintre cele menționate în cadrul Memorandumului de Înțelegere semnat în anul 2015 între Guvernele României și Republicii Moldova. Necesitatea acestui proiect va trebui reanalizată în funcție de evoluția celorlalte proiecte.

Proiectul de realizare a liniei electrice 400 kV Suceava-Bălți este cuprins în Planul de Dezvoltare a rețelei de transport de energie electrică asumat de C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A.. Pentru o capacitate semnificativă de transfer pe granița România – Republica Moldova este necesară și realizarea LEA 400 kV Suceava – Gădălin care se află în Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport al C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A.

Stațiile Back to Back nu vor mai fi necesare în contextul interconectării sincrone, cu excepția stației de la Vulcănești pentru care se analizează oportunitatea pentru limitarea circulațiilor de puteri și a pierderilor.

– **Interconexiunea cu Georgia**

În anul 2019, OTS din Georgia (GSE JSC) a propus realizarea unui proiect de interconexiune cu sistemul energetic din România prin cablu submarin.

În același an Comunitatea Energetică a finanțat un studiu privind analiza beneficiilor proiectului propus de OTS din Georgia (GSE JSC). Acest proiect avea inițial două variante pentru interconexiunea cu sistemul din România:

- lungime 1170 km și capacitate de interconexiune 1050 MW;
- lungime 1100 km și capacitate de interconexiune 2000 MW.

Din studiu a rezultat ca prima subvariantă este profitabilă și este de preferat față de a doua.

În decembrie 2019 a avut loc o prezentare a proiectului propus și a rezultatelor obținute până în acel moment. În ianuarie 2020 GSE a aplicat la Energy Community (EC) pentru nominalizarea ca

și proiect de interes mutual (Projects of Mutual Interest – PMI) și s-a format o echipă de lucru cu membri din cadrul CNTEE Transelectrica SA și ai GSE.

Au urmat apoi în 2020 alte studii de analiză a fezabilității proiectului propus.

Fezabilitatea economică a proiectului depinde de scenariile de evoluție a capacităților de producție instalate în România, Georgia și țările vecine și de metodologia de analiză cost – beneficiu utilizată, studiile economice efectuate până în prezent având rezultate și concluzii diferite.

În 2021 OTS din Georgia a demarat procedurile pentru achiziția unui Studiu de Fezabilitate cu sprijinul Băncii Mondiale pentru acest proiect.

CNTEE Transelectrica SA a colaborat pentru îmbunătățirea Termenilor de Referință, a confirmat disponibilitatea pentru colaborarea la realizarea Studiului de Fezabilitate și a menționat că deciziile de realizare a proiectului se vor lua după analizarea rezultatelor acestui studiu.

GSE JSC a introdus în planul național de dezvoltare a rețelei de transport proiectul de interconexiune cu România prin cablu submarin și a propus introducerea acestui proiect în planul european pe zece ani (TYNDP) realizat la nivelul ENTSO-E.

CNTEE Transelectrica SA va decide introducerea acestui proiect în planul național de dezvoltare a rețelei de transport după finalizarea studiului de fezabilitate.

GSE JSC a propus proiectul la ENTSO-E pentru analize cost beneficiu, ca terță parte și ulterior a transmis date de intrare pentru analize.

În prezent se demarează studiul de fezabilitate și CNTEE Transelectrica SA colaborează cu GSE JSC pentru colectarea datelor de intrare necesare.

– **Interconexiunea cu Ucraina**

Pentru ediția următoare a Planului de Dezvoltare se are în vedere trecerea la 400kV a LEA 750kV Isaccea-Ucraina Sud (prin Primorska).

Zone de consum deficitare

S-au analizat necesitățile de dezvoltare determinate de creșterea consumului în București cu o rată peste media pe țară.

Un alt element important avut în vedere în analizele realizate este casarea anunțată a unor grupuri, care va amplifica deficitul unor zone (ex.: București, Transilvania).

Ținând seama de estimările de creștere a consumului și intențiile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de întărire a capacității de transport și a capacității de injecție spre rețeaua de distribuție în anumite zone în care acestea au ajuns, sau vor ajunge la limită, în următorii 10 ani:

- zona municipiului București și limitrofă;
- nordul Transilvaniei;
- zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecții din RET.

Astfel, au fost introduse în Planul de Dezvoltare a RET următoarele proiecte:

- Instalarea unui AT nou 400/220kV Roșiori.
- Realizarea unei stații 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare - Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara) și realizarea unei stații 400/110 kV în zona Bistrița-Năsăud și racordarea acesteia intrare-ieșire în LEA 400 kV Suceava-Gădălin aflată în Planul de Dezvoltare a RET. Acest proiect va reduce tranzitele prin RED, va duce la scăderea pierderilor în RED și va evita supraîncărcarea TR 400/110 kV Cluj Est care ar putea apărea în anumite situații de funcționare. Este de discutat modul de implicare al Operatorului de Distribuție în finanțarea acestor proiecte.
- Instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV, 400MVA în stația 220/110 kV Fundeni, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni.

- Instalarea unui nou transformator 400/110 kV, 250MVA în stația 400/220/110 kV București Sud, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud.
- Stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești.
- Stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVar în stația nouă 400 kV.

Analiza impactului asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2022-2031

Necesitatea proiectelor de dezvoltare a RET rezultă din analizele efectuate pe baza scenariilor de evoluție a consumului, a parcului de centrale și a schimburilor cu sistemele vecine. În lipsa proiectelor rezultate ca fiind necesare, în anumite situații vor rezulta congestii de rețea.

Prezentăm în continuare congestii apărute în perioada 2017-2022 care ar fi putut fi evitate în prezența proiectelor de dezvoltare a RET:

1. În perioada 2017-2018 au apărut numeroase cazuri de congestii care ar fi putut fi evitate dacă LEA 400 kV Oradea-Nădab era pusă în funcțiune:
 - martie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, în zona de Nord-Vest a țării (secțiunea 4), în condițiile retragerii programate din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo, la solicitarea OTS-ului vecin (Ukrenergo).
 - noiembrie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 pe perioada retragerii din exploatare programate a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud, pentru lucrări de relocare a unui stâlp la intersecția cu un drum județean, solicitate de o terță parte.
 - aprilie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile retragerii din exploatare planificate a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo, la solicitarea OTS ucrainian.
 - septembrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.
 - octombrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.
 - octombrie și noiembrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud.
 - ianuarie 2019 - pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4 la retragerea accidentală a LEA 220 kV Fântânele-Gheorgheni, în condiții de forță majoră creată de viscolul din zonă (exista aviz de FM).
 - mai 2019 - pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4, în condițiile retragerii programate din exploatare a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud, strict pe perioada de timp necesară ca echipa de intervenție să fie scoasă de pe teren și linia să fie redată în exploatare.
2. Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat noua LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș:
 - aprilie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea deficitului de putere în zona de Est și Nord-Est a țării, în condițiile indisponibilității LEA 220 kV Barboși-Focșani. Certificat de Forță Majoră nr. 398/25.04.2017
 - iulie 2017 - pentru asigurarea stabilității secțiunii caracteristice S5 la retragerea din exploatare a LEA 400 kV Brașov-Gutinaș.
3. Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat axul de Vest la 400 kV:

- decembrie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, reducerea suprasarcinii pe axa 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat-Mintia, în condițiile retragerii din exploatare a LEA 220 kV Timișoara-Reșița circuitul 1.
- 4. Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat întărirea rețelei 400 kV în zona Dobrogea (LEA 400 kV Medgidia Sud-Constanța Nord, racordul liniilor de interconexiune cu Bulgaria în stația Medgidia Sud, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței):
 - februarie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 pe perioada retragerii din exploatare accidentală a LEA 400 kV București Sud-Domnești și a indisponibilității LEA 400 kV Constanța Nord-Tariverde. Aviz de existență a cazului de forță majoră (C.C.I.N.A. nr.446/05.03.2018).
 - decembrie 2019 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la deconectarea LEA 400 kV Constanța Nord-Tariverde, solicitată de către echipele ISU pentru evitarea accidentelor de natură electrică (un cetățean s-a urcat pe stâlpul nr. 21 (de tip PAS), în zona localității Ovidiu, cu intenția de a se sinucide).
- 5. Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat noul AT 400/220 kV Brazi Vest și axul Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul la 400 kV:
 - iulie 2018 - reducere suprasarcină pe AT3-400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest, pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile funcționării CECC Petrom la 738 MW, a retragerii din exploatare programată a LEA 400 kV Brazi Vest-Dârste și a declanșării LEA 400 kV Brazi Vest-Domnești (AT3-400 MVA Brazi Vest rămânând singura cale de evacuare în sistem a producției TG1 și a TA CECC Petrom, care sunt racordate la nivelul de tensiune de 400 kV).
- 6. Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat racordarea liniilor 400 kV Stupina - Varna și Rahman - Dobrudja în stația Medgidia Sud
 - decembrie 2019, pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la retragerea accidentală a LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde.

În ianuarie 2021, în cazul avariei la nivel european, ar fi ajutat, realizarea LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab, finalizarea axului de 400 kV PdF-Reșița-Timișoara-Arad, reconductorarea axului 220 kV Urechești -Tg. Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hășdat, LEA 400 kV Suceava - Gădălin.

În noiembrie 2021, decembrie 2021, congestiile apărute ca urmare a tranzitului mare pe graniță dinspre sud spre nord, pe LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, suprapus cu producție mare în CEE din zona Dobrogea ar fi fost evitate dacă erau în funcțiune noile LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș și 400 kV d.c Cernavodă - Stâlpul cu racord în stația Gura Ialomiței urmată de trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpul și/sau de linia nouă 400 kV Stâlpul - Brașov.

În anul 2022 am avut trei situații de congestie. Toate au fost în ianuarie, ca urmare a tranzitului mare pe graniță dinspre sud spre nord, pe LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, suprapus cu producție mare în CEE din zona Dobrogea.

Ar fi fost evitate dacă erau în funcțiune noile LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș și 400 kV d.c Cernavodă - Stâlpul cu racord în stația Gura Ialomiței urmată de trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpul și/sau de linia nouă 400 kV Stâlpul - Brașov.

În martie 2021 și august 2021 au fost congestiile din cauza disfuncționalităților apărute la platforma DAMAS. Acestea ar fi fost evitate dacă platforma era disponibilă 100 % din timp și la parametri optimi conexiunea la internet.

6.3.2. Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor.

Transelectrica are ca preocupare permanentă reducerea tranzitelor de putere prin RED și reducerea pierderilor de putere la nivelul SEN, acestea fiind printre obiectivele care stau la baza întocmirii Planului de Dezvoltare a RET.

Prezentăm în continuare proiecte de acest gen care au fost realizate în ultima perioadă de timp și proiecte care sunt deja în Planul de Dezvoltare al Transelectrica în diferite stadii de realizare. Aceste proiecte au un rol important și în eliminarea congestiilor și asigurarea continuității în alimentare a consumatorilor.

De asemenea Transelectrica a inițiat un dialog cu Operatorii de Distribuție pentru stabilirea de comun acord a unor noi proiecte.

6.3.2.1 Proiecte realizate:

- trecerea la 400 kV a axului 220 kV Gutinaș-Bacău Sud-Roman Nord-Suceava. Prin realizarea acestui proiect unitățile de transformare de 220/110 kV au fost înlocuite cu unități de transformare de 400/110 kV de putere mai mare;
- instalarea celui de al treilea transformator 400/110 kV de 250 MVA în stația Tulcea Vest a crescut puterea de injecție din RED în RET pentru preluarea producției din centralele electrice eoliene racordate la RED, alimentarea în condiții de siguranță a consumatorilor din zonă și a permis funcționarea cu rețeaua de 110 kV din zona Tulcea debucată de rețelele din zona Constanța-Medgidia;
- instalarea autotransformatorului 220/110 kV de 200 MVA din Câmpia Turzii a crescut puterea de injecție din RET în RED, a compensat lipsa funcționării grupurilor din CTE Iernut care debitau în 110 kV și a permis funcționarea cu rețeaua de 110 kV din zona Iernut-Cluj debucată de cea din zona Alba Iulia.
- Instalarea celui de-al doilea transformator de 400/110 kV de 250 MVA în stația Sibiu Sud permite debucarea rețelei de 110 kV din zona Sibiu de cele din zonele Alba Iulia și Brașov..
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în stația Iernut;
- LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab contribuie semnificativ la debucarea rețelelor de 110 kV din zona de Nord-Vest a țării și reducerea tranzitelor de putere prin RED.

6.3.2.2 Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029 aprobat:

- Trecerea la 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest-Teleajen-Stâlp și înlocuirea unităților de transformare de 220/110 kV 200 MVA cu unități de 400/110 kV de 250 MVA în Teleajen și Stâlp, plus încă un AT 400/220 kV de 400 MVA în Brazi Vest care consolidează legătura dintre RET și RED. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 20173 MWh anual pe termen mediu și cu 31951 MWh anual pe termen lung.
- Introducerea nivelului de 400 kV în stația 220/110 kV Arefu și instalarea unui AT 400/220 kV de 400 MVA va favoriza evacuarea puterii din hidrocentralele din zonele Argeș și Vâlcea și va permite debucarea rețelelor de 110 kV din zonele Argeș-Vâlcea. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 14000 MWh anual.
- Introducerea nivelului de tensiune de 220 kV în stația 110 kV Ostrovu Mare și a două AT 200/110 kV de 200 MVA vor permite evacuarea puterii din CHE Porțile de Fier II direct în RET, decongestionarea rețelei de 110 kV și reducerea pierderilor prin rețeaua de 110 kV. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 7853 MWh anual pe termen mediu și cu 7052 MWh anual pe termen lung.

- Trecerea la 400 kV a axului de 220 kV Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, instalarea unor unități de transformare 400/220 kV de 400 MVA în stațiile Reșița și Timișoara și înlocuirea unităților de transformare de 220/110 kV de 200 MVA cu unități de 400/110 kV de 250 MVA. Acest proiect (Axul de Vest) va duce la diminuarea pierderilor cu 73000 MWh anual (conform TYNDP 2018 orizontul 2025).
- instalarea unui nou AT în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui transformator 400/110 kV în stația București Sud;
- stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVar în stația nouă 400 kV.

Valorile pentru variația pierderilor, cu excepția Axului de Vest, au fost estimate în cadrul studiilor suport pentru Planul de Dezvoltare.

6.3.2.3 Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2022-2031:

- realizarea unei stații 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare - Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara) și realizarea unei stații 400/110 kV în zona Bistrița-Năsăud și racordarea acesteia intrare-ieșire în LEA 400 kV Suceava-Gădălin aflată în Planul de Dezvoltare a RET. Acest proiect va reduce tranzitele prin RED, va duce la scăderea pierderilor în RED, și va evita supraîncărcarea TR 400/110 kV Cluj Est care ar putea apărea în anumite situații de funcționare. Este de discutat modul de implicare al Operatorului de Distribuție în finanțarea acestor proiecte.

6.3.2.4 Proiecte avute în vedere pentru viitoarele ediții ale Planului de Dezvoltare a RET pentru care este necesară colaborarea cu operatorii de distribuție:

- scoaterea din funcțiune a AT2-200 MVA Borzești și alimentarea zonei Gutinaș prin intermediul AT3, AT4-200 MVA Gutinaș și întărirea rețelei de 110 kV dintre Gutinaș și Borzești (eventual prin trecerea la 110 kV a liniei actuale de 220 kV) sau creșterea fiabilității rețelei din zona Gutinaș-Borzești și a stației Borzești. În acest fel se vor evita pierderile cauzate de circulația în buclă a puterii electrice din stația Gutinaș 220 kV în stația Borzești și înapoi în stația Gutinaș 110 kV;
- instalarea unui nou trafo 400/110 kV în stația Suceava în cazul în care LEA 220 kV Suceava-FAI se va trece la 400 kV.

Menționăm faptul că atunci când se stabilesc noi proiecte de injecție de putere din RET în RED trebuie să se țină seama de următoarele:

- în schema normală se funcționează în majoritatea stațiilor electrice de 400/110 kV sau 220/110 kV cu o unitate de transformare în funcțiune și una în rezervă;
- producția de energie electrică distribuită în centrale cu surse regenerabile duce la variații mari ale fluxurilor de putere din RET spre RED, circulația de putere fiind în unele zone din RED spre RET (ex. zona Dobrogea, zona Argeș-Vâlcea).

6.3.3 Proiecte care materializeaza viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării Smart Grid și managementul activelor

În Anexa 5 este prezentată viziunea CNTEE Transelectrica SA în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid și managementul activelor.

În Planul de Dezvoltare a RET sunt incluse proiecte care au următoarele obiective:

- implementarea, testarea și validarea în cadrul proiectelor de modernizare a următoarelor concepte, metodologii, standarde și elemente de bună practică:

- conceptul de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.);
- managementul activelor;
- Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal;
- Centrul de sănătate a activelor RET;
- Concept Sisteme GIS și OMS;
- conceptul de sănătate active;
- conceptul de indice de risc la activele RET;
- metodologia de elaborare și implementare a conceptelor Smart Grid (ex. arhitecturi, standarde de interoperabilitate, standarde de telecomunicații, interfețe clienți etc.);
- conceptul de E-learning;
- conceptul de Smart Building;
- conceptul de realitate augmentată/virtuală;
- instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capabilităților strategice în domeniul digitalizării;
- definirea și implementarea proiectelor cu o mare componentă de inovare și învățare (ex. proiecte de stație digitală, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management, echipamente cu impact asupra mediului etc.);
- continuarea participării în cadrul proiectelor cu finanțare nerambursabilă pentru a pregăti condițiile adoptării de noi modele, concepte și metodologii în zona operațională sau enterprise a Companiei;
- dezvoltarea în continuare a parteneriatelor cu consultanții și cu furnizorii de soluții și servicii pentru înțelegerea noilor tendințe tehnologice și manageriale care pot influența în viitor performanța Companiei.

Aceste proiecte au fost reunite sub denumirea DigiTEL:

- „Proiect Pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” – DigiTEL Alba Iulia
- „Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green
- Proiect pilot DigiTEL Smart Vision – „Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale”
- Proiect DigiTEL Smart Lines – „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid)”
- Proiect DigiTEL Trafo Expert – „Achiziția și montajul a 21 de sisteme de monitorizare integrate pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA”
- DigiTEL 3D Line Vision “Scanare Lidar si 3D a obiectivelor Transelectrica folosind drone”

Mai multe detalii despre aceste proiecte se găsesc în Anexa 5.

6.3.4. Sisteme asociate RET

6.3.4.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA-DEN

Sistemul EMS/SCADA-DEN a fost reabilitat funcțional și modernizat pentru a satisface cerințele funcționale și de securitate informaționale contemporane. Având în vedere că durata ciclului de viață a sistemului informatic de proces este de 8 ani, iar evoluția tehnologică și conceptuală a managementului informatic al proceselor rețelelor electrice, cât și a altor sisteme informatice conexe, are un ritm de modernizare/actualizare de 4-5 ani, se impune derularea unui proces continuu de actualizare, corelat cu evoluțiile tehnologice și conceptuale existente pe plan mondial, cât și cu dezvoltările strategice și cu proiectele existente la nivel de Companie pentru următorii ani. De asemenea, procesul de actualizare este impus de dezvoltările actuale ale platformelor informatice la nivelul ENTSO-E și al centrelor regionale de coordonare operațională, de noile cerințe generate de procesul de cuplare a pieței de electricitate pe toate segmentele sale și, în special, a segmentelor aferente produselor de echilibrare și schimb transfrontalier.

Corelarea cu programul de re tehnologizare a stațiilor electrice din RET

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

Caracterul specific al acestui tip de producție, dat de gradul ridicat de variabilitate cu implicațiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN și de modul de operare în piața de echilibrare, impun integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/SCADA și asigurarea monitorizării și a managementului energetic specific (prin funcții și aplicații EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau de control centralizat). Sunt deja adoptate soluții integrate de comunicare între platforma DEC și sistemele de comandă-control și de management energetic al CEE și CFE.

Totodată, acest context reprezintă un argument în plus pentru necesitatea unei corelări funcționale și informatice mult mai strânse între aplicațiile informatice ale pieței de echilibrare (DAMAS) și aplicațiile din EMS/SCADA, pentru asigurarea funcționării optime și cât mai aproape de operarea în timp real a pieței de echilibrare și a pieței serviciilor de sistem, mai ales în condițiile evoluției cuplării segmentelor de piață la nivel regional și european.

Modernizarea achiziției și schimbului de date

Finalizarea instalării rețelei de fibră optică pe toate liniile CNTEE Transelectrica SA și trecerea infrastructurii de comunicații către tehnologiile noi care permit schimburi de informații de ordinul a 100 MB/s, 1 GB/s, 10 GB/s sau mai mult va conduce la creșterea semnificativă a capacității acesteia. Această conversie necesită, însă modernizarea echipamentelor de telecomunicații, precum și a interfețelor de date din centrele de dispecer subordonate, a terminalelor RTU și a celorlalte echipamente/dispozitive inteligente, sau chiar înlocuirea echipamentelor cu dispozitive capabile să funcționeze cu noile tehnologii.

Este important ca schimbul de date dintre sistemul central EMS/SCADA și cele teritoriale să fie revizuit, structura ierarhică având la bază principii ieșite din uz, ceea ce implică o abordare puternic integrată pe bază tehnologiilor moderne. Totodată se vor reevalua comunicațiile dintre sistemele de control ale societăților de producere, a operatorilor de piață și a participanților externi asociați și sistemul EMS/SCADA-DEN pentru a identifica oportunitățile de îmbunătățire a proceselor operaționale interactive. În acest context, finalizarea procesului de integrare a sistemelor DMS/SCADA ale tuturor operatorilor de distribuție – în prezent în curs de derulare – reprezintă un obiectiv principal pe termen scurt și mediu.

Se vor adopta soluții noi de modernizare și reconcepție a sistemului de comunicații cu interconexiunea ENTSO-E prin modernizări, atât la nivel de sistem informatic, cât și la nivel de comunicații, în deplin acord cu cerințele ENTSO-E, având în vedere că magistrala de date ENTSO-E (Electronic Highway) se află în proces de modernizare, respectiv de tranziție de la Electronic Highway la noua rețea de comunicații ENTSO-E – Communication Network).

6.3.4.2 Strategia de dezvoltare a platformei informatice care asigură funcționarea piețelor administrate de către Transelectrica

Platforma informatică DAMAS este suport pentru aplicațiile specifice activității Pieței de Echilibrare care oferă următoarele funcționalități: programarea funcționării SEN, alocarea de capacitate pe liniile de interconexiune, achiziția serviciilor tehnologice de sistem și a calculelor preliminare privind decontarea în Piața de Echilibrare.

Intrarea în vigoare a noilor Regulamente Europene, care reprezintă legislație primară direct aplicabilă și care au în vedere modificarea designului pieței de energie electrică europeană, implică modificarea regulilor implementate în piețele aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA, Piața de Echilibrare, Piața de Alocare a Capacităților de Interconexiune și Piața Serviciilor Tehnologice de Sistem. De asemenea, noile reglementări ale ANRE necesită implementarea cerințelor acestora prin modificarea, completarea și actualizarea aplicațiilor specifice celor trei piețe. Astfel, aceste cerințe sunt impuse de:

- cadrul legislativ în continuă schimbare la nivel european și național, urmare a prevederilor Regulamentului (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului, a prevederilor Regulamentului (UE) 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL), a prevederilor Regulamentului (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică (reformare) și a prevederilor următoarelor ordine ale ANRE:
 - Ordinul ANRE nr. 236/20.12.2019 de aprobare a acțiunilor și regulilor ce vor fi aplicate pe piața de energie electrică în vederea eliminării și/sau atenuării impactului unor măsuri sau politici care pot contribui la restricționarea formării prețurilor pe piața angro de energie electrică;
 - Ordinul ANRE nr. 61/31.03.2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.
 - Ordinul ANRE nr. 65/31.03.2020 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei;
- perspectiva schimbării într-un termen scurt a cerințelor tot mai mari de publicare a datelor de piață (cât mai aproape de timpul real) pe platforma de transparență europeană dezvoltată la nivelul ENTSO-E;

- integrarea în platforma DAMAS de sisteme informatice de tip SAP (platforma unică de alocare) și de tip XBID prin participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul European de constituire a unor platforme unice la nivelul Uniunii Europene pentru alocarea capacităților de interconexiune pe termen lung, demarat în baza Regulamentului UE 1719/2016, respectiv prin participarea la proiectul de cuplare a piețelor intrazilnice de energie în UE, demarat în baza Regulamentului UE 1222/2015;
- obligativitatea tuturor țărilor din Uniunea Europeană de a implementa într-un termen extrem de scurt a proceselor de schimburi transfrontaliere pe parcursul zilei de livrare;
- participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul interimar pentru cuplarea pieței pe baza NTC („Cuplarea intermediară”) și ulterior, integrarea pieței zilnice din România în proiectul de cuplare Multi-Regional Coupling (MRC) prin implementarea alocării implicite pe bază de NTC pe granițele aferente și realizarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC);
- participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul Core Flow-Based Market Coupling, al cărui obiectiv este de a realiza dezvoltarea și punerea în aplicare a unei cuplări bazate pe fluxuri a pieței pentru ziua următoare în regiunea de calcul de capacitate Core (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Olanda, Polonia, România, Slovacia și Slovenia), din cadrul proiectului de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC);
- trecerea la decontarea la 15 minute a Pieței de Echilibrare. În vederea conformării cu prevederile Art. 53 din Regulamentul (UE) nr. 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL) și cu prevederile Art. 8 (4) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică, CNTEE Transelectrica SA are obligația să-și asume programul de implementare pentru trecerea la condițiile de decontare la un interval de 15 minute, așa cum este prevăzut în Ordinul ANRE nr. 63/31.03.2020 privind aprobarea programului de implementare a măsurilor necesare în scopul asigurării condițiilor de decontare la un interval de 15 minute;
- interfațarea/conectarea Platformei Pieței de Echilibrare cu platformele europene de produse de echilibrare (platformele comune pe care se vor tranzacționa rezervele de energie de echilibrare), respectiv TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange), MARI (Manually Activated Reserves Initiative) și PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation).

În scopul asigurării funcționării tuturor acestor proiecte, platforma Pieței de Echilibrare (DAMAS) trebuie să dispună de o infrastructură informatică sigură și eficientă, cu indicatori de performanță ridicați și un grad de disponibilitate de 99,98%. Platforma Pieței de Echilibrare va rămâne un sistem de tip web-service, cu un nivel de flexibilitate ridicat, iar aplicațiile software vor fi actualizate la ultimele versiuni și vor fi implementate toate customizările impuse de către evoluțiile legislative.

Infrastructura hardware a platformei se va dezvolta pe platforma cloud privat a Companiei, asigurându-se în acest fel coerența cu alte sisteme informatice, respectiv nivelul de redundanță și securitate informațională necesare.

Strategia de securitate energetică adoptată de Transelectrica va impune adaptarea arhitecturii informatice a platformei Pieței de Echilibrare în conformitate cu cerințele de securitate din domeniul infrastructurilor critice (NERC CIP).

În acest sens, platforma DAMAS va utiliza numai protocoale securizate (SFTP, HTTPS etc.) și se vor prevedea măsuri suplimentare de securizare în cazul comunicațiilor cu mediul web sau cu alte sisteme (linii închiriate, VPN securizat, liste de control etc.).

6.3.4.3 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice

Dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA are în vedere:

- Necesitățile și reglementările pieței de energie electrică din România și din Europa;
- Alinierea la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E.

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA, prin DM-OMEPA, entitate neutră față de participanții la piața de energie electrică, asigură dezvoltarea și operarea sistemelor de telecontorizare în condiții de echidistanță, transparență, eficiență și operativitate în raport cu toți participanții la piața de energie, furnizând datele necesare implementării și dezvoltării conceptului de piață de energie în România.

Obiectivele prioritare ale dezvoltării domeniului

Domeniul măsurării și monitorizării calității energiei electrice este parte integrantă a sectorului energetic, care este un sector dinamic, susținând activ dezvoltarea economică a țării și reducerea decalajelor față de Uniunea Europeană.

În concordanță cu dezideratele majore mai sus enunțate, dezvoltarea în cadrul CNTEE Transelectrica SA a acestui domeniu are în vedere, atât în prezent, cât și pe *termen mediu și lung*, cu prioritate următoarele *obiective*:

1. asigurarea de servicii performante de măsurare și de monitorizare a calității energiei electrice;
2. implementarea celor mai moderne concepte și tehnologii de măsurare și monitorizare a energiei electrice;
3. implementarea unor sisteme informatice securizate și performante pentru managementul datelor măsurate/agregate;
4. dezvoltarea celor mai bune practici în domeniul managementului resurselor umane, managementului general și al celui tehnic;

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

• Măsuri generale

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, stipulează faptul că OTS (CNTEE Transelectrica SA) are obligația de a presta serviciul de măsurare a energiei electrice pentru utilizatorii RET.

Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică prevede că OTS-OM (DM-OMEPA) trebuie să asigure agregarea unitară pentru întreaga piață de energie.

Alinierea performanțelor tehnice a echipamentelor de măsurare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice, la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E, este un obiectiv prioritar al CNTEE Transelectrica SA.

• Măsuri specifice domeniilor

Implementarea principiilor strategiei CNTEE Transelectrica SA de dezvoltare a sistemelor de (tele)contorizare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice vehiculate prin RET, precum și încadrarea în limitele stabilite prin *Codul tehnic al RET* și alte reglementări tehnice la care Compania a aderat, constituie obiective prioritare pentru îndeplinirea cărora CNTEE Transelectrica SA-DM-OMEPA își propune măsuri specifice domeniilor măsurării energiei electrice și monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice.

- Măsurî în domeniul măsurării energiilor electrice tranzitate pe piața angro (sistemul de telecontorizare al CNTEE Transelectrica SA pentru piața angro)
 - Implementarea noului proiect “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
 - Asigurarea de servicii integrate îmbunătățite pentru clienții “Sistemului de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
 - Promovarea de tehnologii și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător (asigurarea interoperabilității), să promoveze cerințele conceptului SMART Metering;
 - Soluția “Sistemului de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” trebuie să permită interfațarea automată cu sistemele de contorizare locală aparținând Transelectrica, a altor sisteme aparținând diferiților operatori de măsurare din SEN, în vederea asigurării de date măsurate redundante pentru clienții de pe piața de energie electrică;
 - Managementul CPT în instalațiile CNTEE Transelectrica SA impune ca elementele de rețea să fie telecontorizate și, pentru aceasta, toate sistemele locale de contorizare existente sau viitoare trebuie să permită achiziția de date măsurate de către “Sistemul de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
 - DM-OMEPA prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA va asigura activitățile de mentenanță preventivă conform Programului Anual de Verificare și Testare în Instalații a Echipamentelor de Măsurare la nivelul stațiilor electrice de transformare;
 - Mentenanța corectivă pentru întregul sistemul de telecontorizare va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
 - Se va asigura neutralitatea DM-OMEPA, în raport cu participanții la piață și operatorii recunoscuți de către ANRE, respectarea reglementărilor legale cu privire la obligațiile DM-OMEPA și drepturile participanților la piața de energie;
 - Noul “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea și stocarea datelor măsurate prin procese automate, sigure, care să garanteze corectitudinea și securitatea datelor;
 - Soluțiile IT&TC trebuie să fie performante și să valorifice la maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei;
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
 - Toate echipamentele de măsurare din cadrul “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” vor fi proprietatea CNTEE Transelectrica SA și vor fi administrate de către DM-OMEPA.
- Măsurî în domeniul măsurării specifice sistemelor de contorizare locală
 - Implementarea de sisteme locale de măsurare în vederea atingerii obiectivului privind telecomanda stațiilor electrice de transformare;
 - Promovarea în cadrul fiecărui proiect de modernizare, sau înființare stație nouă, a unui sistem local de contorizare;
 - Se vor promova tehnologii și sisteme deschise, care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător (asigurarea interoperabilității), să promoveze cerințele specifice conceptului SMART Metering;
 - Soluțiile sistemelor de contorizare locală trebuie să permită interfațarea acestora cu “Sistemul de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” în vederea asigurării de date măsurate redundante pentru clienții de pe piața de energie electrică, cât și accesul reglementat la date măsurate pentru alți clienți ai CNTEE Transelectrica SA;
 - Toate sistemele de contorizare locală vor fi administrate și exploatate în acord cu procedurile operaționale standard elaborate de către personalul DM-OMEPA;

- Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
- Măsuri în domeniul verificărilor metrologice

În vederea verificării cu resurse proprii a contoarelor de energie electrică supuse controlului metrologic obligatoriu al statului CNTEE Transelectrica SA își propune următoarele măsuri:

- Asigurarea permanentă a condițiilor de spațiu și de mediu și a dotărilor cu instalații și echipamente, impuse pentru laboratoare metrologice, de către legislația în vigoare din domeniu;
- Menținerea autorizării periodice, la intervalele de timp stabilite de legislația în vigoare din domeniu, de către BRML, a laboratorului de metrologie CNTEE Transelectrica SA cuprinzând cele trei laboratoare de metrologie din cadrul Unităților Teritoriale de transport Craiova, Sibiu, Timișoara, în baza documentației valabile a Sistemului Calității pentru desfășurarea activității de metrologie;
- Menținerea autorizării periodice a verificatorilor metrologi care își desfășoară activitatea în cadrul celor trei laboratoare de metrologie.
- Măsuri în domeniul monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice
 - Realizarea noului proiect „Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)”, pentru monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile electrice de transformare ale Companiei;
 - Promovarea de tehnologii, produse, echipamente și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător (asigurarea interoperabilității), să promoveze cerințele conceptului SMART GRID;
 - Sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice (PQMS) trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea, stocarea și raportarea datelor măsurate prin procese automate, sigure care să garanteze corectitudinea și securitatea datelor;
 - Soluțiile IT&TC trebuie să fie performante și să valorifice la maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei, permițând integrarea tuturor analizelor de calitate din sistemul existent (SMCENEL);
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
 - Toate echipamentele de monitorizare existente în cadrul sistemului care sunt în proprietatea Transelectrica vor fi administrate de către DM-OMEPA, inclusiv echipamentele și interfețele de comunicație aferente montate în stațiile terților și la care Transelectrica are responsabilități în monitorizarea calității energiei electrice;
 - DM-OMEPA, prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA, va asigura activitățile de mentenanță preventivă conform Programului Anual de Verificare și Testare în Instalații a Echipamentelor de Măsurare la nivelul stațiilor electrice de transformare;
 - Mentenanța corectivă pentru întregul sistem tehnic va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
 - Se va asigura accesul nediscriminatoriu al utilizatorilor la RET, în condițiile reglementărilor în vigoare;
 - Se va asigura încadrarea indicatorilor de calitate a energiei electrice în limitele stabilite prin Codul tehnic al RET și alte reglementări tehnice la care Compania a aderat;
 - Se va asigura includerea în contracte, avize de racordare și convenții de exploatare a indicatorilor privind calitatea energiei electrice transportate, precum și a cerințelor pentru prevenirea propagării către sistem a perturbațiilor apărute în instalațiile utilizatorului, care ar putea afecta calitatea energiei electrice;
 - Se va realiza monitorizarea calității energiei electrice în stațiile electrice de transformare ale Companiei, la interfața RET/RED, la centralele electrice eoliene/fotovoltaiice dispecerizabile, precum și la consumatorii perturbatori care se racordează la RET, cu echipamente de clasă A, în acord cu legislația în vigoare.

6.3.4.4 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații

O componentă importantă a misiunii CNTEE Transelectrica SA este aceea de a asigura serviciile de telecomunicații necesare funcționării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de maximă siguranță și stabilitate, cu îndeplinirea cerințelor aprobate.

În acest context, se urmărește redefinirea și reorganizarea serviciilor oferite, suport important pentru desfășurarea activității Companiei, prin modernizarea sa cu tehnologii moderne și adecvate cerințelor.

Infrastructura de comunicații reprezintă un factor determinant în ceea ce privește funcționalitățile și securitatea aplicațiilor informatice din organizație. Echipamentele de telecomunicații și aplicațiile asociate, în funcție de specificul lor și destinația funcțională, sunt grupate în platforme interconectate.

Anumite componente ale infrastructurii, în special cele ce utilizează ca mediu de transport fibra optică, au durata de viață depășită ceea ce generează costuri ridicate de mentenanță. Aceasta impune ca, pe lângă lucrările întreprinse pentru menținerea actualului sistem în funcțiune, să fie realizată și înlocuirea echipamentelor ce nu mai prezintă siguranță în exploatare, cu echipamente adaptate noilor tehnologii.

6.3.4.5 Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurilor critice

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, securitatea instalațiilor energetice este un obiectiv de interes constant pentru operatorii de transport și de sistem. Evoluțiile din ultimele două decenii au arătat creșterea vulnerabilităților cauzate de defectarea, distrugerea și/sau întreruperea infrastructurilor tehnologice (transporturi, energie, informatică etc.) provocate de acte de terorism, dezastre naturale, neglijențe, accidente, activități criminale.

Pentru a asigura funcționarea sigură și stabilă a sistemului energetic național, CNTEE Transelectrica SA are în vedere creșterea nivelului de securitate al obiectivelor, ținând cont atât de importanța lor funcțională cât și de valoarea patrimonială a obiectivelor .

Strategia CNTEE Transelectrica SA cu privire la asigurarea unui nivel corespunzător de securitate a obiectivelor, cu costuri minime, cuprinde un ansamblu de activități proprii, desfășurate la nivel de Companie :

1. Evaluarea vulnerabilităților și managementul riscului: prin această activitate se identifică obiectivele critice pentru desfășurarea activității, precum și gradul lor de vulnerabilitate.
2. Procesele de identificare, evaluare și control al riscurilor necesită să fie realizate mai mult proactiv decât reactiv.

Necesitatea *identificării vulnerabilităților* infrastructurilor critice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național, rezultă din următoarele considerente:

a) Știindu-se faptul că Sistemul Electroenergetic Național este de importanță strategică națională, el trebuie evaluat și monitorizat în permanență din punct de vedere al riscurilor sectoriale – transport energie electrică – în vederea identificării vulnerabilităților.

b) Această necesitate de evaluare a riscurilor sectoriale vine și din perspectiva europeană deoarece România este interconectată la sistemul electroenergetic al Uniunii Europene care face interconexiunea diferitelor magistrale electroenergetice din țările nordice până în țările sudice, sau din țările vestice până în țările estice.

c) Prin cunoașterea vulnerabilităților se pot identifica automat pericolele și amenințările la care Sistemul Electroenergetic Național este supus și angrenat și se pot crea măsuri sau strategii naționale/europene de protecție și securizare a infrastructurilor critice naționale/europene.

d) Vulnerabilitatea securității energetice trebuie prevenită, combătută și eliminată prin investiții majore în infrastructură energetică (stații electrice, linii electrice și centrale electrice) și personal specializat în securitatea infrastructurilor critice și siguranța Sistemului Electroenergetic Național.

Între infrastructuri critice și pericolele, amenințări și acțiuni teroriste la adresa acestora, se creează relații de intercondiționare (directă, intempestivă, aleatoare), ceea ce face extrem de dificilă elaborarea unor strategii de protecție și de securitate foarte exacte.

Odată cu dezvoltarea pericolelor, amenințărilor și cu intensificarea acțiunilor teroriste, problematica arhitecturii, alcătuirii, construcției, funcționării și protecției infrastructurilor critice devine extrem de complexă și necesită o abordare realistă și serioasă. Se impune o abordare de mare amploare și care să se materializeze cu strategii de protecție și securitate foarte puternice, neținând cont de factorul financiar, pentru a preveni, combate și elimina acțiunea unor amenințări care pot scoate din funcțiune o infrastructură critică.

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

- Îmbunătățirea continuă a capacității de răspuns la amenințări - reprezintă măsura în care personalul este pregătit pentru a face față unui spectru cât mai larg de amenințări, atât fizice, cât și informatice.
- Managementul situațiilor de criză - prin care se asigură că sistemul, ca întreg, este pregătit să reacționeze la amenințările fizice și informatice.
- Întocmirea planurilor de continuitate a proceselor - prin care se au în vedere aspectele legate de reducerea probabilității unor disfuncționalități pe termen lung și creșterea promptitudinii operațiunilor de revenire, printr-o priorizare multicriterială coordonată unitar.
- Planificarea și menținerea continuității activității, managementul situațiilor de urgență și criză, de supraviețuire, de revenire după dezastru, de reziliență a infrastructurilor critice.
- Dezvoltarea comunicațiilor - prin care se asigură coerența activităților legate de capacitatea de răspuns, managementul situațiilor de criză și planurilor de restabilire. Un aspect important îl constituie căile de legătură cu autoritățile. Creșterea nivelului de securitate fizică: prin care se urmărește reducerea amenințărilor interne și exterioare sistemului.
- Protecția informațiilor - în vederea reducerii probabilității ca anumite informații critice, clasificate sau neclasificate, să fie disponibile unor potențiali agresori.
- Protecția infrastructurilor critice - este componentă a strategiei de securitate națională, fapt care impune schimbul de informații necesar asigurării bunei funcționări a rețelelor de transport dintre actorii implicați în coordonarea și controlul acestora: autoritățile de reglementare, proprietarul infrastructurilor, operatorii și instituțiile specializate.

Prin implementarea măsurilor expuse, CNTEE Transelectrica SA își propune instituirea și operarea unui cadru de management al securității ca parte integrantă a sistemului de management al Companiei.

Sistemul de securitate fizică pe care CNTEE Transelectrica SA își propune să îl realizeze va respecta principiile de securitate impuse sistemelor de anvergură și de complexitatea Companiei. Pentru prevenirea și gestionarea evenimentelor care pun în pericol infrastructura de transport al energiei electrice CNTEE Transelectrica SA are în vedere, în perspectivă, următoarele proiecte :

- Asigurarea continuității activității și Recuperare în urma dezastrilor în corelare/interdependență cu Planurile de securitate pentru Companie aferente protecției infrastructurilor critice naționale/europene operate de către CNTEE Transelectrica SA;
- Asigurarea realizării investițiilor și achiziția serviciilor de mentenanță a Sistemelor Integrate de Securitate (SIS) la nivelul Companiei;

Această strategie necesită existența unui personal de specialitate cu înaltă pregătire profesională atât în domeniul ICN/ICE cât și în domeniul energetic.

7. Programul de dezvoltare, rețehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET

7.1 Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2022 față de ediția anterioară 2020

În perioada scursă de la aprobarea Planului de dezvoltare anterior, s-au finalizat următoarele proiecte:

A. *Retehnologizare/modernizare RET:*

- Retehnologizare stația 400/ 110/20 kV Domnesti;
- Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Hunedoara Retehnologizarea stației 220/110/ kV Raureni
- Înlocuiri AT și T în stații-etapa 2-faza 2:
 - Înlocuire AT - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Vetis
 - Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Cluj Floresti
 - Înlocuire AT - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Ghizdaru
 - Înlocuire AT1, - 200 MVA din stația 400/220/110/20 kV Urechesi
 - Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Turnu Magurele
 - Modernizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova
 - Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV;
 - Înlocuire 3 unități BC 100MVAr400 kV în stațiile Arad, Smârdan, București Sud.

C. *Siguranța alimentării consumului:*

- Montare Trafo T3-250 MVA (400/110 kV) in statia 400/110 kV Sibiu Sud
- Inlocuire AT3-ATUS FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din statia 400/220 kV Portile de Fier
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în stația Iernut,;

D. *Integrarea producției din centrale noi-Dobrogea si Moldova*

- 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

F. *Cresterea capacității de interconexiune si integrarea producției din SRE:*

- LEA 400kV Oradea-Nădab

În actuala ediție a Planului de dezvoltare s-au introdus următoarele proiecte noi de investiții:

A. *Retehnologizare/modernizare RET:*

- Retehnologizare statia 400/110 kV Darste
- Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Gheorgheni
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori (parte a proiectului CARMEN)
- „Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostistea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green

C. *Siguranța alimentării consumului:*

- Statie 220/110kV de injectie din LEA 220kV Baia Mare Iernut in RED
- Statie 400/110kV Bistrita de injectie din LEA 400kV Suceava - Gadalin in RED
- Transformator 400/110kV Calea Aradului

D. *Integrarea producției din centrale noi-Dobrogea si Moldova*

- Marirea capacității de transport LEA 220kV Gutinas-Dumbrava
- Marirea capacității de transport LEA 220kV Dumbrava-Stejaru
- Marirea capacității de transport LEA 220kV Fantanele-Ungheni
- Marirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței
- instalare trafo 3 nou 400/110 kV Medgidia Sud
- instalare trafo 3 nou 400/110 kV Smardan
- Echipare circuit 2 pt LEA noua 400 kV Smardan-Gutinas
- Instalare trafo nou 400/110kV Medgidia Sud
- Instalare trafo nou 400/110kV Smârdan
- Dispozitive de control al circulațiilor de puteri
- Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (SVC)

Locația exactă și dimensionarea echipamentelor SVC și a dispozitivelor de control al circulațiilor de puteri se va stabili prin studii dedicate.

E. Integrarea producției din centrale-alte zone:

- Recondutorare LEA 220 kV Turnu-Magurele- Ghizdaru
- Recondutorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Craiova Nord
- Recondutorare LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru
- Instalarea unui AT 220/110kV suplimentar în stația Stupărei

F. Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE

- Recondutorarea LEA 220 kV Portile de Fier- Resita
- Montarea fibră optică pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcanesti
- Montarea unui conductor de protecție cu fibră optică înglobată pe LEA 400 kV Roșiori - Mukacevo

Față de ediția aprobată a Planului, în actuala ediție au fost excluse următoarele proiecte de investiții:

- înlocuire AT 1 Arefu 220/110 kV, AT Stupărei 220/110 kV - se va introduce în edițiile viitoare ale Planului

La categoria de proiecte care nu sunt incluse în Planul de Dezvoltare dar se vor putea include în funcție de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul părților interesate a fost introdus proiectul de cablu submarin România-Georgia.

În Anexa F-3 se prezintă o analiză comparativă a proiectelor din Planul de dezvoltare a RET-ediția 2022-2031 față de ediția anterioară a Planului aprobat, în care sunt prezentate informații specifice fiecărui proiect referitor la următoarele aspecte: stadiul implementării, etapa de realizare a fiecărui proiect, motivele eventualelor întârzieri ale punerii în funcțiune față de perioada programată.

7.2 Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2022- 2031 (conform categoriilor din Anexa F2 la Planul de dezvoltare)

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

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

A. Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

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

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

Analiza stării tehnice a Rețelelor Electrice de Transport este prezentată în Anexa 6.

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

- Înlocuiri AT și T în stații-etapa 2-faza 2:
 - AT 220/110 kV 200 MVA: AT1 Alba Iulia, AT1 Baia Mare 3, AT3 Târgoviște.
 - Trafo 110/20 16 MVA: T4 Suceava, T4 Oradea Sud, T1 și T2 FAI.
- 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 25 MVA: T1 și T2 în stația Cluj Florești, T2 în stația Sălaj, T2 în stația Câmpia Turzii, T1 în stația Turnu Severin Est;
 - Trafo 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est;
- Retehnologizare stația 220/110/20 kV Ungheni;
- Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Răureni;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Dumbrava;
- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Craiova Nord;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni;
- Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală (Proiect pilot DigiTEL Alba Iulia);
- Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II) ;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;
- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Darste
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru; Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Drăgănești Olt;
- Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște;
- Modernizare stația 220/110/20 kV Vetis - echipament primar
- Modernizare stație 220/110/20kV Fântânele;
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat;
- Modernizare SCADA în stația 400/110/20 kV Oradea Sud;

- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400 kV Țânțăreni, 220/110 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 220/110/20 kV Târgoviște, 400 kV Cernavodă, 400/110/20kV Sibiu Sud, 220/110/20 kV Gheorgheni, 400kV Gădălin.
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile Transelectrica (Proiect DigiTEL Trafo Expert)
- Modernizare stația 400/220/110 kV Urechești
- Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Drăganesti Olt
- Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est
- Înlocuire Trafo 2 400/110kV stația Smardan
- Înlocuire trafo T1 și T2 400/110kV Constanta Nord
- Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVar în stația Portile de Fier 400kV
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (Proiect DigiTEL Smart Lines)
- Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale (Proiect pilot DigiTEL Smart Vision)
- „Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green

F. Creșterea capacității de interconexiune transfrontaliere

- *Creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:*

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Comisia Europeană a introdus pe cea de a cincea listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul România–Serbia, între Reșița și Pancevo”, cunoscut sub denumirea „Mid Continental East corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. Reșița (RO)-Pancevo (Serbia) – finalizată ;
 - LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
 - trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara, Arad și Săcălaz.

De asemenea sunt incluse următoarele proiecte:

- Echiparea circuitului 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba (porțiunea între noua stație 400kV Grăniceri de racordare a CEF Arad și Nădab);
- LEA 400 kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2 - rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E;
- interconexiune RO-HU (LEA 400 kV nouă Oradea-Jozsa, AT nou 400/220 kV Roșiori, reconducătorul axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat)- rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E.

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

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

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

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

- LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (RM) simplu circuit
- LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)
- Montarea fibră optică pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcanesti

➤ *Pentru interconexiunea cu Ucraina:*

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

În ediția următoare a Planului de Dezvoltare se va introduce trecerea la 400kV a LEA Isaccea - Ucraina Sud (via Primorska), proiect promovat pe lista comunității energetice ca proiect de interes mutual.

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

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

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

E. Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale

Sunt programate următoarele lucrări:

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

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

- Recondutorare LEA 220 kV Turnu-Magurele- Ghizdaru
- Recondutorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Craiova Nord
- Recondutorare LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru
- Instalarea unui AT 220/110kV suplimentar în stația Stupărei

C. Siguranța alimentării consumului

- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea-prin realizarea unei stații noi 400 kV Arefu, 1AT 400/220 kV 400 MVA și racord în LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud printr-o LEA 400 kV d.c. de aproximativ 0,05 km.
- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400MVA în stația 220/110 kV Fundeni, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250MVA în stația 400/220/110 kV București Sud, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud.
- stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVAr montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVAr în stația nouă 400 kV.
- Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED
- Stație 400/110kV Bistrita de injecție din LEA 400kV Suceava - Gadalin în RED
- Transformator 400/110kV Calea Aradului

În Fig.7.1 sunt prezentate proiectele de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2022 - 2031, iar în Tabelul 7.1 este prezentată etapizarea acestor lucrări. Eșalonarea anuală estimată a cheltuielilor este detaliată în Anexa F-2 (nu se publică).



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: 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

	LEA 400kV
	LEA 220kV
	LEA 400 kV operate la 220 kV

	Centrale pe combustibili fosili
	CEE

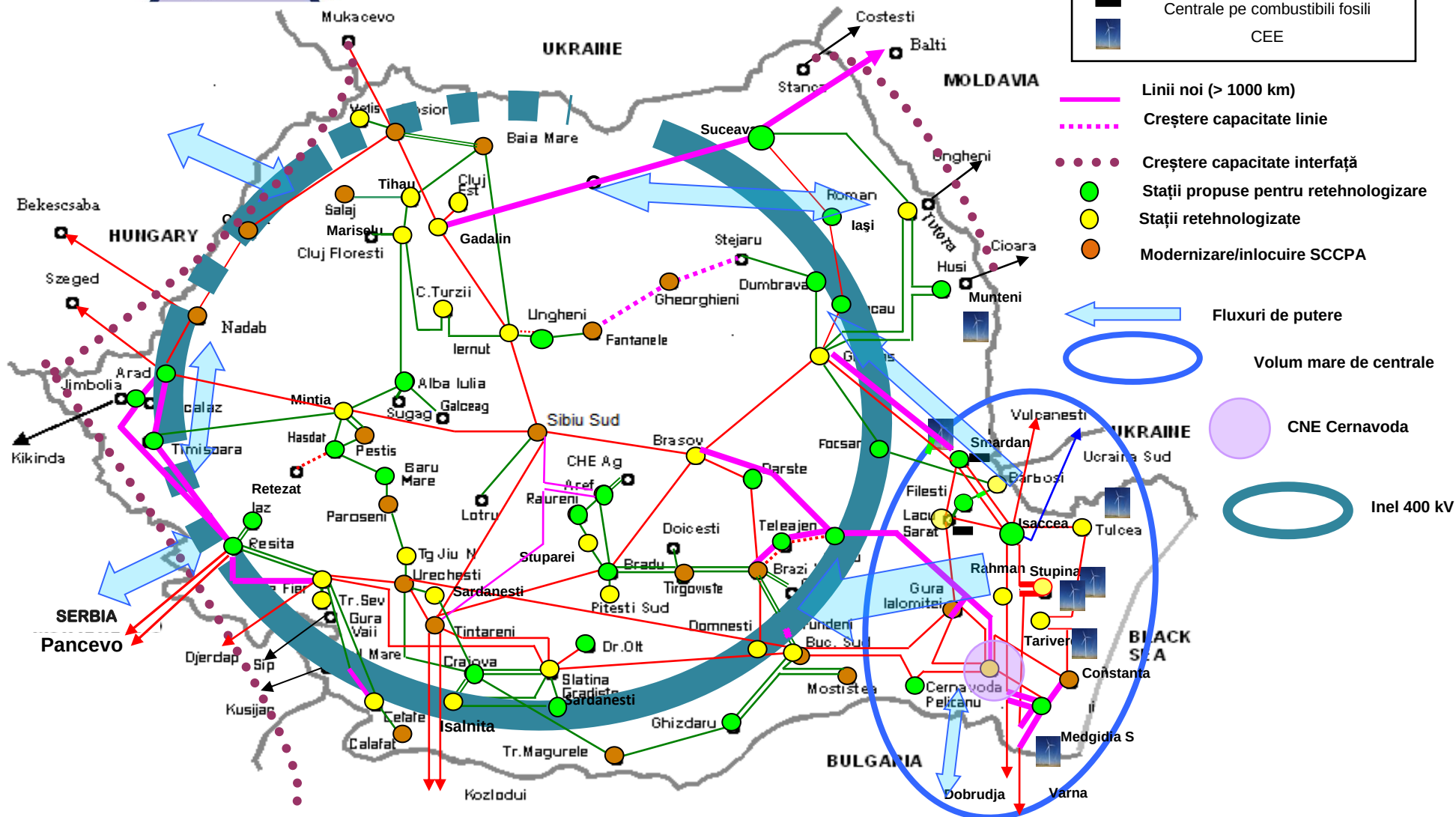
- Linii noi (> 1000 km)
- Creștere capacitate linie
- Creștere capacitate interfață
- Stații propuse pentru re tehnologizare
- Stații re tehnologizate
- Modernizare/inlocuire SCCPA

Fluxuri de putere

Volum mare de centrale

CNE Cernavoda

Inel 400 kV



Tabelul 7.1-Esalonarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor de investiții-perioada 2022-2031

[illegible]

24	Modernizare sistem comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Draganesti-Olt														
25	Modernizare sistem comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Gradiste														
26	Modernizare statia 220/110/20 kV Vetis - echipament primar														
27	Modernizare statia 220/110/20 kV Fântânele														
28	Modernizare statie 220/110 kV Calafat														
29	Modernizare SCADA in statia 400/110/20 kV Oradea Sud														
30	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220 kV Rosiori														
31	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Salaj														
32	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Baia Mare 3														
33	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Cluj Floresti														
34	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Tantareni														
35	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Paroseni														
36	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Pestis														
37	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Calea Aradului														
38	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Mintia														
39	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20kV Targoviste														
40	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Cernavoda														
41	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Sibiu Sud														
42	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Gheorgheni														
43	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN														
44	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														
47	Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica														
48	Modernizare statia 400/220/110 kV Urechești														
49	Inlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV in statia 400/110 kV Draganesti Olt														
50	Inlocuire Trafo 1 si Trafo 7 statia Cluj Est														
51	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Gadalın														
52	Inlocuire Trafo 2 400/110kV statia Smardan														
53	Inlocuire trafo T1 si T2 400/110kV Constanta Nord														
54	Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVar in statia Portile de Fier														
55	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori														
56	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														
57	Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare statia 220/110/20 kV Mostisea in concept de statie digitala si cu impact redus asupra mediului														

B	ALTE INVESTIȚII LA NIVEL DE SUCURSALE ȘI EXECUTIV (planificate anual)														
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI														
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														
4	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV.														
5	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni														
6	Realizare stație nouă 400/110kV Grozavesti și două bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnesti - Grozavesti +LEC 400 kV s.c. Bucuresti Sud-Grozavesti														
7	Realizare stație nouă 400/110kV Fundeni și o bobina de compensare 100MVar +LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest +racordare LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei intrare-iesire în stația 400kV Fundeni														
8	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud														
9	Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara)														
10	Stație 400/110kV Bistrita de injecție din LEA 400kV Suceava - Gadalîn în RED														
11	Transformator 400/110kV Calea Aradului														
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA														
1.1	Racordarea LEA 400 kV Stupina - Varna și LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud														
1.2	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														
2	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														
2.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu														
2.2	Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4)														
2.3	Stația 400 kV Teleajen și rețehnologizare stația 110 kV														
3	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud														
4	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit														
5	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni - Fantanele														
6	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)														
7	Marirea capacității de transport tronson LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8 km)														

[illegible]

J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ȘI TELECOMUNICAȚII													
L	ALTE CHELTUIELI DE INVESTITII													
TOTAL SECȚIUNEA I														
*) estimarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor se va face numai după aprobarea oficială a finanțării de către Republica Moldova														
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	Valoare estimată	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total 2020-2029	
II a	TOTAL - Investiții pt. racordare CHEAP Tarnita													
1	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Mintia													
2	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Gadalin													
3	Stație 400 kV Tarnita													
II b	Cablu submarin România-Georgia													
II c	Sediu nou CNTEE "Transelectrica" SA													
TOTAL Secțiunea II														
TOTAL Secțiunea I + Secțiunea II														
E = investiție în active imobilizate esențiale		Achiziție teren, studii, autorizații												
N= investiție în active imobilizate necesare		Execuție												

8. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET

Pentru a se evalua, în etapele inițiale ale proiectelor, volumul cheltuielilor necesare pentru dezvoltare la nivelul întregii RET, au fost evaluați indicatori de costuri pe celulă, pentru fiecare nivel de tensiune și pe transformator/autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune și putere instalată. Aceste costuri includ și cheltuielile cu construcțiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare și sistemele de comanda-control-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.

Costurile unitare specifice, ale echipamentelor primare și secundare/conexe, care s-au utilizat pentru evaluări, sunt prezentate în Anexa F-1 (nu se publică).

După implementarea legislației care a stabilit sistemul de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, CNTEE Transelectrica SA și operatorii de distribuție au primit un număr foarte mare de solicitări de conectare la rețea de astfel de centrale, în special eoliene, concentrate într-o zonă geografică restrânsă. Această situație a determinat includerea în plan a unui volum semnificativ de investiții pentru întărirea capacității de evacuare a producției din aceste centrale.

Apariția simultană a unui volum mare de producție din surse regenerabile de energie care solicită racordarea la rețea în perioada următoare conduce la necesitatea unui efort substanțial de dezvoltare a rețelei de transport.

Progresul în ceea ce privește realizarea liniilor noi este întârziat uneori de timpul foarte mare necesar pentru obținerea avizelor/autorizațiilor și a drepturilor asupra terenurilor necesare (exproprii terenuri, scoaterea din circuitul forestier, scoaterea din circuitul agricol). Proiectele de linii electrice noi necesită obținerea de avize/acorduri de mediu care impun proceduri cu o durată de timp între 2 și 3 ani. Acest fapt a condus, în unele cazuri, la reluarea procesului de autorizare pentru obținerea certificatelor de urbanism a căror perioadă de prelungire era de maxim 1 an, sau chiar de reluare a proiectării, deoarece alte entități/autorități și-au proiectat/realizat lucrări pe traseul desemnat inițial al viitoare linii electrice.

Eșalonarea cheltuielilor pentru realizarea proiectelor de investiții directe în RET propuse în Planul de dezvoltare pe perioada 2022-2031 este prezentată în Tabelul 7.5 și Anexa F-2 (nu se publică).

În fig. 8.1 sunt prezentate, comparativ, față de ultima ediție aprobată a Planului de dezvoltare a RET (2020-2029), valorile cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2022-2031).

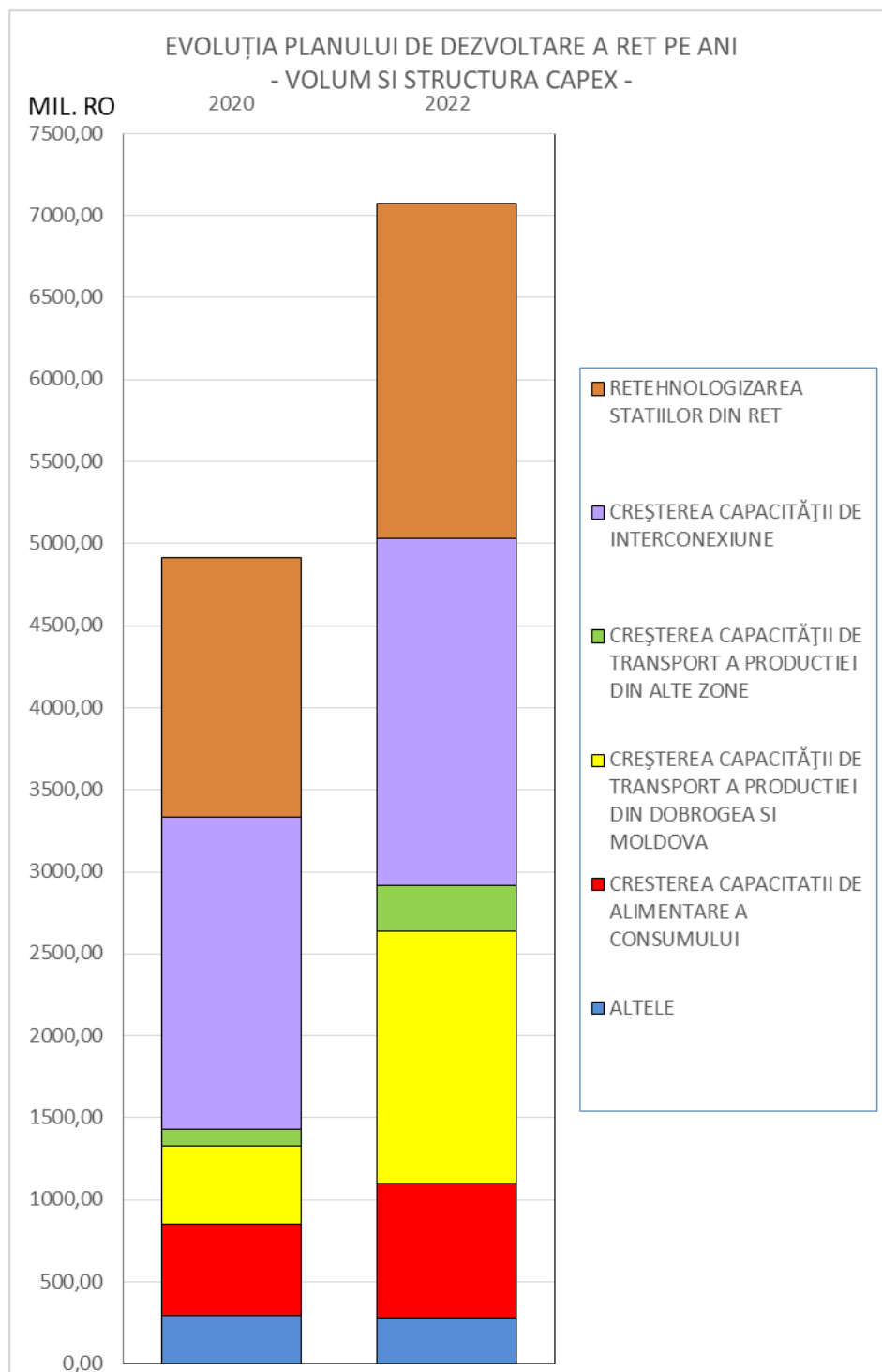


Figura 8.1

Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în fig. 8.2.

STRUCTURA CHELTUIELILOR DE INVESTIȚII PENTRU
DEZVOLTAREA RET - INTERVALUL 2022 - 2031

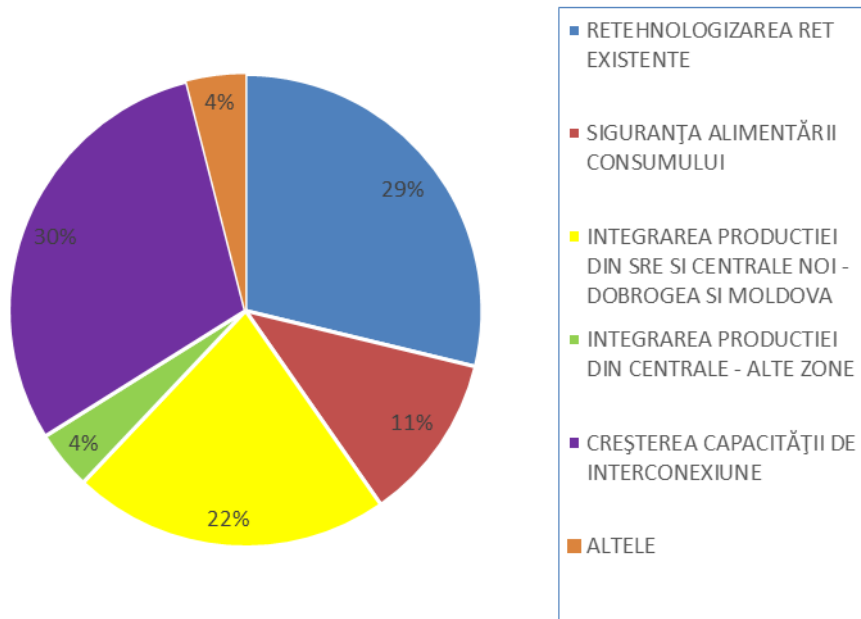


Figura 8.2

9. Surse de finanțare

9.1 Veniturile CNTEE Transelectrica SA

Tariful reglementat aferent activității licențiate (a serviciului de transport al energiei electrice) reprezintă sursa principală de venit utilizabil de CNTEE Transelectrica SA pentru finanțarea dezvoltării infrastructurilor operate de Companie. Aceasta este completată de surse secundare de venit, reprezentate în principal de alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră a rețelei către participanții la piața de energie, dar și de alte prestații, acestea având împreună o pondere mică în totalul veniturilor Companiei comparativ cu venitul obținut din tarifele reglementate. La sursele de venit menționate mai sus se adaugă veniturile din aplicarea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare. Ambele surse menționate, deși semnificative ca mărime, nu sunt însă utilizabile pentru finanțarea dezvoltării infrastructurii operate de CNTEE Transelectrica SA. Aceste venituri nu sunt generatoare de profit, fiind dimensionate spre a fi consumate integral pentru finanțarea unor categorii specifice de cheltuieli, respectiv cu achiziția rezervelor de putere necesare pentru asigurarea echilibrării SEN de la producătorii de energie electrică calificați (servicii tehnologice de sistem) și a costurilor aferente echilibrării în timp real a producției și consumului de energie electrică (administrarea pieței de echilibrare).

Activitatea CNTEE Transelectrica SA este un monopol natural reglementat și, conform metodologiilor stabilite prin reglementările în vigoare, doar serviciul de transport este generator de profit.

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venit plafon”, conform căruia costurile reglementate se află în centrul mecanismului de stabilire a tarifului. Venitul reglementat este calculat pe baza costurilor justificate recunoscute de ANRE, baza de costuri cuprinzând costuri operaționale și costuri de investiții. Anumite elemente de cost din baza costurilor operaționale recunoscute în venitul reglementat, sunt plafonate în scopul de a stimula operatorul să caute permanent soluții pentru eficientizarea activităților. În cazul acestor elemente de costuri de operare și mentenanță controlabile, altele decât cele aferente lucrărilor de mentenanță, cele legate de personal și cele aferente securității muncii, metodologia de tarificare conține un mecanism de premiere a operatorului în cazul obținerii unui nivel superior al eficienței raportat la țintele stabilite de ANRE, profitul suplimentar astfel obținut fiind reținut parțial (40%) de operator, de restul de 60% beneficiind clienții serviciului prin tarife viitoare diminuate corespunzător. Pentru zona de investiții, metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice conține două componente: (i) recuperarea capitalului investit în activele de transport prin mecanismul amortizării și (ii) rentabilitatea bazei reglementate a activelor (BAR), calculată ca produs între valoarea BAR (care include valoarea activelor Companiei finanțate din surse proprii și împrumuturi rezultate în urma investițiilor eficiente) și un nivel rezonabil al rentabilității capitalului (RRR-rata reglementată a rentabilității) pentru acoperirea costurilor de finanțare.

9.2 Sursele de finanțare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie

Din totalul veniturilor Companiei, doar veniturile obținute din tariful reglementat pentru serviciul de transport și alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră generează surse de finanțare a investițiilor. Veniturile realizate din tariful pentru serviciile tehnologice de sistem și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare sunt limitate la recuperarea de către Companie a costurilor operaționale curente necesare desfășurării respectivelor activități, fără a include o componentă de cheltuieli de investiții (prestarea serviciilor tehnologice de sistem se realizează cu capacități energetice calificate deținute și operate de participanții la piața de energie, prin urmare nu necesită infrastructura proprie CNTEE Transelectrica SA) și, deci, nu contribuie la sursele de finanțare a investițiilor Companiei.

Finanțarea dezvoltării RET are următoarele componente:

- Surse interne Transelectrica (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 Transelectrica (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.

CNTEE Transelectrica SA beneficiază în prezent de o capacitate substanțială de îndatorare, îndestulătoare pentru acoperirea necesarului estimat de finanțare pentru susținerea Planului de dezvoltare RET 2022-2031. Pe fondul unui flux de numerar stabil și predictibil asigurat de tarifele reglementate aferente activităților de transport și servicii de sistem funcționale, nivelul datoriei suplimentare estimat a fi atrasă va conduce la un nivel al serviciului datoriei ce va putea fi gestionat în mod confortabil de Companie.

Nivelul de îndatorare este limitat de clauze restrictive cuprinse în acordurile/angajamentele contractuale asumate de companie față de creditorii. Clauzele contractuale restrictive se referă la menținerea unor indicatori financiari de risc în limite prestabilite. Indicatorii sunt calculați, auditați și comunicați creditorilor cu regularitate.

RET este proprietate publică a statului, concesionată CNTEE Transelectrica SA. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător dezvoltării tehnologice. Ca atare, prima preocupare pentru finanțarea din tarif se referă la lucrările de modernizare și rețehnologizare.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile, devine o preocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri de putere ce vor tranzita RET.

Acceptarea investițiilor și recunoașterea noilor active în BAR, generatoare de venituri din tarif, se realizează conform reglementărilor emise și este în decizia ANRE.

În completarea fondurilor asigurate prin tariful reglementat, CNTEE Transelectrica SA are în vedere și alte canale de finanțare ce vor avea ca efect limitarea presiunii asupra tarifului reglementat:

- Accesare fonduri europene - Programul Operațional Infrastructura Mare;
- Instrumentul financiar "Connecting Europe Facility" (CEF) (facilitatea de finanțare a proiectelor de interes comun (PCI));
- Fondul de Modernizare.

În cadrul Programului Operațional Infrastructura Mare, Axa prioritară 8 - „Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale”, Obiectivul specific 8.1 “Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile” CNTEE Transelectrica SA a depus cerere de finanțare din fonduri europene pentru proiectul LEA 400 kV d.c. (1c.e.) Gutinaș-Smârdan care a fost aprobată și în data de 3 octombrie 2019 a fost semnat Contractul de finanțare nerambursabilă din fonduri europene și naționale prin POIM 2014-2020. Proiectul de investiții este în curs de implementare.

De asemenea, pe data de 9 octombrie 2017 s-a depus aplicație în vederea obținerii asistenței financiare din partea UE sub formă de grant, solicitată în procesul de accesare fonduri europene, pentru realizarea și implementarea Proiectului de Interes Comun - LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Pe data de 24 ianuarie 2018 s-a publicat lista proiectelor eligibile pentru finanțare europeană precum și cuantumul acestei finanțări. Proiectul LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp a primit aviz favorabil pentru finanțare sub formă de grant, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Conform acestui mecanism de sprijin financiar instituit prin Regulamentul UE nr. 1316/2013, cuantumul asistenței financiare din partea UE este de maxim 50% din costurile eligibile ale lucrărilor.

Din Fondul de Modernizare CNTEE Transelectrica SA a primit finanțare pentru următoarele proiecte:

- LEA 400 kV d.c. Medgidia Sud-Constanța Nord;
- "Axul Banat"*, Etapa II LEA 400 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz și Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecerea la 400 kV;
- "Axul Banat"*, Etapa III LEA 400 kV Timișoara/Săcălaz – Arad, Retehnologizare stația 110kV Arad și Stația 400 kV Arad și Stația 400 kV Săcălaz;
- LEA 400kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest-Teleajen-Stâlp;
- Proiect pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală;
- 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;

- 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);
- Digitalizarea RET prin instalarea a 2 sisteme online pentru Contorizarea și de managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro și pentru Monitorizarea calității energiei electrice.

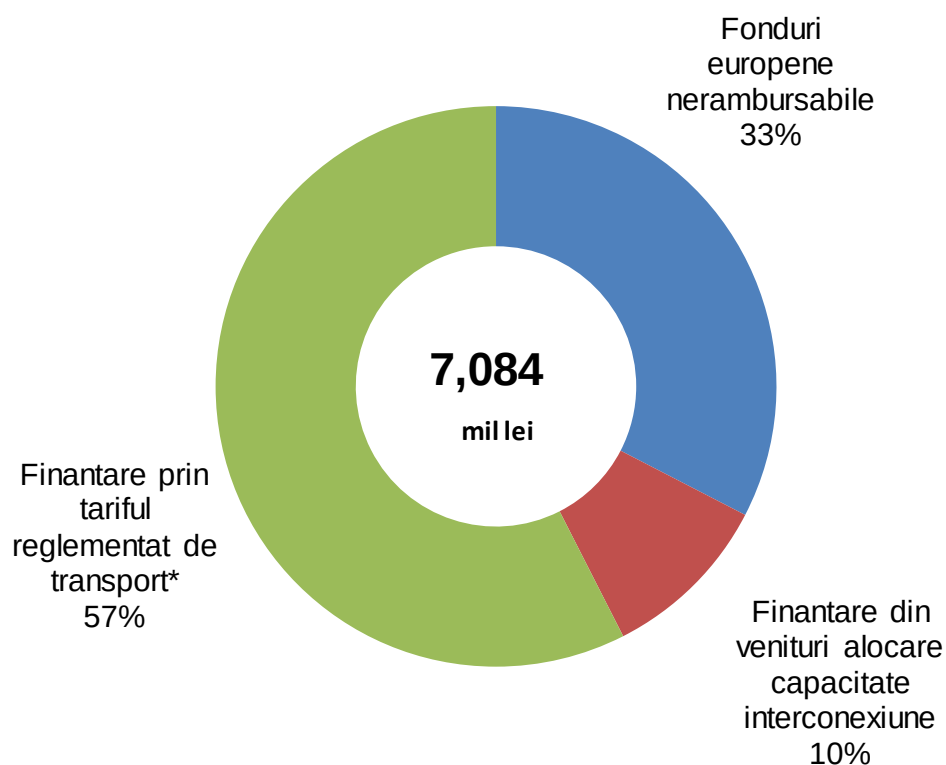


Figura 9.1-Structura surselor de finanțare

*) Finanțare din tariful reglementat de transport. Fluxul net de venituri (după acoperirea costurilor de funcționare) ce va fi generat în mod efectiv de CNTEE Transelectrica SA din tariful reglementat în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET (10 ani) nu va acoperi toată suma (aferentă procentului din grafic). Tariful reglementat nu asigură pentru CNTEE Transelectrica SA obținerea în avans a fondurilor investiționale necesare pentru finanțarea investițiilor ci asigură recuperarea fondurilor după finalizarea investițiilor, în mod treptat într-un orizont de timp lung (durata medie de recuperare prin tarif a unei investiții este 20 ani). Pentru a suplini acest deficit de finanțare determinat de încasarea prin tarif a fondurilor investiționale ulterior finalizării proiectelor în mod eșalonat pe perioade mari de timp, în orizontul Planului de dezvoltare a RET, necesarul de finanțare a planului - partea rămasă neacoperită de finanțările europene nerambursabile și de veniturile din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră - va fi asigurat prin completarea fondurilor obținute din încasarea tarifului reglementat cu fonduri atrase din piața financiară (exemple: credite bancare, emitere titluri de credit). Pentru scopul prezentării defalcate a surselor de finanțare a Planului de dezvoltare RET, finanțarea din tariful reglementat include fondurile atrase din piața financiară, având în vedere că într-un orizont de timp mai lung tariful reglementat asigură recuperarea integrală a acestor fonduri. O determinare exactă a volumului de finanțare necesar a fi atras din piața financiară în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET (2022-2031) nu este fezabilă la acest moment, având în vedere că parametrii de reglementare a tarifului sunt stabiliți de ANRE pe perioade de cinci ani.

9.3 Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate

Investițiile în rețeaua electrică de transport sunt recunoscute în tariful reglementat pentru serviciul de transport al energiei electrice. Excepție de la această regulă fac investițiile finanțate din fonduri primite de Transelectrica cu titlu nerambursabil (subvenții europene), tarifele încasate de companie direct de la utilizatori pentru realizarea racordării acestora la rețea și veniturile acumulate de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră în conformitate cu reglementările europene incidente.

Investițiile sunt recunoscute în tariful reglementat la momentul în care sunt finalizate și devin operaționale, respectiv la punerea în funcțiune a obiectivului de investiții.

Prin tariful reglementat Transelectrica recuperează capitalul pe care l-a investit în proiectele realizate. Recuperarea capitalului prin tarif se realizează în mod gradual, prin eșalonarea costului investiției pe perioade extinse de timp, în conformitate cu durata normată de funcționare a instalațiilor.

Tariful asigură totodată și recuperarea costului de finanțare aferent fondurilor utilizate pentru realizarea investițiilor, prin includerea în tarif a unei rate de rentabilitate reglementată de ANRE. Aceasta rată de rentabilitate acoperă costul fondurilor împrumutate de la creditori și costul utilizării fondurilor acționarilor.

Impactul în tarif al investițiilor planificate a fi finalizate în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET, este estimat la 0,5 lei/MWh în primul an (2022) cu o creștere până la cca. 7,5 lei/MWh în ultimul an al perioadei (2031) prin efectul cumulării în tarif a investițiilor finalizate în acest interval de timp (costul investițiilor este inclus în tarif în mod eşalonat pe durate mari de timp începând cu anul în care are loc punerea în funcțiune). Impactul se traduce într-o creștere de cca. 27% raportat la nivelul actual al tarifului. Această evaluare a impactului are în vedere strict componenta investițională din structura tarifului de transport și privește exclusiv investițiile planificate a fi finalizate (puse în funcțiune) în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET, neluând în considerare aportul în tarif pe care îl au investițiile realizate anterior și care se află în proces de recuperare a capitalului investit (investițiile în curs de amortizare). În intervalul de timp aferent Planului de dezvoltare RET aportul în tarif al componentei investiționale aferente investițiilor anterioare aflate în proces de recuperare va fi în scădere pe măsura finalizării amortizării acestora, compensând parțial creșterea tarifului determinată de investițiile nou realizate. De asemenea la evaluarea impactului în tarif nu este luat în considerare efectul pe care variația în timp a altor costuri de operare și mentenanță (costuri de personal, întreținere și reparații etc.) și consumul propriu tehnologic în rețeaua de transport, o poate avea asupra tarifului.

10. Direcții de analiză pentru etapa următoare

Pentru etapa următoare, este necesar să se elaboreze analize și acțiuni privind următoarele aspecte:

- Dezvoltarea optimă a RET corelat cu evoluțiile din SEN, în vederea menținerii siguranței în funcționare a SEN;
- Reglajul tensiunii și circulația puterii reactive - identificarea necesităților și studierea posibilităților de introducere a reglajului secundar;
- Creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine;
- Noi proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor;
- Actualizarea analizelor de sistem necesare pentru asigurarea evacuării puterii excedentare din zona Dobrogea și zona Moldova, luând în considerare actualizarea ipotezelor, în baza modificării Țintelor de integrare regenerabile;
- Actualizarea analizelor pentru oportunitatea noilor linii de interconexiune cu Serbia (circuitul 2 al LEA Porțile de Fier-Djerdap) și Ungaria (noua LEA 400 kV Oradea-Jozsa) ;
- Aprofundarea analizelor de traseu pentru LES necesare pentru racordarea stațiilor 400 kV Grozăvești și Fundeni. Obținerea din partea ELCEN a confirmării oficiale a disponibilității terenului necesar realizării stației 400 kV Grozăvești;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Creșterea eficienței energetice;
- Realizarea unui Security Operations Center (SOC) al CNTEE Transelectrica SA;
- Strategia de dezvoltare RET cu referire la producerea energiei electrice eoliene offshore în Marea Neagră;
- Propuneri cabluri în curent continuu de mare putere și transformatoare defazoare comandate cu tiristoare (PST) pentru îmbunătățirea posibilităților de evacuare a puterii între secțiunile SEN, inclusiv către interconexiunile cu vecinii.

Bibliografie

1.	Planul de Dezvoltare al RET. Perioada 2020-2029, Transelectrica SA, 2020
2.	Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice, 2020
3.	Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050. Versiune preliminară supusă consultării publice, 2020
4.	Studiu privind creșterea capacității de transport pentru LEA 400 kV din zona de sud-est a României (secțiunea 6) prin soluții de reconductorare, TRACTEBEL Engineering S.A., 2022
5.	Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET (2022-2026-2031), TRACTEBEL Engineering S.A., 2022
6.	Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2021, Transelectrica - DEN, 2021
7.	Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2021-2022, Transelectrica - DEN, 2021
8.	Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București-perspectiva pe 10 ani, SC ISPE Proiectare și Consultanța S.A. 2020
9.	Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum și/sau evacuare de putere produsă, ISPE S.A., 2008
10.	Studiu privind factorii care influențează CPT în RET și modalități de reducere a acestuia, ISPE S.A., 2010-2011
11.	Studiu privind mijloacele necesare pentru reglajul tensiunii/puterii reactive în SEN-a pe 5 ani, ISPE S.A., 2011
12.	Studiu de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET, ISPE S.A., 2020
13.	Studiu privind implicațiile racordării la SEN a centralelor eoliene, ISPE S.A., 2008
14.	Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2022-2026-2031), SC Tractebel Engineering S.A., 2022
15.	Procedura Operațională Transelectrica „Schimburile de date și informații tehnice între utilizatorii RET și operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării S.E.N. în condiții de siguranță”, Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002
16.	Ten-Year Network Development Plan Package 2016, ENTSO-E, 2016
17.	System Adequacy Retrospect report for 2016, ENTSO-E, 2016
18.	Raportul “UCTE System Adequacy Forecast, 2011-2025”, ENTSO-E, 2010
19.	Evaluarea necesarului de rezervă specifică pentru generarea eoliană din România, ISPE S.A., 2009
20.	Studiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naționale, ISPE S.A., 2011
21.	Procedura Operațională “Stabilirea puterii maxime instalabile în centralele eoliene din punct de vedere al siguranței SEN” COD: TEL - 07.38
22.	Metodologia ENTSO-E “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” aprobată de Comisia Europeană în 27 septembrie 2018
23.	Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, SC ISPE S.A., 2020
24.	Analiza stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET, NOVA Industrial, 2018
25.	Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România. PÖYRY MANAGEMENT CONSULTING - Raport pentru ACUE, iunie 2017
26.	Studiu privind realizarea unui sistem de reglaj al tensiunii la nivel național prin utilizarea tehnologiei moderne de electronică de putere, ISPE 2016
27.	Strategiei CNTEE TRANSELECTRICA SA privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027), Transelectrica, 2018
28.	Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027)

29.	<i>Studiu privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018</i>
30.	<i>Ten-Year Network Development Plan Package 2020, ENTSO-E, 2020</i>
31.	<i>Programul de transformare digital 2018-2027</i>
32.	<i>Studiul de adecvanță a SEN pe termen mediu și lung. Determinarea capacității și structurii de producție necesare - TRACTEBEL Engineering S.A.,2018</i>
33.	<i>Studiu privind dezvoltarea RET pe termen scurt (2022), CNTEE Transelectrica SA., 2022</i>
34.	<i>Mid-term Adequacy Forecat (MAF) 2019, ENTSO-E, 2019</i>
35.	<i>Metodologia ENTSO-E “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” aprobată de Comisia Europeană in 5 februarie 2015</i>
36.	<i>Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018</i>
37.	<i>Studiu privind soluții în curent continuu de evacuare a puterii din zona de sud-est a României (secțiunea 6), TRACTEBEL Engineering S.A.,2022</i>

Echipa de proiect pentru proiectul:
„Planul de Dezvoltare a RET pe 10 ani (perioada 2022-2026-2031)”

Nr. Crt.	Nume și prenume	Poziția
1	Mihai Cosmin Monac	Director UMA
2	Daniel Balaci	Director DEMDRET
3	Daniela Bolborici	Manager DDRET
4	Oana – Raluca Mănicuță	Expert Rețele Electrice - DDRET
5	Simona Liliana Soare	Expert - DAFE
6	Anca Antemir	Șef Serviciu SDRET
7	Oana Zachia	Șef birou BPEPCEE
8	Carmen Popovici	Ing. pr. sp. BPEPCEE
9	Alexandra Constantin	Specialist analize de sistem SDRET
10	Andra Patachia	Ing. SDRET
11	Mihai Marcolț	Șef Serviciu Cercetare Inovare
12	Cătălin Chimirel	Manager Eficiență Energetică și Tehnologii Noi
13	Silvia Damian	Manager DMPIAFE
14	Adriana Mândruțiu	Expert Managementul Activității Investiționale
15	Costel Constantin	Manager Energetic DEN (POS)
16	Mioara Miga - Papadopol	Manager Energetic DEN (PMC)
17	Emanuel Ioniță	Șef birou DEN (PAF)
18	Doina - Teodora Ilișiu	Manager energetic DEN (NFGAP)
19	Daniela Răzuși	Șef Serviciu DEN (SPO)
20	Eugen Sandu	p. Inspector Șef - Șef serviciu
21	Dumitru Sandu	Șef birou Management Calitate, Mediu
22	Costin Florea	Manager DEMRET
23	Bodgan Ghițulescu	Manager proiect LEA
24	Bogdan Giubega	Expert informatică
25	Traian Marinescu	Expert informatică
26	Florin Stanciu	Manager DESFTM
27	Luminița Elefterescu	Ing.pr.sp. DPE
28	Giorgiana Giosanu - Rafila	Manager DPA
29	Ileana Marinescu	Manager DRAR
30	Dan Costache	Șef STMSCL
31	Eugen Popescu	Expert DICr
32	Marian Neagu	Expert infrastructuri critice
33	Georgiana Liliana Langer	Consilier Juridic
34	Gabriel Păduraru	Șef serviciu tehnic – UTT Bacău
35	Eliza Mărmureanu	Ing. pr. sp. – UTT București
36	Vasile Petrușel	Șef serviciu tehnic – UTT Cluj (punct de lucru)
37	Mihai Vlad	p. Șef Serviciu Investiții – UTT Constanța
38	Pitaroiu Costel	Șef Serviciu Tehnic – UTT Craiova
39	Constantin Boată	Șef serviciu Tehnic la Serviciul

		Investiții – UTT Pitești
40	Marius Oltean	Responsabil de proiect – UTT Sibiu
41	Ion Popescu	Șef Serviciu Tehnic la Serviciul Tehnic – UTT Timișoara (punct de lucru)

Cuprins

<i>Lista de Anexe</i>	3
<i>Prescurtări</i>	5
1.	Scopul și
2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport	9
2.1 Corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) - cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani	9
2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice - Proiecte de Interes Comun (PCI)	12
2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2020	15
2.4. Necesități de dezvoltare a RET identificate în cadrul ENTSO-E, proiecte pe termen lung	19
2.5 Atingerea obiectivelor de creștere a capacității de interconexiune	20
3. Cadrul de reglementare	22
3.1 Legislația primară	22
3.2 Legislația secundară	27
3.3. Documente strategice la nivelul ENTSO-E	29
4. Principii și metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	30
4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	30
4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	30
5. Scenarii privind evoluția SEN în perioada 2022 –2031	34
5.1 Principii generale de construire a scenariilor	34
5.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN	35
5.3 Scenarii privind evoluția portofoliului de producere	39
5.4 Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET	45
5.5 Propuneri privind realizare CHEAP	46
6. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe	48
6.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe	48
6.2 Soluții tehnice promovate prioritar	50
6.3 Strategia de dezvoltare a RET	51
6.3.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2022-2031	51
6.3.2. Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzițiilor prin RED și a pierderilor.	64
6.3.3 Proiecte care materializează viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării Smart Grid și managementul activelor	65
6.3.4. Sisteme asociate RET	67
7. Programul de dezvoltare, retehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET	75

7.1 Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2022 față de ediția anterioară 2020	75
7.2 Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2022- 2031 (conform categoriilor din Anexa F2 la Planul de dezvoltare)	76
8. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET	87
9. Surse de finanțare	90
9.1 Veniturile CNTEE Transelectrica SA	90
9.2 Sursele de finanțare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie	91
9.3 Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate	94
10. Direcții de analiză pentru etapa următoare	96
Bibliografie	97