

# **Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018 – 2027**

## **Notă de completare – 2019**

Responsabil de lucrare:  
Oana Mânicuță  
Expert rețele electrice

Aviz CTES Transelectrica: nr.

Aprobat,  
**Directorat:**

*Președinte*

Claudia Gina  
ANASTASE

*Membru*

Alina Elena  
TEODORU

*Membru*

Adrian  
SAVU

*Membru*

Andreea Georgiana  
FLOREA

# Cuprins

<i>Lista de Anexe</i>	5
<i>Introducere</i>	6
<b>1. Analiza adecvanței parcului de producție din SEN pe termen mediu și lung – abordarea probabilistă</b>	<b>7</b>
<b>1.1. Introducere</b>	<b>7</b>
<b>1.2 Analiza adecvanței pe SEN</b>	<b>7</b>
1.2.1. Valori prognozate ale indicatorilor de adecvanță pentru anii 2020 și 2025	8
1.2.2 Dimensionarea rezervelor de putere	12
1.2.3 Limite acceptabile de variație a producției din surse CEE/CEF - anul 2020	13
1.2.4 Concluzii	14
<b>1.3. Analiza de adecvanță pe termen scurt și termen mediu realizată în cadrul ENTSO-E (MAF2018)</b>	<b>16</b>
<b>2. Analiza de adecvanță pe zone ale SEN</b>	<b>17</b>
2.1 Secțiunea S1	17
2.2 Secțiunea S2	18
2.3 Secțiunea S3	19
2.4 Secțiunea S4	20
2.5 Secțiunea S5	21
2.6 Secțiunea S6	21
2.7 Secțiunea S7	22
2.8. Concluzii	23
<b>3. Adecvanța sistemului la vârful de sarcină – analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate</b>	<b>24</b>
<b>4. Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor.</b>	<b>26</b>
<b>5. Proiecte pentru pregătirea tranziției către rețele inteligente și digitalizarea RET</b>	<b>28</b>
5.1. Dimensiunea digitalizării în cadrul Companiei (viziune, obiective și acțiuni)	28
5.2 Proiecte de monitorizare online pentru activele critice ale Companiei	32
5.3 Proiecte de stații digitale	34
5.4 Proiecte având componenta de Cercetare-Inovare	34
<b>6. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice</b>	<b>37</b>
6.1. Generalități	37
6.2 Conjunctura europeană	39
6.3 Proiecte de eficiență energetică	40
Proiectele inițiate la nivelul Companiei pentru creșterea Eficienței Energetice:	41
Proiecte de investiții care urmăresc și eficientizarea energetică	41
<b>7. Asigurarea siguranței și continuității în alimentare a zonei metropolitane București</b>	<b>44</b>
<b>8. Analiza impactului întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a unor proiecte</b>	<b>46</b>
8.1 LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	46
8.2 Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) și a LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud	48

<b>8.3 Instalarea AT2 400/220 kV Iernut</b>	<b>49</b>
<b>8.4 LEA d.c. (1 circuit echipat) 400 kV Smârdan - Gutinaș</b>	<b>49</b>
<b>8.5 LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu</b>	<b>50</b>
<b>8.6 LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord</b>	<b>51</b>
<b>8.7 Trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița - Timișoara –Săcălaz – Arad</b>	<b>51</b>
<b>8.8 Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni - Fântânele</b>	<b>52</b>
<b>8.9 LEA 400 kV Gădălin – Suceava</b>	<b>52</b>
<b>8.10 LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat)</b>	<b>52</b>
<b>8.11 Congestii apărute în perioada 2017-2018 care ar fi putut fi evitate în prezența proiectelor de dezvoltare a RET</b>	<b>53</b>
<b>9. <i>Analiză privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice.</i></b>	<b>54</b>
<b><i>Bibliografie</i></b>	<b>55</b>

## Lista de Anexe

Anexa C-4	Puterea disponibilă și puterea generată pe noduri de rețea la vârf de sarcină (nu se publică)
<b>Anexele F</b> Anexa F-2 Anexa F-5	<b>Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe</b> Eșalonarea cheltuielilor pentru investiții (nu se publică) 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
<b>Anexa H</b> Anexa H-6 Anexa H-7	<b>Strategia CNTEE TRANSELECTRICA S.A. în domeniul Cercetării și Inovării</b> Structura și conținutul cadru a Agendei digitale a Companiei conform Programului de Transformare Digitală 2018-2027 Lista inițiativelor care susțin digitalizarea Companiei

## Introducere

Această documentație este o completare a ”Planului de dezvoltare a RET – perioada 2018 – 2027” realizată în urma solicitării ANRE de a îndeplini obligațiile prevăzute în Anexa la Decizia președintelui ANRE nr. 1604/05.10.2018 privind aprobarea acestui plan.

CNTEE Transelectrica S.A. întocmește un Plan de Dezvoltare a RET o dată la doi ani, corelat cu Planul European TYNDP. Pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET sunt necesare studii suport care se realizează pe baza modelelor de rețea și a bazelor de date construite în concordanță cu prognozele de consum și de evoluție a parcului de grupuri generatoare din SEN.

Pe baza informațiilor disponibile la momentul actual, au fost realizate următoarele completări ale ”Planului de dezvoltare a RET – perioada 2018 – 2027”:

- Analiza adecvanței parcului de producție din SEN pe termen mediu și lung – abordarea probabilistă
- Analiza de adecvanță pe zone ale SEN (secțiunile caracteristice)
- Adecvanța sistemului la vârful de sarcină – analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate
- Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor
- Proiecte pentru pregătirea tranziției către rețele inteligente și digitalizarea RET
- Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice
- Asigurarea siguranței și continuității în alimentare a zonei metropolitane București
- Anexa F5 - 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
- Analiza impactului întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor
- Analiză privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice.

# 1. Analiza adecvanței parcului de producție din SEN pe termen mediu și lung – abordarea probabilistă

## 1.1. Introducere

Metodele probabilistice de analiză a adecvanței urmăresc să estimeze probabilitatea de a satisface consumul în ipoteza că variabilele care definesc adecvanța (generarea, consumul și disponibilitatea rețelei) sunt stocastice. Astfel de metode gestionează un număr mare de stări/configurații ale sistemului, cu o probabilitate asociată de apariție.

Metoda probabilistică Monte Carlo este potrivită pentru reprezentarea tuturor aspectelor unui sistem de energie electrică care pot avea un impact asupra adecvanței.

O simulare Monte Carlo poate reprezenta întregul sistem electroenergetic (producere și transport) prin generarea de numere aleatoare pentru a produce o gamă largă de stări posibile ale aceluși sistem, considerând disponibilitatea unităților de producere (generatoarelor), viteza vântului, hidraulicitatea râurilor, consumul etc. Pentru fiecare stare a sistemului este simulată dispecerizarea producerii. După un eșantion adecvat de simulări, devine posibilă calcularea tuturor indicatorilor de adecvanță. În scopul obținerii unei estimări corecte, este necesar un număr mare de simulări. De aceea în funcție de complexitatea sistemului analizat, poate fi necesar un timp îndelungat pentru a calcula rezultatele.

## 1.2 Analiza adecvanței pe SEN

CNTEE Transelectrica S.A. a contractat “*Studiul de adecvanță a SEN pe termen mediu și lung. Determinarea capacității și structurii de producție necesare*”, care a fost realizat de Tractebel Engineering SA în anul 2018.

Studiul a analizat nivelul de adecvanță SEN pentru situația actuală și pentru anii 2020 și 2025, fiind analizate: un scenariu de referință (2020, 2025), respectiv un scenariu conservator (2025).

În scenariul de referință se consideră că puterea instalată /disponibilă este conform situației existente la momentul realizării studiului din care se elimină grupurile programate a fi scoase din funcțiune, dar se adaugă grupurile programate a fi puse în funcțiune în perioada 2018-2020, respectiv 2018-2025. Evoluția parcului de producție este prezentată în Anexa C2 (nu se publică).

În scenariul conservator se consideră că față de scenariul de referință mai sunt scoase din funcțiune și alte grupuri și nu se pun în funcțiune grupuri noi. Consumul în scenariul conservator este mai mic decât cel din scenariul de referință cu 3%. Prognoza de consum pentru scenariul de referință a fost prezentată în cadrul Planului de Dezvoltare 2018-2027 aprobat în 2018, la Capitolul 9 - Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă – perioada 2018 – 2022 – 2027.

A fost realizat calculul indicatorilor de adecvanță la nivelul SEN, prin utilizarea a două modele probabilistice de simulare:

- **Modelul Parametric** – stabilește indicatorii de adecvanță ai generării și este bazat pe 12 regimuri specifice de funcționare anuală (vârf seară iarnă, vârf dimineață vară, gol noapte vară, hidro max/min, eolian max/min, solar max/min, max/min termic);
- **Modelul Scanner<sup>TM</sup>** – dezvoltat de Tractebel Belgia, modelează topologia rețelei și stabilește indicatorii de adecvanță asociați atât structurii producerii, cât și RET.

Aceste instrumentele de lucru utilizează metoda Monte Carlo pentru simularea funcționării SEN prin modelare probabilistică a consumului, soldului, încărcării/ opririlor neplanificate ale grupurilor generatoare, deconectării elementelor de rețea de transport.

Oprirea neplanificată a grupurilor generatoare și deconectarea elementelor de rețea au fost simulate prin intermediul unei funcții de defectare dependentă de probabilitatea de oprire /intensitatea de defectare a fiecărui grup generator, respectiv element de rețea.

Privitor la tipul repartițiilor / funcțiilor de distribuție utilizate la simulările Monte Carlo, ambele modele folosesc pentru fiecare parametru de calcul repartiția normală, cu excepția producției eoliene, care este modelată cu o repartiție Weibull cu factorii de scală / de formă (4,2).

Referitor la numărul de simulări realizate cu metoda Monte-Carlo la nivelul unui an calendaristic, cele două modele de calcul folosesc un număr comparabil de simulări:

- Modelul Parametric: 12 regimuri x 20 000 simulări / regim = 240 000 simulări/an
- Modelul Scanner<sup>TM</sup>: 5 000 simulări / săptămână x 52 săptămâni = 260 000 simulări/an.

Studiul a avut următoarele obiective:

- Evaluarea situației actuale a capacității instalate și a puterii disponibile în SEN;
- Analiza probabilistică a influenței energiei din surse regenerabile asupra SEN și stabilirea limitelor acceptabile de variație a producției CEE/CEF;
- Analiza acoperirii vârfurilor de consum în diferite scenarii;
- Determinarea capacității instalate necesare, a mixului energetic optim și a duratelor medii de utilizare a surselor din sistem pe tip de resurse;
- Analiza dezvoltării de perspectivă a RET (2020, 2025) cu identificarea corelației între NTC și rezervele de putere la nivel regional, a structurii de producție, a necesarului de rezerve active pe tip de reglaj și surse (inclusiv în cazul funcționării izolate a SEN), a eventualelor rezerve suplimentare, estimarea disponibilului de rezerve pentru situații de urgență și ajutorului de avarie;
- Evaluarea oportunității utilizării stocării în SEN și evaluarea puterii de pompaj / stocare necesară;
- Reglajul consumului și consumatori comandabili (Demand Side Management și Demand Side Response) ;
- Analiza diagnostic și evaluarea piețelor de energie și servicii de sistem la nivel național și regional;
- Studiu probabilistic și analitic de dimensionare a rezervelor de sistem pe tip de reglaj și surse.

### **1.2.1. Valori prognozate ale indicatorilor de adecvanță pentru anii 2020 și 2025**

A fost analizată adecvanța SEN pentru cazurile de bază pentru anii 2020 și 2025 și au fost realizate următoarele analize de sensibilitate:

- funcționarea izolată a SEN și în situații de urgență;
- funcționarea SEN cu capacitate de pompaj/stocare cu scopul aplatizării curbei de sarcină și a asigurării unei rezerve suplimentare exploatabile sub forma serviciilor de sistem tehnologice (STS) – reglaj secundar și terțiar rapid;



- funcționarea SEN cu posibilități de gestionare a consumului;
- funcționarea SEN cu capacitate suplimentară instalată.

În urma analizelor au fost determinate valorile următoarelor mărimi asociate adecvanței:

- EENS: Energia estimată a nu fi livrată la consumator (Expected Energy Not Served);
- ENS: Energia nelivrată (Energy Not Supplied);
- LOLE: Durata estimată de pierdere de consum (Loss of Load Expectation);
- LOLP: Probabilitatea de pierdere a consumului (Loss of Load Probability).

Energia estimată a nu fi livrată utilizatorilor (EENS – Expected Energy Not Served), în decursul etapei de analiză se calculează cu formula:

$$EENS = \sum_j (p_j \cdot P_j \cdot t_j \cdot N_{ore})$$

unde:

$p_j$  - probabilitatea de a avea consum nealimentat;

$t_j$  - ponderea duratelor de nealimentare a consumului în total perioadă (raportul dintre numărul de ore cu consum nealimentat și numărul total de ore al etapei de analiză) ;

$N_{ore}$  - numărul de ore al etapei de analiză;

$P_j$  - consumul nealimentat [MW].

Durata estimată de pierdere de sarcină (LOLE – Loss of Load Expectation), reprezentând numărul de ore în care, este probabil să nu fie alimentat consumul respectiv:

$$LOLE = LOLP \cdot N_{ore}$$

unde:

LOLP - Probabilitatea de întrerupere în alimentarea cu energie electrică;

$N_{ore}$  - numărul de ore al etapei de analiză.

Nelivrarea de energie (EENS) poate avea următoarele cauze primare:

- Lipsa capacității de generare a unui sistem cu referire la adecvanța generării;
- Lipsa de interconexiune - capacitatea de generare a energiei electrice este disponibilă într-o țară diferită de aceea unde energia este necesară, dar constrângerile de rețea împiedică alimentarea sarcinii;
- Supraîncărcarea liniilor - relevantă pentru adecvanța sistemului, reprezintă supraîncărcarea elementelor de rețea care face imposibilă alimentarea unei cereri de consum (de exemplu un consum mai mare decât generarea într-o zonă de rețea slab conectată);
- Separarea rețelei sau nod izolat - relevantă pentru adecvanța sistemului, reprezintă indisponibilitatea unuia sau a mai multor elemente de rețea care periclitează sistemul electric făcând imposibilă alimentarea unui singur nod de consum sau a unei porțiuni a rețelei.

În vederea îmbunătățirii indicatorilor de adecvanță a fost investigat comportamentul SEN, din punctul de vedere al adecvanței, în ipoteza existenței unei capacități de producție suplimentare. Aceasta este o capacitate nenominalizată, nefiindu-i atașată o tehnologie de producere anume.

Simularea a fost realizată cu Modelul Parametric, unde această capacitate a fost modelată ca o rezervă de putere care diminuează numărul de cazuri de neacoperire a curbei de sarcină și reduce energia nelivrată la nivelul anului. Au fost analizate situațiile în care capacitatea suplimentară instalată în SEN este de 200 MW, 400 MW, 600 MW, 800 MW.

Pentru a determina mai exact nivelul necesar de capacitate suplimentară este necesară stabilirea unor valori-țintă pentru indicatorii de adecvanță și un orizont de timp specific. Astfel, au fost considerate recomandările pentru nivelul de adecvanță care trebuie atins de operatorii de transport și sistem din cadrul ENTSO-E (valoarea pentru **LOLE situată între 3 și 8 ore**).

*A rezultat că pentru atingerea acestei ținte în anul 2020 ar fi necesară punerea în funcțiune a unor capacități de producere a energiei electrice cu o putere totală instalată de 300...600 MW.*

*La orizontul de timp 2025 ar fi necesară existența unei capacități disponibile suplimentare de cel puțin 570 MW (scenariul conservator), respectiv de 670 MW (scenariul de referință).*

Rezultatele sintetizate ale analizelor de sensibilitate realizate cu Modelul Parametric și Modelul Scanner<sup>TM</sup> sunt prezentate în tabelele de mai jos, prin comparație cu indicatorii de adecvanță obținuți în regimurile de bază (scenariile de referință și conservator, Etapa 2020/2025).

Pentru situația în care se instalează capacitate suplimentară în SEN s-a ales cazul cu 400 MW (între 300 MW și 600 MW, așa cum a rezultat pentru 2020). Pentru analizele de sensibilitate cu ajutor de avarie și stocare s-a folosit aceeași valoare de 400 MW.

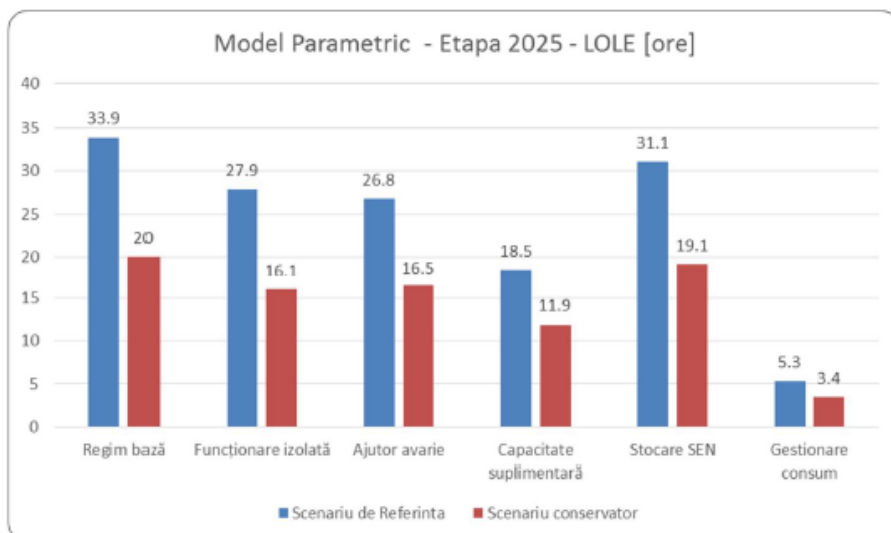
Tabel 1.1. Indicatorii de adecvanță – Modelul Parametric – Etapa 2020/2025 – Scenariul de referință

Indicator	Acronim	Etapa 2020 - bază-	Analize sensibilitate – Etapa 2025					
	U.M.		Regim bază	Funcționare izolată	Ajutor avarie	Capacitate suplimentară	Stocare SEN	Gestionare consum
Parametru variabil		-	-	sold = 0	+ 400 MW	+400 MW	400 MW	-600MW
Probabilitate de nelivrare	LOLP[%]	0,17	0,32	0,31	0,30	0,18	0,35	0,06
Durată estimată de nelivrare	LOLE [ore]	14,7	33,9	27,8	26,8	18,5	31,1	<b>5,3</b>
Energie nelivrată	ENS [GWh]	6,0	14,0	5,8	10,5	7,6	11,6	2,2
Putere medie nelivrată	PNS [MW]	407	414	209	393	411	373	419

Tabel 1.2. Indicatorii de adecvanță – Modelul Parametric – Etapa 2025 – Scenariul Conservator:

Indicator	Acronim	Analize sensibilitate – Etapa 2025					
	U.M.	Regim bază	Funcționare izolată	Ajutor avarie	Capacitate suplimentară	Stocare SEN	Gestionare consum
Parametru variabil		-	sold = 0	+ 400 MW	+400 MW	400 MW	-600MW
Probabilitate de nelivrare	LOLP [%]	0,23	0,18	0,21	0,14	0,22	0,04
Durată estimată de nelivrare	LOLE [ore]	20,0	16,1	16,5	11,9	19,1	<b>3,4</b>
Energie nelivrată	ENS [GWh]	8,0	3,4	7,2	4,3	7,1	1,3
Putere medie nelivrată	PNS [MW]	403	222	386	363	372	396

Figura.1.1 Indicatorii de adecvanță – Etapa 2025 - LOLE [ore] – modelul Parametric:



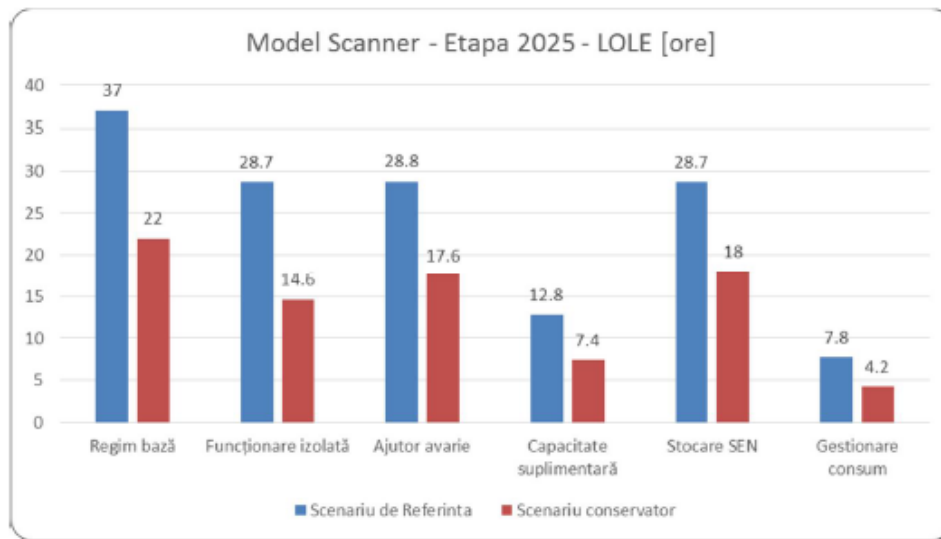
Tabel 1.3. Indicatorii de adecvanță – Modelul Scanner<sup>TM</sup> – Etapa 2020/2025 – Scenariul de referință

Indicator	Acronim	Etapa 2020 - bază-	Analize sensibilitate – Etapa 2025					
			Regim bază	Funcționare izolată	Ajutor avarie	Capacitate suplimentară	Stocare SEN	Gestionare consum
Parametru variabil		-	-	sold = 0	+ 400 MW	+400 MW	400 MW	-600 MW
Probabilitate de nelivrare	LOLP [%]	0,17	0,42	0,33	0,33	0,15	0,33	0,09
Durată estimată de nelivrare	LOLE [ore]	14,8	37	28,7	28,8	12,8	28,7	<b>7,8</b>
Energie nelivrată	ENS [GWh]	5,6	4,22	3,097	3,113	1,358	3,4	0,808
Putere medie nelivrată	PNS [MW]	378	114	108	108	106	120	103

Tabel 1.4 Indicatorii de adecvanță – Modelul Scanner<sup>TM</sup> – Etapa 2025 – Scenariul conservator

Indicator	Acronim	Analize sensibilitate						
		U.M.	Regim bază	Funcționare izolată	Ajutor avarie	Capacitate suplimentară	Stocare SEN	Gestionare consum
Parametru variabil		-	-	sold = 0	+ 400 MW	+400 MW	400 MW	-600 MW
Probabilitate de nelivrare	LOLP [%]	0,25	0,17	0,2	0,08	0,21	0,05	
Durată estimată de nelivrare	LOLE [ore]	22	14,6	17,6	<b>7,4</b>	18,0	<b>4,2</b>	
Energie nelivrată	ENS [GWh]	2,50	1,576	1,91	7,788	2,1	0,4	
Putere medie nelivrată	PNS [MW]	114	108	109	106	116	105	

Figura 1.2 Indicatorii de adecvanță – Etapa 2025 - LOLE [ore] – Modelul Scanner™



### 1.2.2 Dimensionarea rezervelor de putere

În cadrul studiului a fost recomandată o metodologie de dimensionare probabilistică a rezervelor de putere și a fost furnizat un exemplu de calcul pentru Etapa 2020, regim VSI.

Metodologia propusă pentru dimensionarea rezervelor de putere este corelată cu prevederile ENTSO-E. Orizontul de timp propus pentru calculul de dimensionare a rezervelor pentru fiecare tip de serviciu de sistem tehnologic este de un an calendaristic. Se dimensionează în mod diferențiat nivelul rezervelor de putere activă pentru fiecare tip de serviciu de sistem tehnologic între sezonul de iarnă și de vară, la vârful, respectiv golul de sarcină. Dimensionarea rezervelor se realizează prin utilizarea unui model de simulare cu componentă probabilistică, pentru a permite generarea aleatoare de valori de dezechilibru producție/consum, în vederea dimensionării fiecărui tip de serviciu tehnologic de sistem.

Se utilizează următoarele date de intrare:

- Capacități instalate grupuri generatoare existente [MW]
- Capacități puneri/scoateri în/din funcțiune grupuri generatoare [MW]
- Puteri maxim disponibile/minim absolute grupuri generatoare [MW]
- Puteri calificate furnizare servicii tehnologice de sistem ale grupurilor generatoare [MW]
- Costuri unitare de generare/grupuri generatoare [RON/MWh]
- Durate normate de reparații planificate grupuri generatoare [zile]
- Rate de defectare (indici durată reparații neplanificate) grupuri generatoare [%]
- Prognoza cererii de consum, valori brute [MW]
- Prognoza puterii pentru exportul/importul de energie [MW]

Rezultatele obținute după rularea modelului constau în valorile rezervelor de putere activă (FCR, aFRR, mFRR, RR) pentru fiecare sezon/regim și ore de vârf/gol.

În cadrul studiului au fost dimensionate rezervele necesare pentru restabilirea frecvenței (aFRR și mFRR) pentru sistemul din România. Rezerva de stabilizare a frecvenței (Frequency Containment Reserve FCR) se stabilește la nivel ENTSO-E.

Tabel 1.5 Dimensionarea probabilistică a rezervelor de putere, regim VSI 2020

Rezerva dimensionată	Valoare negativă	Valoare pozitivă	UM
aFRR (Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu Activare Automată)	-200	+400	MW
mFRR (Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu Activare Manuală)	-650	+750	MW
RR (Rezerva de Înlocuire)	-350	+500	MW

Dacă comparăm valorile probabilistice ale FRR cu valorile deterministe date de dimensiunea în MW a așa-numitului „incident de dimensionare”, observăm că valorile deterministe în valoare absolută sunt inferioare celor probabilistice, deci cele probabilistice sunt acoperitoare.

Incidentul de dimensionare este definit ca ieșirea din funcțiune a celui mai mare grup generator/LEA IT (pentru valori pozitive ale FRR), respectiv deconectarea celui mai mare consumator (pentru valori negative ale FRR).

Tabel 1.6 Comparatie valori probabilistice/deterministe ale rezervelor de putere, regim VSI 2020

Rezervă dimensionată	Valoare negativă deterministă	Valoare pozitivă deterministă	Valoare negativă probabilistă	Valoare pozitivă probabilistă	UM
FRR (aFRR+mFRR)	-340 (ALRO Slatina)	+850 (OMV Brazi)	-850	+1150	MW

### 1.2.3 Limite acceptabile de variație a producției din surse CEE/CEF - anul 2020

Pentru determinarea limitelor acceptabile de evoluție a producției eoliene și fotovoltaice, într-o primă instanță a fost stabilită semnificația acceptabilității, din punctul de vedere al dispecerizării SEN. Astfel, *se consideră că puterea CEE/CEF este acceptabilă la un anumit interval orar, dacă nivelul puterii produse din aceste surse permite acoperirea curbei de sarcină prin completarea cu putere reziduală (termo, hidro, nuclear, MHC și biomasă) aflată între limitele tehnice de putere minimă / maxim disponibilă.*

Gruparea puterii produse din diferite surse de energie primară în două categorii (putere CEE/CEF, respectiv putere reziduală) este justificată de faptul că puterea produsă din surse eoliene/fotovoltaice este prioritară conform reglementărilor și că nivelul producției are un caracter aleatoriu, datorită impredictibilității vântului și nebulozității, în timp ce nivelul puterii reziduale are un grad de predictibilitate mult mai ridicat, fiind afectat numai de hidraulicitate (hidro, MHC) sau ieșirea accidentală din funcțiune a grupurilor generatoare (termo, nuclear, biomasă).

Astfel, pentru fiecare regim de funcționare se poate calcula valoarea acceptabilă minimă și maximă a puterii produse din surse eoliene și fotovoltaice (CEE/CEF) în funcție de maxima, respectiv minima puterii reziduale. De asemenea, se poate aprecia care este flexibilitatea sistemului electroenergetic în fiecare dintre aceste regimuri.

S-a definit un coeficient de flexibilitate cu formula:

$$C_f = \frac{P_{rezmax} - P_{rezmin}}{2P_{rez}}$$

unde:

$C_f$  – coeficient de flexibilitate

$P_{rez}$  – puterea reziduală medie a celor 20 000 de simulări

$P_{rezmax}$  – puterea reziduală maximă

$P_{rezmin}$  – puterea reziduală minimă

Se poate aprecia că puterea reziduală are o flexibilitate redusă la variația puterii produse de CEE/CEF dacă valoarea coeficientului de flexibilitate este mai mică decât 0,5.

Prognoza de evoluție a capacității instalate în CEE/CEF a fost prezentată în cadrul Planului de Dezvoltare 2018-2027 aprobat în 2018 la Capitolul 9 - Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă – perioada 2018 – 2022 – 2027.

Rezultatele obținute după rularea Modelului Parametric pentru anul 2020 sunt prezentate în tabelul următor:

Tabel 1.7 Limitele minimă și maximă a puterii CEE+CEF pe regimuri de funcționare

Regim	Nr.ore/ regim	Putere medie CEE + CEF [MW]	Putere reziduală medie [MW]	Minim putere reziduală [MW]	Maxim putere reziduală [MW]	Minim putere CEE+ CEF [MW]	Maxim putere CEE+ CEF [MW]	Coeficient de flexibilitate
VSI	77	1097	8749	2224	9783	301	3298	0,43
VDV	131	1306	8206	2318	9681	239	3770	0,45
GNV	333	854	4736	1844	7207	79	2370	0,57
Hidro min	6	1757	5372	1499	6773	1606	2083	0,49
Hidro max	13	648	8133	5206	9619	238	1293	0,27
Eolian min	234	390	7227	1617	10393	2	965	0,61
Eolian max	125	2621	4878	2249	9230	2007	3746	0,72
Solar max	56	1598	5788	2387	10259	1211	2466	0,68
Solar min	4324	837	6209	1450	10197	17	2763	0,70
Max termo	8	1056	6832	3271	8277	407	2325	0,37
Min termo	5	225	6523	1831	6936	215	299	0,39
Rest an	3448	1130	6704	1803	10143	59	3199	0,62
<b>TOTAL AN 2020</b>	<b>8760</b>	<b>981</b>	<b>6407</b>	<b>1450</b>	<b>10393</b>	<b>2</b>	<b>3746</b>	<b>0,7</b>

În urma analizelor realizate în cadrul studiului au rezultat următoarele constatări:

- Limita acceptabilă pentru puterea produsă din surse eoliene și fotovoltaice este puternic condiționată de nivelul hidraulicității și al posibilității de funcționare a centralelor termoelectrice, de fapt depinde de nivelul rezervelor de reglaj de frecvență (rezervelor de putere activă);
- Din punctul de vedere al flexibilității puterii reziduale (produsă din alte surse decât centrale eoliene/fotovoltaice – termo, hidro, nuclear, biomasă, MHC), critice la nivelul anului sunt orele cu consum ridicat iarna/vara, orele de producție minimă/maximă în centrale termoelectrice și orele cu hidraulicitate extremă (minimă/maximă);

## 1.2.4 Concluzii

Din analizele efectuate în cadrul studiului au rezultat următoarele:

- *în lipsa punerii în funcțiune de capacități noi, adecvanța sistemului se degradează în timp, în ipoteza creșterii consumului și a menținerii tendinței de sold net exportator;*

- astfel, dacă pentru anul 2020, capacitatea suplimentară necesară pentru încadrarea duratei preconizate de pierdere de consum (LOLE) în intervalul de 3-8 ore a fost de cca. **400 MW**, pentru anul 2025, capacitatea suplimentară necesară este de cca. **600-700 MW**;
- *în cazul neasigurării de gaz natural pentru alimentarea centralelor pe gaz racordate la SEN*, pierderea de sarcină medie atinge 1500 MW în anul 2020 și 1700 MW în anul 2025 – valori ridicate care *impun deconectarea consumului*;
- *considerarea ajutorului de avarie la simularea funcționării SEN conduce la îmbunătățirea indicatorilor de adecvanță*; dimensionarea ajutorului este condiționată de acuratețea calculului Capacității de Interconexiune Disponibile (ATC);
- în forma sa actuală, ajutorul de avarie nu este garantat și nu are asociate cantități ferme; *soluția optimă pentru creșterea siguranței sistemului rezidă în implementarea pieței regionale de echilibrare*;
- funcționarea izolată a SEN conduce de asemenea la îmbunătățirea indicatorilor de adecvanță prin reducerea necesarului de producție pentru a acoperi soldul net exportator considerat ca ipoteză în cadrul studiului;
- atât instalarea de putere suplimentară, cât și gestionarea consumului au un impact benefic asupra indicatorilor de adecvanță, prin reducerea valorilor anuale pentru durata estimată de pierdere de consum (LOLE) și energia nelivrată (EENS);
- prin comparație cu celelalte cazuri de sensibilitate studiate, *gestionarea consumului se dovedește a fi cel mai eficient mod de îmbunătățire a indicatorilor de adecvanță, impactul său fiind de ordinul 80% (o scădere a duratei estimate de nelivrare de la 34-37 ore la 5-7 ore în 2025)*;
- impactul integrării bateriilor electrice de stocare (BESS) la nivelul RET cu scopul aplatizării curbei de sarcină și a asigurării unei rezerve suplimentare exploatabile sub forma serviciilor de sistem tehnologice (STS) – reglaj de frecvență aFRR și mFRR, are un impact global pozitiv, de îmbunătățire a adecvanței (cel puțin 10% în cazul unei capacități de 400 MW). Acesta este totuși inferior efectului produs de instalarea de capacitate suplimentară în surse de producere de aceeași dimensiune, datorită efectului contrar produs la orele de încărcare atunci când BESS funcționează în regim de consumator.

În concluzie, având în vedere cele prezentate în cadrul studiului, privitor la analizele de sensibilitate realizate, cele mai eficiente căi de atingere a țintelor de adecvanță pe termen mediu și lung sunt următoarele:

#### **La nivel național:**

- instalarea de capacitate suplimentară de producere de energie electrică (grupuri generatoare noi), care să asigure o putere netă suplimentară de cel puțin 400 MW în 2020, respectiv 600 MW în 2025;
- gestionarea consumului, impactul său fiind de ordinul 80% (o scădere a duratei estimate de nelivrare de la 34-37 ore la 5-7 ore în 2025);
- înființarea unei piețe de capacități pentru rezerve de putere angajate pe termen scurt (trimestru, an), în măsura posibilităților și dacă acest lucru este eficient din punct de

vedere economic; această problemă poate fi rezolvată prin programul european privind implementarea cerințelor din Codul de echilibrare (proiectele PICASO, TERRE), pe termen mult mai scurt decât trimestru;

- dimensionarea rezervelor de putere la nivelul anului calendaristic în mod diferențiat după regimuri caracteristice (vârf seară iarnă, vârf dimineață vară, gol noapte vară, maxim eolian, minim hidraulic etc.)
- integrarea sistemelor de stocare a energiei cu baterii (BESS) în SEN la nivelul unei capacități de 400 MW și mai mult, în special cu scopul aplatizării curbei de sarcină și a asigurării unei rezerve suplimentare exploatabile sub forma serviciilor de sistem tehnologice (STS) pentru reglaj de frecvență; acest proces de integrare a BESS trebuie corelat cu creșterea de putere instalată în centrale cu surse regenerabile distribuite.

#### **La nivel pan-european:**

- participarea activă la derularea programului european privind implementarea cerințelor din Codul de echilibrare (PICASSO, MARI, TERRE etc.);
- creșterea capacității de interconexiune a României prin derularea la termen a proiectelor cu finanțare națională, precum și a Proiectelor de Interes Comun (PCI) din Coridorul Prioritar Estic.

### **1.3. Analiza de adecvanță pe termen scurt și termen mediu realizată în cadrul ENTSO-E (MAF2018)**

În cadrul ENTSO-E s-au realizat analize de adecvanță la nivel european pentru anii 2020 și 2025 și rezultatele au fost publicate în vara anului 2018 sub titlul MAF 2018 (Mid-term Adequacy Forecast).

Analizele efectuate au fost de tip probabilistic, cu metoda Monte Carlo și au fost bazate pe date colectate de la toți Operatorii de Transport și de Sistem din ENTSO-E. S-au utilizat date despre condițiile meteo din 34 de ani diferiți pentru a simula variația consumului și a producției în CEE, CEF. Pentru simularea variației producției în CHE s-au considerat trei variante pentru fiecare an din cei 34 menționați anterior: secetos, ploios, mediu.

Datele de intrare pentru România au fost aceleași cu cele utilizate intern în cadrul Transelectrica și în cadrul “*Studiului de adecvanță a SEN pe termen mediu și lung. Determinarea capacității și structurii de producție necesare*”, care a fost realizat de Tractebel Engineering SA în anul 2018.

Pentru România nu au rezultat probleme de adecvanță nici la 2020, nici la 2025, energia nelivrată (EENS) și probabilitatea de pierdere de sarcină (LOLE) fiind nule.

Pentru anul 2025 a fost realizată o analiză de sensibilitate în care s-a considerat că anumite centrale cu combustibili fosili se vor închide din cauza taxelor ridicate pe emisiile de CO<sub>2</sub>. Pentru România s-a considerat o reducere de capacitate de 1104 MW.

În acest caz pentru România a rezultat 0,2 GWh energie nelivrată (EENS) și o probabilitate de 0,44 ore/an de pierdere de sarcină (LOLE).

Constângerile de rețea au fost simulate prin intermediul valorilor NTC. Pentru anul 2020, pentru Europa de Vest s-a realizat o analiză de sensibilitate cu limite impuse pe anumite laturi critice de rețea. Pentru anul 2025 s-a realizat o analiză de sensibilitate în care s-a utilizat o metodă bazată pe circulații de puteri calculate pentru modelul de rețea european.



Rezultatele obținute în cadrul ENTSO-E sunt diferite de cele din studiul realizate de Tractebel Engineering SA și prezentate la capitolul 1.2 deoarece analizele pentru MAF au fost realizate la nivel pan-european iar schimburile de energie între țări au rezultat în urma simulărilor de piață pentru fiecare scenariu/an climatic, în funcție de capacitățile de interconexiune disponibile. În cadrul studiului realizat de Tractebel Engineering SA, soldul (export/import) României variază aleator în cazul Modelului Parametric și are o valoare constantă în cazul Modelului Scanner.

## 2. Analiza de adecvanță pe zone ale SEN

În cadrul acestui capitol este prezentată o analiză de adecvanță deterministă, la vârful de sarcină, pe zone din SEN delimitate de secțiuni caracteristice (S1-S7).

Pentru fiecare zonă este prezentat consumul la vârful de sarcină de iarnă, puterea disponibilă în unitățile de producere și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică astfel încât să fie îndeplinite criteriile de funcționare sigură a SEN. Limitele admisibile prin secțiunile caracteristice au fost calculate în cadrul studiului suport „*Analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET*” - Tractebel Engineering S.A. și au fost prezentate în Anexa D a Planului de Dezvoltare 2018-2027.

### 2.1 Secțiunea S1

Secțiunea 1 delimitează zona Oltenia excedentară din punct de vedere al raportului producție – consum este definită de următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Slatina – București Sud
- LEA 400 kV Urechești – Domnești
- LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu
- LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
- LEA 400 kV Țânțăreni (RO) – Kozlodui (BG) d.c. (1/2 circuite în funcțiune)
- LEA 220kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (linie nouă)
- LEA 400 kV Porțile de Fier (RO) – Djerdap (S)
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.)
- LEA 220 kV Craiova – Turnu Măgurele

În zona delimitată de secțiunea 1 se află RED de 110 kV Porțile de Fier II, Turnu Severin, Ișalnița, Craiova, Târgu Jiu, Reșița, Iaz, Grădiște, Drăgănești Olt.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în MW consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2018, 2022 și 2027.

Tabel 2.1

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2018	1099	3014	1915	4869	3140	3770
2022	1158	2955	1797	4927	2514	3769

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
<b>2027</b>	1139	2537	1398	4314	2367	3175

Se observă că zona este excedentară, cu o diferență mare între puterea disponibilă și consumul la vârf. Valorile limitelor admisibile sunt mai mici decât diferența dintre puterea disponibilă și consum acest lucru indicând faptul că nu se poate evacua toată puterea disponibilă din zonă.

Principalele centrale electrice din zona Oltenia sunt: CTE Turceni, CTE Rovinari, CTE Ișalnița, CTE Craiova, CHE Porțile de Fier I și II, hidrocentrale din amenajările Motru-Tismana, Olt, centrale eoliene din Banat, centrale fotovoltaice din Oltenia. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

## 2.2 Secțiunea S2

Secțiunea 2 este definită de următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Slatina – București Sud
- LEA 400 kV Urechești – Domnești
- LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov
- LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava (linie nouă) – etapa 2029
- LEA 220 kV Iernut – Ungheni circuit 1
- LEA 220 kV Iernut – Ungheni circuit 2 (400 kV)
- LEA 220 kV Craiova – Turnu Măgurele
- LEA 110 kV Iernut – CIC (d.c.)
- LEA 110 kV Iernut – Târnăveni (d.c.)
- LEA 400 kV Rahman (/Medgidia Sud) (RO)– Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (/Medgidia Sud) (RO) - Varna (BG)
- LEA 110 kV Mediaș – Copșa Mică
- LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz

În zona delimitată de secțiunea 2 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Muntenia, Argeș-Vâlcea, Brașov, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în MW consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2018, 2022 și 2027.

Tabel 2.2

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
<b>2018</b>	5380	5140	-240	9563	2819	4183
<b>2022</b>	5610	5555	-55	10262	2299	4652
<b>2027</b>	5869	7005	1136	11670	3279	5801

Zona este excedentară, limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum. Nu se poate evacua toată puterea disponibilă. La VSI 2018 și 2022 datorită condițiilor de piață de energie consumul este alimentat și prin aport de putere din restul sistemului.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 2 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, CET Galați, CET din București, OMV Brazi, hidrocentrale din amenajările Bistrița, Argeș, Olt, centrale eoliene din Dobrogea și Moldova, centrale fotovoltaice din Giurgiu etc. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

### 2.3 Secțiunea S3

Secțiunea 3 cuprinde Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia, definită de următoarele linii (V-E):

- LEA 400 kV Rahman (/Medgidia Sud) (RO) - Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (/Medgidia Sud) (RO) - Varna (BG)
- LEA 400 kV Gutinaș – Brașov
- LEA 400 kV Pelicanu– București Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiței– București Sud
- LEA 400 kV Suceava - Gădălin (linie nouă) – etapa 2029
- LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp (linie nouă)
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni
- LEA 110 kV Slobozia Sud– Dragoș Vodă
- LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
- LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni

În zona delimitată de secțiunea 3 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în MW consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2018, 2022 și 2027.

Tabel 2.3.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2018	1985	3113	1128	5527	2656	3542
2022	2058	3268	1210	5352	2817	3294
2027	2118	4698	2580	7403	3794	5285

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 3 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, CET Galați, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene din Dobrogea și

Moldova. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2027 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan –Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă –Gura Ialomiței - Stâlpu, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu.

## 2.4 Secțiunea S4

Secțiunea 4 delimitează – zona Transilvania de Nord, prin următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Mukacevo (UA) – Roșiori (RO)
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
- LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud (linie nouă)
- LEA 400 kV Suceava - Gădălin (linie nouă) – etapa 2029
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni
- LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia
- LEA 110 kV Chișinău Criș – Salonta
- CT 110 kV Vașcău
- LEA 110 kV Valea Crișului – Tușnad
- CT 110 kV Hoghiz
- LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș
- LEA 110 kV Câmpia Turzii - Ocna Mureș – Aiud
- LEA 110 kV Câmpia Turzii – Ocna Mureș - IMA – Aiud
- LEA 110 kV Blaj – Tăuni

În zona delimitată de secțiunea 4 se află RED de 110 kV din Gheorghieni, Fântânele, Ungheni, Luduș, Cluj, Bistrița Năsăud, Baia Mare, Oradea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în MW consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2018, 2022 și 2027.

Tabel 2.4.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2018	1256	515	741	1430	1171	174
2022	1329	720	609	1085	1171	-244
2027	1445	636	809	1336	1576	-109

Se observă că zona este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 4 sunt: CTE Iernut, hidrocentrale de pe amenajările Someș și Remeți-Munteni. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Zona delimitată de secțiunea 4 este deficitară și deci cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

## 2.5 Secțiunea S5

Secțiunea 5 delimitează zona Moldova prin următoarele linii:

- LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan – Gutinaș (linie nouă) - etapa 2024
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava (linie nouă) – etapa 2029
- LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest
- LEA 220 kV Gheorghieni – Stejaru
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 5 se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în MW consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2018, 2022 și 2027.

Tabel 2.5

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2018	1005	653	352	1059	708	54
2022	986	688	298	918	701	-68
2027	979	769	210	1366	685	387

Se observă că zona este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 5 sunt: CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

## 2.6 Secțiunea S6

Secțiunea 6 delimitează zona Dobrogea și o parte din Muntenia prin de următoarele linii:

- LEA 400 kV Rahman (/Medgidia Sud) (RO) - Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (/Medgidia Sud) (RO) - Varna (BG)
- LEA 400 kV Pelicanu – București Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiței– București Sud
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan – Gutinaș (linie nouă) - etapa 2024
- LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp (linie nouă)
- LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest
- LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud

- LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
- LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 6 se află RED de 110 kV din Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Medgidia, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în MW consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2018, 2022 și 2027.

Tabel 2.6.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
<b>2018</b>	980	2460	1480	4468	2728	3488
<b>2022</b>	1072	2580	1508	4434	2557	3362
<b>2027</b>	1139	3929	2790	6037	3675	4898

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 6 sunt: CNE Cernavodă, CET Galați, centrale eoliene din zona Dobrogea. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2027 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan –Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă –Gura Ialomiței - Stâlpu, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu.

## 2.7 Secțiunea S7

Secțiunea S7- Secțiunea Nord - Sud (Transilvania + Moldova + Crișana + Maramureș + Banatul de Nord), delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Săcălaz – Reșița (linie nouă)
- LEA 400 kV Timișoara – Reșița (linie nouă)
- LEA 400 kV Arad (RO) – Șandorfalva (HU)
- LEA 400 kV Nădab (RO) – Bekescsaba (HU)
- LEA 400kV Roșiori (RO) – Mukacevo (UA)
- LEA 400 kV Țițăreni – Sibiu Sud
- LEA 400 kV Bradu – Brașov
- LEA 400 kV Brazi Vest – Dârste
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan – Gutinaș (linie nouă)
- LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși
- LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Paroșeni
- LEA 110 kV Timișoara – Gătaia

- CT 110 kV Lugoj
- LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu – derivație Rușchița
- LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu
- CT 110 kV Brădișor
- CT 110 kV Valea Largă
- LEA 110 kV Costieni – Râmnicu Sărat
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 7 se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni, Luduș, Baia Mare, Bistrița Năsăud, Oradea, Arad, Timișoara, Deva, Paroșeni, Sibiu.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în MW consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2018, 2022 și 2027.

Tabel 2.7.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2018	3545	2209	1336	4582	1768	1037
2022	3703	2357	1346	4572	1670	869
2027	3863	2192	1671	4876	2707	1013

Se observă că la VSI consumul este acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Puterea disponibilă este mai mare decât consumul dar centralele CTE Mintia și CTE Paroșeni sunt mai scumpe și defavorizate de condițiile de piață de energie.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 7 sunt: CET Iași, CTE Mintia, CET Paroșeni, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2027 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan –Gutinaș, trecerea la 400 kV a axului de vest.

## 2.8. Concluzii

Majoritatea zonelor analizate sunt excedentare în sensul că puterea disponibilă este mai mare decât consumul, proiectele de dezvoltare a RET facilitând evacuarea producției de energie electrică.

Zona delimitată de secțiunea S4 este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă în condițiile în care nu sunt retrase echipamente din funcționare. În situații în care sunt retrase anumite echipamente din funcționare, pot apărea congestii de rețea.

Zona delimitată de secțiunea S4 este, deci, cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

Relizarea LEA 400 kV Suceava - Gădălin și reconductorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni - Fântânele contribuie la creșterea capacității de transfer prin secțiune.

Zona delimitată de secțiunea S5 este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Pentru zona delimitată de secțiunea S7, consumul este acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Puterea disponibilă este mai mare decât consumul, dar centralele CTE Iernut, CTE Mintia și CTE Paroșeni sunt mai scumpe și defavorizate de condițiile de piață de energie. Este deci recomandată dezvoltarea unor capacități de producție competitive în zona delimitată de secțiunea S7.

Limita admisibilă prin secțiunea S7 va crește în anul 2027 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan –Gutinaș, trecerea la 400 kV a axului de vest.

### **3. Adecvanța sistemului la vârful de sarcină – analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate**

În cadrul acestui capitol este prezentat un scenariu critic, în condițiile nerealizării grupurilor 3 și 4 la CNE Cernavodă până în 2027 conform previziunilor transmise inițial de SN Nuclearelectrica SA (PIF estimat: 2023-2024).

De asemenea, având în vedere dificultățile financiare, s-a considerat că nu se vor realiza grupurile noi funcționând pe gaz natural, estimate a fi puse în funcțiune până în 2022, la Arad (puterea netă disponibilă de 38 MW), Govora (3 TG cu puterea totală netă disponibilă de cca. 125 MW) și București (3 CC cu puterea totală netă disponibilă de 400 MW la Grozăvești, București Sud și Progresul).

Având în vedere consecințele potențiale ale evoluției prețului certificatelor de CO<sub>2</sub> asupra situației financiare a Complexului Energetic Oltenia S.A. (CE Oltenia), scenariul modelat a considerat și diminuarea, până la dispariția completă, a capacităților energetice din portofoliul CE Oltenia, considerate neutilizabile începând cu anul 2022. Tot neutilizabilă s-a considerat și capacitatea totală a CET Govora (cca. 180 MW) începând cu anul 2022, din considerente financiare, dar și datorită faptului că centrala este dependentă de resursa primară provenită de la CE Oltenia.

Capacitatea disponibilă la CET Drobeta s-a considerat 0 MW (în loc de 120 MW în 2022 și respectiv 70 MW în 2027) datorită declarării falimentului RAAN. În mod similar, datorită situației de insolvență de la CET Galați, cu riscul real de a intra în faliment, s-a considerat neutilizabilă (indisponibilă), capacitatea totală a centralei (cca. 350 MW) începând cu anul 2022.

De asemenea, dificultățile financiare și restricțiile impuse de conformarea la cerințele de mediu întâmpinate de CE Hunedoara, pot duce la funcționarea cu un singur grup disponibil (la Deva) pentru această perioadă.

Metodologia utilizată urmărește măsura în care capacitatea netă efectiv disponibilă în SEN poate acoperi consumul intern net la palierul de vârf de sarcină de iarnă pornind de la capacitatea netă instalată în SEN, din care s-au scăzut valori ale:

- reparațiilor planificate și accidentale;
- capacităților neutilizabile incluzând centralele electrice care au restricții tehnice, de mediu și legale, respectiv indisponibilitatea sursei primare de energie;



- serviciilor tehnologice de sistem.

Rezultatele arată că, începând cu anul 2022, primul an în care CE Oltenia nu ar mai avea niciun grup în funcțiune conform scenariului modelat, capacitatea lipsă la vârful de sarcină estimat este de aproximativ 1,8 GW în 2022 și respectiv 2,5 GW în 2027, la limita capacității de import a RET, ce va crește în timp, pe măsură ce se finalizează proiectele de investiții de interconexiune ale CNTEE Transelectrica SA, de la o valoare NTC de 1,8 MW în 2022, la 2,7 GW în 2027.

**Tabel 3.1.**

**Adecvanța parcului de producție din SEN - Analiza de sensibilitate**

	<b>Putere netă în SEN</b>	<b>2022 MW</b>	<b>2027 MW</b>
1	centrale nucleare	<b>1300</b>	<b>1300</b>
2	centrale termoelectrice conventionale	<b>6586</b>	<b>5966</b>
	• pe lignit	3193	2860
	• pe huilă	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2965	2678
3	resurse energetice regenerabile	<b>5100</b>	<b>5500</b>
	• eoliene	3400	3600
	• fotovoltaice	1500	1600
	• biomasă	200	300
4	centrale hidroelectrice	<b>6505</b>	<b>6532</b>
<b>5</b>	<b>Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]</b>	<b>19490</b>	<b>19298</b>
<b>6</b>	<b>Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)</b>	<b>12105</b>	<b>12119</b>
<b>7</b>	<b>Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]</b>	<b>7385</b>	<b>7178</b>
8	Consum intern net la vârful de sarcină	9185	9690
<b>9</b>	<b>Capacitatea lipsă în SEN (9=7-8)</b>	<b>-1799</b>	<b>-2512</b>

Acoperirea unei părți importante a consumului intern net prin import implică anumite riscuri legate de potențiala lipsă de resurse regionale în ceea ce privește capacitățile de producere a energiei electrice, ținând cont de soldul anual al țărilor din regiune, care, cu excepția Bulgariei și Cehiei, sunt net importatoare (Ungaria, Polonia, Croația, Serbia).

**În concluzie, închiderea activității la centralele pe cărbune, corelat cu nerealizarea grupurilor noi preconizate, are impact negativ asupra adecvanței și securității energetice la nivel național și chiar regional, efect multiplicat în ipotezele unor condiții meteorologice severe (iarnă geroasă), caracterizate de o creștere a consumului intern net și de lipsa sursei primare pentru centralele electrice (lipsă vânt/apă) și eventuale probleme în rețeaua de transport gaze naturale, situație în care capacitatea lipsă la vârful de sarcină depășește capacitatea de import a RET și, astfel, SEN nu mai dispune de resursele necesare acoperirii consumului de energie electrică, cu utilizarea la maxim a capacității transfrontaliere de import.**

#### **4. 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.

Transelectrica intenționează să analizeze necesitatea unor noi proiecte de injecție de putere din RET în RED în cadrul studiilor suport pentru Planul de Dezvoltare a RET 2020 – 2029. De asemenea Transelectrica a inițiat un dialog cu Operatorii de Distribuție pentru stabilirea de comun acord a acestor noi proiecte.

##### **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 debuclată 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 debuclată de cea din zona Alba Iulia.

##### **Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 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 debuclarea 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).

- LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab va contribui semnificativ la debrucarea rețelelor de 110 kV din zona de Nord-Vest a țării și reducerea tranzitelor de putere prin RED, dar nu are un impact semnificativ asupra pierderilor.
- Instalarea celui de-al doilea transformator de 400/110 kV de 250 MVA în stația Sibiu Sud va permite debrucarea rețelei de 110 kV din zona Sibiu de cele din zonele Alba Iulia și Brașov. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 4773 MWh anual pe termen mediu și cu 6060 MWh anual pe termen lung.

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

**Proiecte avute în vedere pentru viitoarele ediții ale Planului de Dezvoltare a RET** pentru care este necesară realizarea studiilor suport pentru perioada 2020-2029 și 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 AT în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui transformator 400/110 kV în stația București Sud;
- realizarea unor stații de injecție din RET în RED în zona București și închiderea inelului de 400 kV în zona București;
- 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;
- 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).

În urma consultării Operatorilor de Distribuție (OD), CNTEE Transelectrica SA a primit următoarele propuneri de proiecte:

- de la Delgaz Grid: nu au fost propuneri;

- de la Distribuție Energie Oltenia: o nouă stație de 400/110 kV în zona Căineni, jud. Vâlcea și racordarea acesteia în LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu pentru evacuarea puterii produse în CHE din zona Oltului mijlociu;
- de la SDEE Transilvania Nord: o nouă stație Bistrița 400/110 kV racordată în noua LEA 400 kV Suceava - Gădălin sau o stație în zona Dej și racordarea acesteia în sistem intrare-ieșire în LEA 220 kV Iernut - Baia Mare existentă;
- de la SDEE Muntenia Nord: dublarea unităților trafo/autotrafo în stațiile Teleajen, Stâlp, Focșani Vest, Filești unde în prezent există o singură unitate de transformare și indisponibilizarea ei duce la creșterea tranzitului de putere prin RED și construcția unei noi stații în zona Liești-Cudalbi pentru evacuarea energiei produse în CEE Gemenele, Cudalbi, Băleni.

Aceste propuneri vor fi analizate în cadrul studiilor suport pentru Planul de Dezvoltare 2020-2029 și se va colabora cu OD în vederea luării unor decizii finale.

## **5. Proiecte pentru pregătirea tranziției către rețele inteligente și digitalizarea RET**

### **5.1. Dimensiunea digitalizării în cadrul Companiei (viziune, obiective și acțiuni)**

Implementarea conceptului de digitalizare are ca suport Strategia în domeniul cercetării și inovării care consolidează viziunea Companiei în ceea ce privește modernizarea rețelei de transport.

Programul de transformare digitală a Companiei asigură operaționalizarea viziunii tuturor părților interesate în sensul implementării unei infrastructuri flexibile, deschise și interoperabile în cadrul unui portofoliu digital în care procesele tradiționale, în principal cele manuale, sunt eliminate sau digitalizate astfel încât informația să fie accesibilă în timp real.

#### **Obiectivele prevăzute a fi implementate se referă la următoarele ținte:**

- 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.);
  - 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;
- instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capacităților strategice în domeniul digitalizării (ex. cursuri de guvernare IT, cyber security, arhitecturi TOGAF etc.);
- demararea proiectelor de dezvoltare cu o mare componentă de inovare (ex. proiectul de stație digitală Alba Iulia, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management 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.

În cadrul Companiei digitalizarea este susținută prin următoarele documente și acțiuni:

- **Nivel strategic:**
  - **Viziune** – „Transelectrica va deveni un Operator de Transport și Sistem dinamic și inovator, recunoscut pe plan național și internațional pentru excelența tehnică, performanța financiară și abilitatea de a opera cu succes într-un mediu economic volatil. Este aspirația și angajamentul Companiei de a-și îndeplini în mod exemplar și responsabil misiunea de serviciu public, având la bază un sistem modern și eficient de infrastructură de transport, de conducere prin dispecer a SEN, integrând cele mai noi tehnologii disponibile: Smart Grid, protecția infrastructurilor critice etc.) și sprijinind dezvoltarea lor” (Planul de dezvoltare RET, Planul de administrare, Planul de management);
  - **Contribuții active la strategiile, politicile și standarde europene / internaționale / naționale** în calitate de membru/colaborator al organizațiilor internaționale și naționale: ENTSO-E, CIGRE, ACER, ANRE, ASRO etc.;
  - **Planul de dezvoltare a RET (2018-2027);**
  - **Strategia în domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027);**
  - **Programul de Transformare digitală a Companiei (2018-2027);**
  - **Strategia în domeniul managementului activelor:**
    - Metodologii de referință;
    - Standarde aplicabile;
    - Ghiduri de bună-practică;
- **Nivel tactic:**
  - **Strategia în domeniul mentenanței RET (2016-2025);**
  - **Politica în domeniul Smart Grid (2018-2027);**
  - **Politica tehnică în vederea digitalizării activelor RET;**
  - **Parteneriate cu furnizorii și producătorii de soluții și tehnologie:**
    - Sesiuni tehnico-științifice;
    - Sesiuni de prezentare produse, soluții și tehnologii;
    - Sesiuni de instruire și certificare personal pentru activitățile de exploatare și mentenanță;
    - Întâlniri comune privind analizele rezultatelor din exploatare și mentenanță;
  - **Parteneriate în domeniul cercetării și inovării:**
    - proiecte cu finanțare din surse proprii pentru necesitățile activităților de bază;
    - proiecte cu finanțare externă (europeană și non-europeană) pentru testarea și demonstrarea unor concepte, tehnologii și soluții noi;
- **Nivel operațional:**
  - Procedura Operațională privind fundamentarea, aprobarea și execuția Planului anual de Studii și Cercetări (coordonare unitară, prioritizare cheltuieli, convergență obiective specifice cu cele generale ale Companiei);

- Procedura Operațională privind bugetarea anuală a cheltuielilor;
- Programe anuale de investiții care conduc la modernizarea activelor Companiei utilizând tehnologii, echipamente și sisteme moderne;
- Programe anuale de dezvoltare și întreținere competențe pentru personalul Companiei;
- Sesiuni periodice de diseminare a informațiilor care susțin cercetarea și inovarea;
- Definirea și implementarea de portofolii de proiecte pilot care să consolideze deciziile manageriale și operaționale cu impact semnificativ asupra performanței Companiei;
- Standardizarea soluțiilor și sistemelor specifice activelor RET (norme tehnice interne specifice: teme de proiectare, specificații tehnice, portofoliu de teste și verificări, caiete de sarcini cadru etc.);
- Evaluarea performanței tehnologiilor noi implementate și a impactului acestora asupra indicatorilor de performanță ai Companiei.

Pentru susținerea Programului de Transformare Digitală, Compania asigură resurse umane, informaționale și financiare pentru ca:

- **inovarea** să fie promovată prioritar pentru activitățile de bază ale Companiei aducând plusvaloare prin digitalizarea proceselor, îmbunătățirea serviciilor și creșterea competențelor personalului;
- **cercetarea** din cadrul Companiei să se concentreze pe dezvoltarea următorilor piloni:
  - Parteneriate naționale și internaționale în domeniul cercetării fundamentale și cercetării tehnologice (observare principii de bază, formulare concepte privind tehnologiile, demonstrare experimentală concepte, validare tehnologii în laboratoare);
  - Parteneriate cu furnizorii de soluții și echipamente pentru demonstrațiile de produs / tehnologie (validare tehnologii în medii relevante și medii operaționale);
  - Parteneriate în cadrul unor proceduri concurențiale (pentru livrare și punere în funcțiune produse și soluții).
- personalul Companiei să participe la evenimente care au o componentă importantă de inovare și cercetare atât în cadrul național cât și internațional (ex. ENTSO-E, CIGRE, congrese, mese rotunde, simpozioane etc.) va include și desfășurarea proceselor de diseminare a cunoștințelor și elementelor de bună practică (knowledge sharing, spreading best practices etc.) în cadrul Companiei într-un mod integrat și reglementat;
- structurarea obiectivelor generale și specifice să se facă în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul cercetării și inovării;
- **finanțarea lucrărilor de cercetare și dezvoltare să fie asigurată prioritar atât din surse proprii cât și din alte surse** ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de rețea europeni (ex. programe de finanțare nerambursabilă, subvenții, grant-uri, parteneriate etc.).

**Acțiunile și activitățile cuprinse în portofoliul de inițiative din cadrul programului „Transformare digitală” (Digital Transformation) vizează creșterea performanțelor Companiei prin:**

- inovare în procesele operaționale și manageriale;
- inovare prin introducerea de tehnologii digitale;

- inovare prin introducerea de noi concepte care vor transforma modelul de afacere al companiei;
- dezvoltarea capacităților strategice ale Companiei (ex. personal, active strategice, structura, procese etc.).

**Obiectivele asociate Programului de Transformare digitală vor conduce la dezvoltarea capacităților digitale la:**

- **Nivel operațional:**
  - digitizare la nivelul activelor RET (utilizând standarde deschise Smart Grid pentru datele obținute din stațiile electrice, liniile electrice, sistemele și platformele expert etc.);
  - digitalizare la nivelul operare al activelor RET (utilizând standarde care asigură interoperabilitatea dintre componentele arhitecturii Smart Grid TEL);
  - mentenanța și modernizarea activelor existente care administrează informații și date (soluții și aplicații informatice cu arhitecturi hardware aferente care deservește un important grup de clienți interni și externi/susțin activitățile de bază ale Companiei);
- **Nivel organizație (enterprise):**
  - elaborarea și implementarea Arhitecturii Organizaționale (documentarea viziunii, misiunii, obiectivelor și strategiei IT, precum și transpunerea oficială a acestora în principalele procese operaționale și capacități IT);
  - asigurarea convergenței și interoperabilității nivelului operațional cu nivelul organizațional (ex. Enterprise Asset Management);
  - implementarea agendei digitale TEL 2018-2027 care să acopere “*end to end*” organizația (ex. proiecte care vizează digitizarea proceselor de management de proiect, sistemul de îmbunătățire a productivității referitoare la documente pentru găsirea, retragerea și distribuirea rapidă a documentelor stocate de organizație, soluții colaborative de tip mesagerie, videoconferințe, proiecte de infrastructură IT&TC, soluții de management al identității, soluții de securitate cibernetică, platforme/sisteme specifice îndeplinirii rolului de OTS etc.);
  - automatizarea proceselor repetitive care implică manualitate și sunt neproductive (prin proiecte punctuale de digitizare și digitalizare).

Digitizarea rețelei electrice de transport va asigura:

- dezvoltarea capacităților operaționale ale Companiei utilizând tehnologia informației;
- structurarea și valorificarea tipurilor de date digitale:
  - Date statistice;
  - Date structurate;
  - Date mari (big data).

**Îndeplinirea obiectivelor cuprinse în cadrul „Strategiei în domeniul cercetării și inovării” vor impacta aducând plusvaloare asupra următoarelor domenii:**

- viziunea strategică a Companiei;
- managementul activelor;
- îmbunătățirea portofoliului de indicatori de performanță (KPI);
- dezvoltarea capacităților cheie necesare operării rețelei;

- politica în domeniul capitalului uman;
- organizarea și funcționarea activității de cercetare și inovare după modelul ENTSO-E;
- valorificarea oportunităților de îmbunătățire a performanței Companiei;
- dezvoltarea competențelor pentru personalul Companiei;
- testarea și adoptarea de noi tehnologii, standarde, soluții, politici etc.;
- Politica Smart Grid;
- Politica de mentenanță și exploatare;
- dezvoltarea parteneriatelor cu deținătorii de tehnologii și soluții tehnice avansate.

## 5.2 Proiecte de monitorizare online pentru activele critice ale Companiei

1. Proiecte de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.): *“Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații”* se află în faza de derulare a contractului și instalare a acestora.

Proiectul mai sus menționat se află la poziția 58 din Anexa F2, vizând transformarea în rețele inteligente.

Durata propusă de realizare a investiției este de 48 luni, în 3 etape, din momentul semnării contractului astfel:

Tabel 5.1

Etapa 1 – în perioada 2019-2021

Nr. crt.	Stația	Denumire echipamente	Puterea
1	Focșani Vest	AT	200 MVA
2	Arad	T	250 MVA
3	Fundeni	AT1	400 MVA
4		AT2	400 MVA
5	Ghizdaru	AT1	200 MVA
6		AT2	200 MVA
7	Fundeni	BC	100 MVAR
8	Roșiori	BC	100 MVAR
9	Fântânele	AT	200 MVA
10	Iernut	AT1	400 MVA
11	Drăgănești Olt	T4	250 MVA
12	Arefu	AT1	200 MVA

Etapa 2 – în perioada 2021-2022

Nr. crt.	Stația	Denumire echipamente	Puterea
1	Paroșeni	AT	200 MVA
2	Turnu Măgurele	AT2	200 MVA
3	Cluj Est	T7	250 MVA

Etapa 3 – în perioada 2023-2024

Nr. crt.	Stația	Denumire echipamente	Puterea
----------	--------	----------------------	---------



1	Dumbrava	AT2	200 MVA
2	Alba Iulia	AT2	200 MVA
3	Urechești	BC	100 MVAR
4	Țânțăreni	BC	100 MVAR

Etapele a 2-a și a 3-a vor fi reactualizate în funcție de dinamica achizițiilor de unități de mare putere din stații prin re tehnologizarea stațiilor și achiziții directe.

2. ”Optimizarea funcționării unui număr de 14 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)”.

Prezentul proiect se referă la monitorizarea următoarelor LEA :

- 5 linii de evacuare putere din Cernavodă și centralele de energie regenerabilă:
  - LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței 1
  - LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței 2
  - LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu
  - LEA 400 kV Cernavodă – Medgidia Sud
  - LEA 400 kV Cernavodă – Constanța Nord
- 9 linii de interconexiune:
  - LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba
  - LEA 400 kV Arad – Sandorfalva
  - LEA 400 kV Reșița – Pancevo 1
  - LEA 400 kV Reșița – Pancevo 2
  - LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
  - LEA 400 kV Țânțăreni – Koslodui 1
  - LEA 400 kV Țânțăreni – Koslodui 2
  - LEA 400 kV Stupina - Varna
  - LEA 400 kV Rahman – Dobrudja

Implementarea acestui proiect este planificată în modul următor:

#### **Anul 2019**

- Nota conceptuală avizată;
- Tema de proiectare a fost avizată în luna august 2019;
- Elaborare SF – intern de către Atelierul de proiectare al CNTEE Transelectrica S.A.
- Elaborare caiet de sarcini achiziție servicii de proiectare (PTE + As-built), execuție lucrări, furnizare și montaj echipamente de monitorizare – intern de către CNTEE Transelectrica S.A. – DTEETN

#### **Anul 2020**

- Achiziție servicii proiectare (PTE + As-built), execuție lucrări, furnizare și montaj echipamente de monitorizare;

#### **Anul 2021**

- Proiectare (PTE + As-built) și execuție lucrări, furnizare și montaj echipamente de monitorizare pentru un număr de 4 LEA;

### **Anul 2022**

- Proiectare (PTE + As-built) și execuție lucrări, furnizare și montaj echipamente de monitorizare pentru un număr de 6 LEA;

### **Anul 2023**

- Proiectare (PTE + As-built) și execuție lucrări, furnizare și montaj echipamente de monitorizare pentru un număr de 4 LEA - finalizare investiție.

## **5.3 Proiecte de stații digitale**

“*Retehnologizare stația Alba Iulia 220/110 kV/MT*”: se află în momentul actual în stadiul de achiziție a serviciilor de studiu de fezabilitate și de proiectare, iar finalizarea preconizată a implementării acestuia este sfârșitul anului 2023.

Își propune realizarea primului proiect pilot de stație 100% digitală, prin aplicarea conceptelor și tehnologiilor aprobate prin „*Politica Companiei în domeniul Smart Grid 2018-2027*” și POLITICĂ TEHNICĂ privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul CNTEE Transelectrica S.A.

Proiectul mai sus menționat se află la poziția 21 din Anexa F2, vizând transformarea în rețele inteligente.

## **5.4 Proiecte având componenta de Cercetare-Inovare**

Acest tip de proiecte au la bază concepte sau idei din zona de cercetare-inovare și sunt puse în practică prin proiecte pilot, cuprinse în Planul de investiții (ca de exemplu: Retehnologizarea stație Alba Iulia, care va fi prima stație din România 100% digitală, monitorizarea LEA, monitorizarea unităților trafo) sau prin proiecte finanțate din fonduri europene prin axa Horizon 2020 din cadrul Comisiei Europene. Proiectele finanțate prin Horizon 2020, unde CNTEE Transelectrica S.A. este parteneră în cadrul consorțiilor sunt:

### **Proiectul European de cercetare CROSSBOW:**

CROSSBOW (Managementul prin interconexiuni al energiilor regenerabile și unităților de stocare în cadrul unei piețe angro transnaționale) este unul dintre cele mai mari proiecte de cercetare-inovare finanțate de către Comisia Europeană în cadrul Programului Orizont 2020, parte a tematicii H2020-LCE-2016-2017 (COMPETITIVE LOW-CARBON ENERGY), în cadrul topicului LCE-04-2017 - „*Demonstrarea integrării într-un sistem a tehnologiei rețelelor inteligente de transport și tehnologiilor de stocare, în condițiile creșterii ponderii energiilor din surse regenerabile*”.

Consortiul proiectului este format din 24 de parteneri (din 13 țări): 8 Operatori de Transport și Sistem din zona Europei de S-E, 1 Operator de Distribuție, 1 Centru Regional de Securitate, 2 Mari producători, 5 Universități, 6 Parteneri din industrie și o Asociație.

Proiectul a demarat în noiembrie 2017 și se află în faza de dezvoltare tehnologii, după definirea cerințelor “requirements” și cazurilor de utilizare “use cases”.

Transelectrica este unul dintre cei mai mari OTS, dintre cei 8 implicați, cu una dintre cele mai mature piețe, având un rol important în proiect, din punct de vedere al rețelei și al poziționării geografice.

La finalul celor 48 de luni, proiectul își propune să dezvolte și să găsească soluții de utilizare mai eficiente a liniilor de interconexiune, a producătorilor din surse regenerabile și a unităților de stocare distribuite în întreaga regiune balcanică (SEE Region), prin dezvoltarea a 9 produse. Acestea vor reprezenta noi opțiuni pentru actorii prezenți și viitori pe piețele de energie.

Transelectrica va participa în majoritatea pachetelor de lucru organizate, aducându-și aportul amplu în acest proiect de la care se așteaptă rezultate importante pentru ceea ce vor deveni sistemele electroenergetice în următorul deceniu.

### **Proiectul European de cercetare RESERVE:**

Sistemele electroenergetice europene sunt activ implicate în găsirea de soluții având în vedere utilizarea la scară tot mai largă a resurselor de energie regenerabilă, pentru realizarea obiectivelor de mediu asumate la nivel comunitar.

În cadrul programului de cercetare-inovare al Comisiei Europene, a fost lansată tema *RES (Renewable Energy Source) integration in the energy system (programul H2020-LCE-2016-2017, subiectul LCE-07-2016-2017 - Dezvoltarea tehnologiilor din generația următoare pentru energia electrică regenerabilă și pentru sisteme de încălzire /răcire)*, cu un buget de 5 milioane EURO. În cadrul acestui program, se înscrie și proiectul RESERVE, proiect care își propune investigarea de noi concepte privind stabilitatea sistemelor electroenergetice. Viitoarele sisteme energetice vor utiliza surse regenerabile de energie pentru a minimiza emisiile de CO<sub>2</sub>. În prezent generatoare mari alimentate de turbinele cu combustibili fosili mențin stabilitatea și calitatea alimentării cu energie prin inerția lor mecanică. Inerția din aceste grupuri generatoare-turbine oferă furnizorilor o fereastră de timp semnificativă în care au timp să reacționeze la evenimentele din rețea. În viitor, trebuie să se găsească urgent soluții pentru stabilitatea sistemelor energetice, chiar în condițiile utilizării până la 100% SRE (situații în care inerția este adesea pierdută din cauza convertoarelor statice de energie).

RESERVE va aborda această provocare prin cercetarea de noi concepte ale sistemului electroenergetic, implementate ca un nou sistem de servicii de sistem, care să permită reglajul distribuit și multinivel al sistemului electroenergetic, utilizând sistemul paneuropean de coduri de rețea.

Proiectul RESERVE a atras atenția evaluatorilor din cadrul Comisiei Europene prin subiectul de actualitate abordat, subiect la care contribuția Transelectrica este considerată foarte importantă, fiind singurul operator de transport al energiei electrice din proiect, care poate furniza date importante (valori măsurate de la echipamente PMU și profile de măsurare a energiei electrice pe intervale de un minut). Ca urmare, compania a fost invitată să facă parte din consorțiul proiectului. Proiectul a fost evaluat cu 14 puncte din maxim 15, obținând astfel finanțare integrală din fonduri europene.

Proiectul demarat în octombrie 2016 are o durată de desfășurare de trei ani și este coordonat de Ericsson GmbH (DE), iar membrii consorțiului sunt: TRANSELECTRICA (RO), Centrul Român al Energiei (RO), ESB Networks (IE), Flexible Elektrische Netze FEN GmbH (DE), Gridhound UG (DE), Rheinisch-Westfaelische Technische Hochschule Aachen (DE), Universitatea Politehnica din București (RO), University College Dublin (IE), Politecnico di Torino (IT), Waterford Institute of Technology (IE).

## **Proiectul European de cercetare FUTURE FLOW:**

Transelectrica face parte din consorțiul dedicat proiectului „FutureFlow” coordonat de Operatorul de Transport și Sistem din Slovenia (ELES), în cadrul programului finanțat de Comisia Europeană privind implementarea unei piețe competitive la nivel pan-European, cu realizarea ținutelor comunitare privind reducerea emisiilor, Horizon 2020 – ”*Call for competitive low-carbon energy*” la secțiunea “*Transmission grid and wholesale market*”.

Proiectul dispune de un buget de aproximativ 14 milioane de EURO, cu o perioadă de implementare de 4 ani și își propune să abordeze o serie de aspecte în contextul apariției noilor coduri de rețea privind echilibrarea sistemelor electroenergetice și creării unor piețe regionale de servicii de sistem.

Proiectul „FutureFlow” abordează domeniul de aplicare al reglajului secundar de frecvență, de la generare, la consum și va furniza performanță la nivel internațional acestei activități specifice sistemelor electroenergetice. Având în vedere acest obiectiv, partenerii proiectului „FutureFlow” explorează noi soluții pentru echilibrarea sistemului electroenergetic și gestionarea fluxurilor în rețeaua electrică europeană. Consumatorii "moderni" abordați de proiectul „FutureFlow” vor putea să își mărească sau să-și reducă consumul în câteva secunde și vor putea îndeplini astfel funcțiile de reglaj care sunt realizate astăzi, în principal, de centralele hidro și termo tradiționale.

Proiectul se adresează atât Operatorilor de Transport și de Sistem, cât și traderilor din piața de energie electrică și producătorilor de componente industriale și de comunicație pentru domeniul energiei electrice.

Din consorțiu fac parte mai multe companii precum și operatori de rețea din Europa, printre care:

- Slovenia: ELES - Operatorul de transport și de sistem, Elektro Energija (Retailer și operator VPP), EIMV (Institut cercetare-dezvoltare și proiectare), GEN-I (Retailer);
- Austria: APG - Operatorul de transport și de sistem, CyberGRID (companie ICT) și Verbund (Retailer și operator VPP);
- Germania: SAP (companie ICT);
- Franța: Gemalto (companie ICT);
- Danemarca: Landis&Gyr (companie ICT company);
- Ungaria: MAVIR – Operatorul de transport și de sistem;
- Serbia: EKC (companie ICT și consultanță);

Printre realizările proiectului, până la această dată, menționăm:

- Studiul piețelor de echilibrare la patru Operatori de Transport și Sistem, din punct de vedere al potențialului de reglaj, al caracteristicilor tehnice ale consumatorilor controlabili (Demand Response – DR) și al Producătorilor distribuți (Distributed Generation – DG). Studiu privind adaptarea pieței pentru participarea la reglajul secundar a centralelor eoliene mari și impactul erorilor de prognoză a producției de energie electrică din sursa eoliană în piața de reglaj secundar;
- Elaborarea arhitecturii generale a platformei Future Flow (FF) pentru activarea automată, în comun, a rezervei de reglaj secundar (aFRR) și identificarea legăturilor și implicațiilor asupra redispecerizării. Analiza integrării consumatorilor controlabili

(consumatori industriali, comerciali, platforme industriale cu autogenerare), dar și a surselor regenerabile cu puteri instalate mai mari de 1 MW.

- Identificarea rezervelor și a entităților participante, a proceselor care se vor elabora, a necesarului de date ce vor fi schimbate pentru reglajul secundar (aFRR) și a capacităților de redispecerizare;
- Identificarea cerințelor privind interacțiunile între platformele de agregare aFRR și analiza conceptelor de securitate cibernetică în transmisia datelor.

### **Proiectul European de cercetare INTERRFACE:**

Proiectul “*INTERRFACE – Interface aRchitecture to provide innovative grid services for an efficient power system*” din cadrul programului Horizon 2020 framework, pe axa LC-SC3-ES-5-2018-2020: TSO-DSO - Consumer: Large-scale demonstrations of innovative grid services through demand response, storage and small-scale (RES) generation, a fost unul din cele 2 proiecte aprobate de CE în vara anului 2018 pe această axă.

Proiectul are 42 de parteneri și se va desfășura pe parcursul a 48 de luni.

Proiectul își propune dezvoltarea și demonstrarea unei Arhitecturi de Servicii de Rețea Interoperabilă la nivel pan-European (ASRIE), care va deveni o interfață între sistemul electroenergetic (TSO & DSO) și clienți (consumatori) ce va permite operarea coordonată a acestora și procurarea serviciilor de către toți actorii implicați în acest lanț. În proiect vor fi dezvoltate și aplicate tehnologii de ultimă oră bazate pe “Blockchain” și “Big data management” ce vor aduce noi oportunități în Piața de energie, cu beneficii în zona de integrare a resurselor regenerabile, scăderea costurilor energiei electrice etc.

Proiectul va furniza următoarele componente de noutate:

- Noi servicii: reguli de piață, coordonare și alocare distribuită flexibilă din surse de energie distribuite;
- Tehnologii digitale: Internet of things, Big data management, Blockchain, Novel AI;
- Tehnologii avansate de comunicații și gestionare a informațiilor care vor ajuta modelul plug-and-play pentru diferite servicii și unelte într-o platformă IT care susține implementarea Arhitecturii de Servicii de Rețea Interoperabilă la nivel pan-European (ASRIE);
- Modele de date ce vor spori confidențialitatea acestora și vor avea o nouă structură, asigurând un schimb eterogen și unificat între diverși actori la nivel European;
- Schimbări și evoluții în rolurile actorilor în cadrul SEN: în special prin creșterea implicării, schimbarea rolului consumatorilor și a pieței de energie prin gestionarea necesităților și capacităților acestora.

## **6. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice**

### **6.1. Generalități**

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica S.A. are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare și anume:

- DIRECTIVA 2012/27/UE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a

Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE;

- DIRECTIVA (UE) 2018/2002 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 11 decembrie 2018 de modificare a Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică
- Legea 121/2014 - propusă pentru punerea în aplicare a Directivei 27/2012 privind eficiența energetică la utilizatorii finali și serviciile energetice, cu modificările și completările ulterioare;
- Planul National de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (P.N.A.E.E. IV 2017 – 2020);
- Legea 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Decizia ANRE nr. 366 din 6 martie 2019 privind aprobarea machetelor pentru declarația de consum total anual de energie și pentru chestionarul de analiză energetică a consumatorului de energie.

Din punct de vedere tehnologic, elementele avute în vedere la nivelul Companiei pentru promovarea măsurilor de creștere a eficienței energetice sunt:

- A. Reducerea cantităților de energie electrică pentru compensarea pierderilor din RET (CPT);
- B. Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea serviciilor proprii din stațiile electrice;
- C. Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea sediilor administrative;
- D. Reducerea consumului de energie termică pentru clădiri (atât prin reconsiderarea instalațiilor cât și prin creșterea eficienței energetice a clădirilor);
- E. Reducerea consumului de carburanți pentru auto.

CNTEE Transelectrica S.A. are în vedere accelerarea programului de investiții atât pentru reducerea CPT (aceasta fiind direcția preponderentă de creștere a eficienței energetice, coordonat cu creșterea siguranței funcționării) dar și modernizarea și re tehnologizarea stațiilor electrice existente și a clădirilor, cu introducerea unor sisteme pentru optimizarea consumurilor din serviciile interne în scopul creșterii siguranței funcționării dar și pentru scăderea consumului de energie. Astfel, direcțiile principale de acțiune în procesul de eficientizare energetică sunt:

1. Retehnologizarea și modernizarea stațiilor prin tehnologii cu nivel ridicat de fiabilitate și consumuri interne reduse.
2. Realizarea de linii electrice noi sau reconductorarea celor existente cu utilizarea unor materiale ce reduc pierderile Corona și/sau Joule.
3. Înlocuirea flotei de transformatoare și autotransformatoare, urmărind creșterea fiabilității acestora dar și reducerea pierderilor.
4. Realizarea de instalații pentru reglarea eficientă a tensiunii în SEN (bobine de compensare, dispozitive FACTS și automatizările aferente) și reducerea circulațiilor de putere reactivă.
5. Dotarea stațiilor Transelectrica cu sisteme de management energetic și, acolo unde este posibil, cu panouri fotovoltaice care să furnizeze o parte din energia necesară alimentării serviciilor interne.

6. Optimizarea utilizării energiei în sediile Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).

7. Pentru toate proiectele Companiei care vizează în principal sau implicit clădiri, se au în vedere încă din faza de proiectare măsurile necesare pentru respectarea cerințelor minime de performanță energetică a clădirilor (prin consumurile specifice pentru încălzire, climatizare, ventilare și producerea apei calde de consum).

Legea 121/2014 încadrează operatorii economici în diverse categorii din punct de vedere al consumului de energie final astfel încât, CNTEE Transelectrica S.A. se regăsește în categoria consumatorilor industriali cu peste 1000 tep (tone echivalent petrol), acest fapt datorându-se în cea mai mare parte consumului propriu tehnologic (CPT).

## 6.2 Conjunctura europeană

Sistemul Electroenergetic European se transformă rapid pentru a permite integrarea mai multor surse regenerabile, pentru a dezvolta flexibilitatea și a permite consumatorilor să joace un rol mai important. Pentru piețele de energie electrică, această tranziție înseamnă că tranzacționarea trebuie să se apropie mai mult de timpul real, adică mai aproape de livrare, respectând în același timp securitatea funcționării sistemului. Piețele naționale și regionale devin din ce în ce mai integrate spre o piață europeană comună. Noi jucători, precum agregatorii, operatorii de stocare și participanții la acțiuni de "răspuns la cerere", intră pe piață. Pe măsură ce sistemul se schimbă și integrarea avansează, este tot mai necesară promovarea unei echilibrări eficiente a sistemului energetic pentru a permite tranziția spre energie curată pentru toți europenii. Piețele de echilibrare eficiente vor asigura siguranța în alimentare la cel mai mic preț și pot aduce beneficii ecologice prin reducerea necesității de rezerve de putere activă.

*ETIP SNET - Strategia UE privind Uniunea Energetică are la bază 5 dimensiuni:*

1. *Siguranță, solidaritate și încredere*
2. *Completa integrare a pieței europene de energie*
3. *Eficiența Energetică*
4. *Protecția mediului și decarbonizare*
5. *Cercetare, dezvoltare, inovație și competitivitate*

Realizarea și dezvoltarea rețelelor inteligente pentru tranziția energiei, este o acțiune în slujba societății și care oferă protecția mediului.

Rețelele de energie, în special rețelele de energie electrică mai puternice și mai inteligente, interconectate cu rețelele de încălzire, gaze și transport, joacă un rol cheie în tranziția energetică, sprijinind, în același timp, securitatea aprovizionării și accesibilitatea.

Foaia de parcurs privind energia 2050 a Comisiei Europene și Strategia Uniunii Energiei sprijină pe deplin obiectivul decarbonizării economiei europene. Bazându-se pe Platforma tehnologică europeană anterioară privind viziunea SG (Smart Grids), Viziunea europeană privind energia pentru 2030 și Planul strategic pentru tehnologia energetică (SET), viziunea ETIP SNET pentru 2050 este: *Un sistem energetic paneuropean integrat cu un nivel scăzut de emisii de carbon, sigur, fiabil, rezistent, accesibil, rentabil și bazat pe piață, care alimentează întreaga economie și pregătește calea pentru o economie total neutră din punct de vedere al CO<sub>2</sub> și circulară până în*

*anul 2050, menținând și poziția de leader în sistemele energetice globale în timpul tranziției energetice.*

Foaia de parcurs pentru energie din 2011 a Comisiei Europene a stabilit patru căi principale pentru realizarea unui sistem energetic mai durabil, mai competitiv și mai sigur până în 2050:

- eficiența energetică,
- energia regenerabilă,
- energia nucleară și
- captarea și stocarea carbonului.

A combinat aceste rute în moduri diferite pentru a crea și analiza șapte scenarii posibile pentru 2050.

Concluziile analizei:

- Decarbonizarea sistemului energetic este fezabilă din punct de vedere tehnic și economic. Pe termen lung, toate scenariile care ating obiectivul de reducere a emisiilor sunt mai ieftine decât continuarea politicilor actuale.
- Creșterea ponderii energiei regenerabile și utilizarea mai eficientă a energiei sunt esențiale, indiferent de mixul energetic ales.
- Investițiile timpurii în infrastructură costă mai puțin, iar o mare parte din infrastructura din UE construită cu 30-40 de ani în urmă ar trebui înlocuită oricum. Înlocuirea imediată, cu alternative cu emisii scăzute de carbon, poate evita schimbările mai costisitoare în viitor. Potrivit Agenției Internaționale pentru Energie, investițiile în sectorul energetic realizate după 2020 ar costa de 4,3 ori mai mult decât cele realizate înainte de 2020.
- Se așteaptă ca abordarea europeană să conducă la costuri mai reduse și la alimentarea cu energie mai sigură, comparativ cu abordarea sistemelor naționale individuale. Cu o piață comună a energiei, energia poate fi produsă acolo unde este mai ieftină și livrată acolo unde este necesară.

Buna și coordonată funcționare a pieței pe ziua dinainte și a pieței de echilibrare, reprezintă cea mai importantă cale pentru obținerea mult necesarei flexibilități, necesară în mod complementar la energia intermitentă și variabilă eoliană și solară. Pentru a obține cele mai bune rezultate, aceste piețe vor fi deschise participării nu numai generatoarelor convenționale, dar și resurselor noi de flexibilitate, cum ar fi răspunsul la cerere și stocarea.

### **6.3 Proiecte de eficiență energetică**

Pentru stabilirea măsurilor privind creșterea eficienței energetice, se stabilesc planuri de acțiune bazate pe procedee de audit energetic pentru procese tehnologice și pentru clădiri.

Conform prevederilor legale, Transelectrica a început procedurile de auditare, astfel:

1. Audit energetic clădiri – etapa 1 - privește 50 de clădiri din patrimoniu. Este în curs de finalizare, fiind primite circa 25% din Rapoarte. Termenul de finalizare estimat de prestator este 31 octombrie 2019.
2. Audit energetic clădiri – etapa a 2-a - privește 120 de clădiri din patrimoniu. Este în curs de achiziție (pe SEAP).
3. Audit energetic tehnologic stații electrice – etapa 1. Au fost realizate audituri pentru



3 stații din RET.

4. Audit energetic tehnologic stații electrice – etapa a 2-a. Este în curs de stabilire strategia de contractare, avându-se în vedere foarte probabile modificări de legislație, în conformitate cu solicitările Comisiei Europene.

Strategia Companiei prevede preluarea măsurilor rezultate în urma procedurilor de auditare, în temele de proiectare ale proiectelor de investiții. În situații speciale (preponderent în zona de eficiență a clădirilor) acolo unde performanța energetică nu permite exploatarea în condiții acceptabile a clădirilor, se demarează proiecte specifice dedicate creșterii performanței energetice a clădirilor.

#### **Proiectele inițiate la nivelul Companiei pentru creșterea Eficienței Energetice:**

1. Proiect pilot Smart Grid- *Realizarea unei soluții de smart-grid de utilizare a energiei regenerabile și stocare pentru asigurarea unei soluții de alimentare de rezervă a serviciilor interne* – Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – în curs achiziția PT+CS, termen PIF estimat - 2021.
2. 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 – în curs achiziția SF. Termen PIF estimat - 2024.
3. Studiu privind posibilitățile de reducere a dezechilibrelor CPT în RET prin instalarea unor mijloace de stocare a energiei – în curs achiziția SF.
4. Utilizarea bateriilor Li-Ion pentru servicii interne în stațiile Transelectrica și flexibilizarea consumului aferent - în curs realizare studiu cu surse proprii.
5. Utilizarea sistemelor RTDS – Real Time Digital Simulation - în cadrul analizelor de sistem la nivelul CNTEE Transelectrica S.A. – în analiză oportunitatea și necesitatea.
6. Modernizarea clădirilor prin mijloace de termoizolare și realizarea unor instalații în tehnologii eficiente.

Totodată, sunt în curs și alte analize privind eficiența energetică precum:

- Oportunitatea instalării unui mijloc de compensare a puterii reactive în stația 400/220kV Porțile de Fier.
- Posibilitățile de deschidere a participării la piața serviciilor de sistem nu numai a generatoarelor convenționale, dar și pentru resursele noi de flexibilitate, cum ar fi răspunsul la cerere și stocarea.
- Înlocuirea parțială a flotei de autovehicule clasice cu autovehicule electrice.

#### **Proiecte de investiții care urmăresc și eficientizarea energetică**

Cea mai mare parte a proiectelor de investiții la nivelul Companiei privesc creșterea indicatorilor de siguranță în funcționare și creșterea capacităților de transport (extindere). În cadrul tuturor proiectelor de modernizare care privesc creșterea indicatorilor de siguranță în funcționare se are în vedere și creșterea eficienței energetice. Astfel de proiecte sunt clasificate pe termen scurt, mediu și lung și sunt prezentate în continuare.

## Proiecte de investiții aflate în derulare:

Următoarele proiecte au contracte de execuție semnate fiind în faza de derulare (la 31.05.2019):

- Extinderea stației electrice 400 kV Cernavodă, Etapa a II-a - Racordare linii noi;
- LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - Anina-Reșița;
- Înlocuire AT și trafo în stații electrice - etapa a 2-a - faza 2,
  - lot 1: AT1 200MVA Alba Iulia, AT1 200MVA Baia Mare 3, AT1 200MVA Ghizdaru, AT3 200MVA Târgoviște, AT1 200MVA Turnu Măgurele, AT1 200MVA Urechești, AT 200MVA Vetis, AT2 200MVA Cluj Florești
  - lot 2: Trafo 4 16 MVA Suceava, Trafo 4 16 MVA Oradea Sud, Trafo 1 de 16MVA și Trafo 2 de 25MVA FAI
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 Isaccea – Dobrudja în stația electrică 400 kV Medgidia Sud – etapa I – extinderea stației 400 kV Medgidia;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația electrică 400 kV Medgidia Sud - etapa a II-a - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația electrică 400/110/20 kV Domnești;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Turnu Severin Est;
- Retehnologizarea stației electrice 400 kV Isaccea Etapa I - Înlocuire bobine de compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Arefu;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Dumbrava;
- Modernizare stația electrică (400)220/110 kV Focșani Vest;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Ungheni;
- Retehnologizare stația electrică 400/110/20 kV Smârdan;
- Modernizare stația electrică 400 (220)/110/20 kV Munteni;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Craiova Nord;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Hășdat;
- Retehnologizare stația electrică 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa a II-a: Stația electrică 400 kV Timișoara;
- Retehnologizare stația electrică 220/110/ kV Iaz;
- Montare trafo T3 - 250 MVA în stația electrică 400/110 kV Sibiu Sud;
- Retehnologizare stația electrică 110 kV Medgidia Sud;
- Modernizare stația electrică 220 kV Oțelărie Hunedoara (ST Timișoara);

- AT2 400 MVA, 400/231/22 kV și a celulelor aferente în stația electrică Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației electrice 400/220/110/6 kV Iernut (ST Sibiu);
- Înlocuire componente sistem EMS/SCADA.

### **Proiectele noi de investiții pe termen mediu**

Pentru aceste proiecte au început demersurile de lansare a investițiilor dar încă nu au început lucrările (la 31.05.2019):

- Stația electrică 400 kV Stâlp și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen – Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV și lucrări de extindere în stațiile electrice 400 kV și 220 kV aferente, în stația electrică 400/220/110 kV Brazi Vest (AT);
- LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp – Stația electrică 400/110 kV Stâlp;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan;
- Retehnologizare stația electrică 220/110 kV Filești;
- Retehnologizarea stației electrice 220/110/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația electrică 400 kV Isaccea;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni - Fântânele (reconductorare);
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz - Arad – Etapa I - Stația electrică 400/220/110 kV Reșița;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz - Arad – Etapa II - LEA 400 kV Reșița – Timișoara - Săcălaz;
- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro;
- Înlocuirea AT3-ATUS-SF 400/231/22 kV din stația electrică 400/220 kV Porțile de Fier;
- Extinderea stației electrice 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și Stâlp;
- Proiect pilot Smart Grid: *Realizarea unei soluții de Smart-grid de utilizare a energiei regenerabile și stocare pentru asigurarea unei soluții de alimentare de rezervă a serviciilor interne;*
- Modernizare electroalimentare la sediile UnO – DEN.

### **Retehnologizări și modernizări stații pe termen lung**

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 a instalațiilor și importanța stațiilor:

- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET (ST Craiova);

- Stația electrică de 220 kV Ostrovu Mare (ST Craiova);
- LEA 400 kV Gădălin – Suceava;
- LEA 400 kV Suceava – Bălți;
- LEA 400 kV Constanța Nord - Medgidia Sud;
- Axul Banat etapa III – LEA Timișoara – Săcălaz- Arad;
- Retehnologizare stația electrică 110 kV Săcălaz (corelat cu lucrările la axul de vest);
- Retehnologizare stația electrică 220/110 kV/MT Alba Iulia;
- Retehnologizare stația electrică 400/110 kV Dârste;
- Retehnologizare stația electrică 400/110 kV Pelicanu;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Calafat;
- Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Fântânele;
- Marirea capacității de transport pe LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu;
- Înlocuiri AT și T în stații – etapa a 3-a:
  - :
  - AT 220/110 kV 200 MVA în stațiile electrice Suceava, Dumbrava, FAI, Târgu Jiu Nord, Sărdănești, Grădiște,;
  - AT 100MVA 220/110kV Tihău,
  - Trafo 110/20 kV 40 MVA în stațiile electrice Cluj Est, Târgu Jiu Nord;
  - Trafo 110/20 kV 25 MVA în stațiile electrice Cluj Florești, Sălaj, Câmpia Turzii, Turnu Severin Est;
  - Trafo 110/20 kV 20 MVA în stația electrică Turnu Severin Est;
- Modernizare/inlocuire sistem comandă – control - protecție în următoarele stații electrice: 220/110/20 kV Ghizdaru , 220/110 kV Drăgănești Olt, 220/110 kV Grădiște, 220/110 kV Calafat, 220/110/20 kV Fântânele, 400 kV Cernavodă, 220/110/10 kV Fundeni, 220/110 kV Paroșeni, 400 kV Țânțăreni, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400/220/110 kV/MT Urechești, 400 kV Nădab, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 400/220/110 kV București Sud, 220/110 kV Turnu Măgurele, 220/110/20 kV Gheorghieni, 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Târgoviște, 400/110/20 kV Oradea Sud, 220/110 kV Pestiș.

## **7. Asigurarea siguranței și continuității în alimentare a zonei metropolitane București**

În prezent, ca urmare a condițiilor specifice de dezvoltare economică, Municipiul București și județul Ilfov ating împreună un consum de până la 15 % din consumul de energie electrică la nivel național, reprezentând cea mai concentrată zonă de consum de energie electrică din țară. Creșterea consumului de energie electrică din ultimii ani, respectiv dezvoltarea prognozată pentru următorii ani, conduc la necesitatea dezvoltării infrastructurii rețelei electrice de transport aferentă zonei București.

Dacă în prezent alimentarea cu energie electrică se efectuează prin intermediul a trei stații electrice de transport aflate la periferie (București Sud, Domnești și Fundeni), se impune ca pe termen mediu și lung să se dezvolte rețeaua electrică prin realizarea cel puțin a unei stații electrice de transport de injecție în centrul de consum al Municipiului București, racordată la stațiile existente prin intermediul unor cabluri electrice.

Luând în considerare și celelalte aspecte specifice ale zonei: concentrarea foarte mare a consumului, existența consumatorilor cu un grad ridicat de sensibilitate la întreruperi în alimentare, numărul ridicat de cabluri, respectiv probleme legate de volumul energiei reactive etc., casările grupurilor generatoare din București și dezvoltarea parcului de producție din Dobrogea având drept consecință creșterea fluxurilor de putere care tranzitează stațiile care alimentează orașul București, în această zonă este necesară realizarea unor proiecte de întărire/dezvoltare a RET-RED, precum închiderea inelului de 400 kV al zonei București.

Transelectrica are în vedere realizarea următoarelor proiecte pe termen scurt:

- flexibilizarea stației 220/110 kV Fundeni pentru creșterea siguranței în alimentare a consumatorilor din zona de Nord - Est a Bucureștiului și instalarea unui nou AT 220/110 kV 200 MVA;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în Stația București Sud.

Pentru dezvoltarea rețelei pe termen mediu și lung Transelectrica analizează următoarea soluție de realizare a inelului de 400 kV al zonei București: *realizarea unei linii electrice de 400 kV de la stația electrică de transport București Sud la stația electrică Domnești sau Brazi Vest, inclusiv cu realizarea unei stații noi de transport în zona de Nord - Est a Municipiului București în localitățile Voluntari, Otopeni sau Tunari.*

Este necesar un studiu suport pentru Planul de Dezvoltare a RET care să ia în considerare ipoteze actualizate de evoluție a consumului de energie electrică, a parcului de centrale electrice și a rețelelor electrice de transport și de distribuție și care să determine, să fundamenteze și să prezinte în detaliu soluția optimă de dezvoltare a RET în zona București, care să confere siguranță în alimentarea consumatorilor. În urma acestui studiu se vor stabili termenele de implementare și puterea necesară a noilor unități de transformare din stațiile electrice Fundeni și București Sud.

Transelectrica a achiziționat prin licitație deschisă "*Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani*". Acest studiu se va finaliza la începutul anului 2020.

Transelectrica colaborează cu Prefectura București, cu Primăria Municipiului București și cu Primăriile localităților învecinate pentru stabilirea amplasamentului optim al noii stații electrice în zona de Nord - Est și a traseelor liniilor electrice necesare pentru realizarea inelului de 400 kV.

Transelectrica a colaborat cu E-Distribuție Muntenia pentru realizarea caietului de sarcini și pentru stabilirea datelor de intrare necesare realizării studiului (prognoză de evoluție a consumului și a rețelei de distribuție). Stația de transport de injecție în rețeaua de distribuție trebuie agreată de E-Distribuție Muntenia.

În paralel cu proiectul de închidere a inelului de 400 kV al zonei București, Transelectrica intenționează realizarea unei stații electrice de transport de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

Ultimele ediții ale Planului de Dezvoltare a RET pe 10 ani (emise în 2016 și 2018) prevăd la secțiunea proiecte care vor fi realizate în funcție de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul părților interesate:

- Stația Grozăvești 400 kV/110 kV racordată prin LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozăvești și LEC 400 kV s.c. București Sud - Grozăvești (288 mil. lei);
- Stația Filaret 400 kV/110 kV racordată prin LEC 400 kV d.c. Filaret - Grozăvești și LEC 400 kV Filaret - București Sud (30 mil. lei).

Având în vedere faptul că demersurile pe care CNTEE Transelectrica S.A. le-a întreprins în anul 2016 pentru dobândirea drepturilor de folosință a unui teren situat în București, zona Grozăvești, asupra căruia SC ELCEN București S.A. deține titlu de proprietate, nu s-au soluționat cu un răspuns favorabil, este necesară reluarea discuțiilor.

După finalizarea studiului care va stabili soluția optimă de dezvoltare a RET și după clarificarea posibilităților de obținere a terenurilor necesare pentru noile stații de transport 400/110 kV Grozăvești și Voluntari (Otopeni sau Tunari - zona de Nord - Est a Bucureștiului), proiectele respective se vor include în Planul de Dezvoltare și se va trece la realizarea studiilor de fezabilitate.

## **8. Analiza impactului întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a unor proiecte**

În cadrul Studiului privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2018-2022-2027) a fost analizat impactul întârzierii punerii în funcțiune a proiectelor.

Analizele au fost efectuate pentru fiecare proiect pe modelele de rețea corespunzătoare orizontului de timp la care proiectul respectiv ar fi trebuit să fie în funcțiune conform Planului de Dezvoltare în vigoare la vremea respectivă (Planul de Dezvoltare 2016-2025).

Pe regimurile de dimensionare a RET s-a verificat criteriul N-1 și pentru stația Cernavodă 400 kV s-a verificat criteriul N-2.

### **8.1 LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița**

Analizele au fost efectuate pe modelul de rețea pentru 2018 în care s-a considerat stația Reșița 400 kV realizată și LEA 400 kV Reșița - Pancevo în funcțiune.

Acest model de rețea s-a bazat pe faptul că în Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat de punere în funcțiune pentru LEA 400 kV Reșița - Pancevo era 2017 iar pentru LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, termenul era 2018.

A rezultat că, dacă la 2018 nu se realizează LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, în regimul de dimensionare cu puterea maximă produsă în CHE din secțiunea 1, apar suprasarcini la verificarea criteriului N-1, fiind necesare reduceri mai mari ale puterii din CHE Porțile de Fier (față de situația cu linia în funcțiune).

Regimul de dimensionare a fost realizat în următoarele variante:

VSI 1 - VSI cu evacuarea puterii spre București

VSI 2 - VSI cu evacuarea puterii spre București și sensibilitatea fără CTE Mintia și CET Paroșeni

VSI 3 - VSI cu evacuarea puterii spre Banat

VSI 4 - VSI cu evacuarea puterii spre Banat și sensibilitatea fără CTE Mintia și CET Paroșeni

VDV 1 - VDV cu evacuarea puterii spre București

VDV 2 - VDV cu evacuarea puterii spre București și sensibilitatea fără CTE Mintia

VDV 3 - VDV cu evacuarea puterii spre Banat

VDV 4 - VDV cu evacuarea puterii spre Banat și sensibilitatea fără CTE Mintia

Cele mai reprezentative contingențe care necesită reduceri de putere în situația cu LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița realizată:

<b>Regimul</b>	<b>Contingența</b>	<b>Element sensibil</b>	<b>[%] / kV</b>	<b>Reducere de putere [MW]</b>
VSI 1	-	-	-	-

<b>Regimul</b>	<b>Contingenta</b>	<b>Element sensibil</b>	<b>[%] / kV</b>	<b>Reducere de putere [MW]</b>
VSI 2	-	-	-	-
VSI 3	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1 LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	AT 400/220 kV Reșița	104,3	148 MW în CHE Porțile de Fier II
VSI 4	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1 LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	AT 400/220 kV Reșița	104,7	161 MW în CHE Porțile de Fier II
VDV 1	-	-	-	-
VDV 2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&c2	101,2	29 MW în CHE Porțile de Fier II
VDV 3	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	102,4	
	LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&c2	107,4	166 în CHE Porțile de Fier II
	LEA 220 kV Reșița – Timișoara c1 LEA 220 kV Reșița – Timișoara c2	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord	112,8	344 în CTE Rovinari (max 616 MW produși)
VDV 4	LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&c2	107,7	175 în CHE Porțile de Fier II
	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	102,6	
	LEA 220 kV Reșița – Timișoara c1 LEA 220 kV Reșița – Timișoara c2	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord	118,3	456 în CTE Rovinari (max 504 MW produși)

Cele mai reprezentative contingente care necesită reduceri de putere în situația în care LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița nu este realizată:

<b>Regimul</b>	<b>Contingenta</b>	<b>Element sensibil</b>	<b>[%] / kV</b>	<b>Reducere de putere [MW]</b>
VSI 1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	101,6	40 în CHE Porțile de Fier II
VSI 2	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	104,8	122 în CHE Porțile de Fier II
VSI 3	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	113	321 în CHE Porțile de Fier II
VSI 4	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	112,1	296 în CHE Porțile de Fier II
	LEA 220 kV Reșița – Timișoara c1 LEA 220 kV Reșița – Timișoara c2	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord	109,5	351 în CTE Rovinari (max 609MW produși)
VDV 1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	133,8	572 în CHE Porțile de Fier II
VDV 2	-	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&c2	101,2	29 în CHE Porțile de Fier II
	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	137,5	633 în CHE Porțile de Fier II
VDV 3	-	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&c2	107,4	166 în CHE Porțile de Fier II
	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	145,9	774 în CHE Porțile de Fier II

Regimul	Contingenta	Element sensibil	[%] / kV	Reducere de putere [MW]
	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1 LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord	117,7	450 în CTE Rovinari (maxim 510 MW produși)
VDV 4	-	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&c2	107,7	175 în CHE Porțile de Fier II
	-	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Paroșeni	102,8	
	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	146,4	780 în CHE Porțile de Fier II
	LEA 220 kV Reșița – Timișoara c1 LEA 220 kV Reșița – Timișoara c2	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord	122,7	565 în CTE Rovinari (maxim 395 MW produși)

Amânarea termenului de punere în funcțiune al LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița conduce în primul rând la apariția suprasarcinii (la VSI), respectiv la creșterea suprasarcinii (la VDV) de pe LEA d.c 220 kV Porțile de Fier – Reșița, implicând astfel reduceri mai mari ale puterii din CHE Porțile de Fier (față de situația cu linia în funcțiune) pentru eliminarea acestor suprasarcini. De asemenea, în regimurile cu evacuarea puterii spre zona Banat se evidențiază creșterea suprasarcinii (la VSI, respectiv VDV) de pe LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Paroșeni în regimul cu N -1 elemente în funcțiune care necesită reduceri mai mari de putere în CTE Rovinari pentru eliminarea acestora.

Amânarea termenului de punere în funcțiune al LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița conduce, de asemenea, la creșterea pierderilor din secțiunea S1 între 6,7 MW și 11,8 MW în funcție de palierul analizat.

## 8.2 Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) și a LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud

Analizele au fost efectuate pe modelul de rețea pentru 2018 și s-a considerat puterea instalată în CEE 2819,5MW în secțiunea S6. În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat de punere în funcțiune pentru racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) și a LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud era 2018.

Amânarea termenului de punere în funcțiune a racordării celor două linii de interconexiune (cu Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud conduce la toate paliere analizate (VSI, VDV și GNV) la o creștere a fluxului de putere spre zona București și la necesitatea limitării producției în CEE.

Considerând CEE cu 90% din puterea instalată la VSI (și la VDV) se evidențiază apariția unui regim divergent la deconectarea LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea. La palierul VSI considerând CEE cu 90% din puterea instalată este necesară limitarea puterii evacuate din centralele eoliene din zonele Medgidia și Constanța de la 2213 MW (90 % din 2459 MW instalați) la 2074 MW (84,4%).

La VDV, considerând CEE cu 70% din puterea instalată, apar în regimuri cu N – 2 elemente în funcțiune în CNE Cernavodă 400 kV, suprasarcini pe LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței de cca. 23% (și la palierul GNV de cca. 7%), dar și pe LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu de 4% și LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea de 9,8%, pentru eliminarea cărora este necesară limitarea



puterii evacuate din centralele eoliene din secțiunea S6 la VDV la maxim 1258 MW (44,6%), respectiv la GNV la maxim 1772 MW (62,8%). Aceste suprasarcini dispar dacă este realizată racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud.

La VDV, considerând CEE cu 90% din puterea instalată apar regimuri divergente la toate regimurile N – 2 elemente în funcțiune în stația Cernavodă 400 kV. Pentru eliminarea acestor regimuri divergente este necesară limitarea puterii evacuate din centralele eoliene din secțiunea S6, la VDV la 1258 MW (44,6% din puterea instalată de 2819,5 MW).

În concluzie amânarea acestui proiect duce la limitări ale puterii produse în CEE la:

- 2074 MW în zonele Medgidia și Constanța la VSI,
- 1258 MW în S6 la VDV,
- 1772 MW în S6 la GNV.

Amânarea termenului de punere în funcțiune a racordării celor două linii de interconexiune (cu Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud conduce, de asemenea, la creșterea pierderilor din secțiunea S6 între 4,7 MW și 14 MW în funcție de palierul analizat.

### **8.3 Instalarea AT2 400/220 kV Iernut**

A fost analizat impactul întârzierii instalării AT2 Iernut pe modelul de rețea pentru 2022. În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat de punere în funcțiune pentru acest proiect era 2019.

Regimurile de dimensionare au fost realizate pentru secțiunea S4 care este deficitară.

La VSI în situația fără AT2 Iernut, dacă CTE Iernut este oprit, la declanșarea LEA 400 kV Iernut - Gădălin se supraîncarcă AT 400/220 kV Iernut existent la 102,6%.

Este necesară menținerea CTE Iernut cu producție de cel puțin 50 MW și a CHE încărcate cel puțin ca în RMB (292 MW).

La palierele analizate (VSI și VDV), în regimul cu N elemente în funcțiune, considerarea a două AT 400 MVA 400/220 kV în stația Iernut conduce la o scădere nesemnificativă a pierderilor de putere în zona analizată (până la maxim 0,8 MW).

### **8.4 LEA d.c. (1 circuit echipat) 400 kV Smârdan - Gutinaș**

A fost analizat impactul întârzierii realizării LEA d.c. (1 circuit echipat) 400 kV Smârdan - Gutinaș, pe modelul de rețea pentru 2022. În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat de punere în funcțiune pentru acest proiect era 2020.

La VDV, în regimul de dimensionare pe S6 cu 90% producție în CEE, în lipsa noii LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, LEA 220 kV Filești - Barboși se încarcă la 114,2% la declanșarea LEA existentă 400 kV Smârdan - Gutinaș. Pentru eliminarea suprasarcinii este necesară reducerea puterii produse în CEE de la 2697,8 MW la 2314 MW (77,2% din puterea instalată de 2997,5 MW).

Realizarea noii LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș contribuie și la scăderea suprasarcinilor pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței (de la 107,3% la 100,7%) apărute în urma declanșării simultane a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu și Cernavodă - Medgidia Sud (verificarea criteriului N-2 pentru liniile din stația 400 kV Cernavodă).

La GNV, în regimul de dimensionare pe S6 cu 90% producție în CEE, în lipsa noii LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, LEA 220 kV Filești - Barboși se încarcă la 107,7% la declanșarea LEA existentă 400 kV Smârdan - Gutinaș. Pentru eliminarea suprasarcinii este necesară reducerea puterii produse în CEE de la 2697,8 MW la 2458 MW.

La palierele analizate (VSI, VDV și GNV), în regimul cu N elemente în funcțiune, considerarea punerii în funcțiune a LEA 400 kV d.c (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș conduce la o scădere semnificativă a pierderilor de putere în zona analizată, între 3 MW și 8,7 MW, în funcție de palierul analizat.

LEA nouă 400 kV Smârdan – Gutinaș a rezultat ca fiind necesară și la analizarea palierului VDV 2018, regim de dimensionare pentru S3 cu 90% producție în CEE când a apărut suprasarcină de 106% pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței în urma declanșării simultane a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu și Cernavodă - Medgidia Sud (verificarea criteriului N-2 pentru liniile din stația 400 kV Cernavodă). Până la realizarea acestor întăriri de rețea suprasarcina se poate elimina prin limitarea puterii evacuate din CEE de la 2627,8 MW la 2412 MW (82,6% din puterea instalată de 2919,8 MW).

De asemenea, LEA nouă 400 kV Smârdan – Gutinaș a rezultat ca fiind necesară la analizarea palierului VDV 2018, regim de dimensionare pentru S6 cu 90% producție în CEE când a apărut suprasarcină de 103,8% pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței în urma declanșării simultane a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu și Cernavodă - Medgidia Sud (verificarea criteriului N-2 pentru liniile din stația 400 kV Cernavodă) și în plus suprasarcină pe LEA 220 kV Filești - Barboși de 110,3% la declanșarea LEA 400 kV existentă Smârdan - Gutinaș. Până la realizarea acestei întăriri de rețea suprasarcina se poate elimina prin limitarea puterii evacuate din CEE de la 2537,6 MW la 2266 MW (80,4% din puterea instalată de 2819,5 MW).

La analizarea palierului GNV 2018, regim de dimensionare pentru S6 cu 90% producție în CEE a apărut suprasarcină pe LEA 220 kV Filești - Barboși de 101,8% la declanșarea LEA 400 kV existentă Smârdan - Gutinaș. Până la realizarea LEA nouă 400 kV Smârdan – Gutinaș, suprasarcina se poate elimina prin limitarea puterii evacuate din CEE de la 2537,6 MW la 2488 MW (88,3% din puterea instalată de 2819,5 MW).

## **8.5 LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp**

A fost analizat impactul întârzierii realizării acestui proiect, pe modelul de rețea pentru 2022. În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat de punere în funcțiune pentru LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și pentru trecerea la tensiunea de 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp era 2020.

La VDV, în regimul de dimensionare pe S6 cu 90% producție în CEE, în lipsa LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp, apare o suprasarcină pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței de 107,3% în urma declanșării simultane a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu și Cernavodă - Medgidia Sud (verificarea criteriului N-2 pentru liniile din stația 400 kV Cernavodă). Suprasarcina se poate elimina prin limitarea puterii evacuate din CEE de la 2697,8 MW la 2458 MW (82% din puterea instalată de 2997,5 MW).

La palierele analizate (VSI, VDV și GNV), în regimul cu N elemente în funcțiune, considerarea punerii în funcțiune a LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și a trecerii la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp conduce la o scădere

semnificativă a pierderilor de putere în zona analizată, între 8,6 MW și 24,2 MW, în funcție de palierul analizat.

### 8.6 LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord

A fost analizat impactul întârzierii realizării acestui proiect pe modelul de rețea pentru 2022. În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat de punere în funcțiune pentru LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord era 2022.

Eficiența LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord depinde de dezvoltarea CNE Cernavodă și a CEE din zona județului Constanța.

La palierele analizate (VSI, VDV și GNV), în regimul cu N elemente în funcțiune, amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord conduce la o creștere a pierderilor de putere în zona analizată, între 0,6 MW și 3,7 MW, în funcție de palierul analizat.

### 8.7 Trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița - Timișoara –Săcălaz – Arad

A fost analizat impactul întârzierii realizării acestui proiect pe modelul de rețea pentru 2027. În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat pentru trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița - Timișoara –Săcălaz – Arad era 2023.

Regimul de dimensionare pentru S1 a fost realizat în următoarele variante:

VDV 1 - VDV cu evacuarea puterii spre București

VDV 2 - VDV cu evacuarea puterii spre Banat

Cele mai reprezentative contingențe care necesită reduceri de putere în situația în care trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița - Timișoara –Săcălaz – Arad nu este realizată:

Regimul	Contingența	Element sensibil	[%] / kV	Reducere de putere [MW]
VDV 1	LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&2	107,5	
	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c2	103,6	164 MW din CHE Porțile de Fier I
	LEA 220 kV Timișoara – Reșița c1	LEA 220 kV Timișoara – Reșița c2	122,5	352 MW din CHE Porțile de Fier I
VDV 2	-	LEA 220 kV Timișoara – Reșița c1 și c2	102	
	-	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Poroșeni	110,3	415 MW în CTE Turceni (maxim 845 MW produși)
	LEA 400 kV Sibiu Sud - Mintia	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Poroșeni	137,2	992 MW în CTE Turceni (maxim 268 MW produși)
	LEA 220 kV Timișoara – Reșița c1 și c2	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Poroșeni	141,6	
	LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița c1&2	122,6	519 MW din CHE Porțile de Fier I
	LEA 220 kV Timișoara – Reșița c1	LEA 220 kV Timișoara – Reșița c2	157,4	1004 MW din CHE Porțile de Fier I (maxim 162 MW produși)

Amânarea termenului de punere în funcțiune al LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara - Săcălaz – Arad conduce, de asemenea, la creșterea pierderilor între 14 MW și 27,4 MW în funcție de regimul analizat.

### **8.8 Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni - Fântânele**

În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat pentru mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni - Fântânele era 2020.

Din analiza regimurilor de dimensionare pe modelul de rețea pentru 2022 au rezultat următoarele:

La VDV, în regimul de dimensionare pe S3, supraîncărcarea LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni (de până la 137% la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut) necesită limitarea puterii produse în CEE până la 1795 MW (57% din puterea instalată în zonă de 3156 MW). În regimul de dimensionare pe S6 supraîncărcarea LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni (de până la 110,2% la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut) necesită limitarea puterii produse în CEE până la 2126 MW (71% din puterea instalată în zonă de 2998 MW).

Necesitatea măririi capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni apare și în cadrul analizelor efectuate pentru 2018 la VDV pe regimurile de dimensionare pentru S3.

Din analiza regimurilor de dimensionare pe modelul de rețea pentru 2027 a rezultat la VDV pentru S3 că LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni se supraîncarcă la 105,3% la declanșarea LEA 400 kV Suceava - Gădălin deci reconductorearea acestei linii este necesară chiar dacă se realizează LEA 400 kV Suceava - Gădălin.

### **8.9 LEA 400 kV Gădălin – Suceava**

În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat pentru LEA 400 kV Gădălin – Suceava era 2023.

Realizarea LEA 400 kV Suceava - Gădălin este neapărat necesară în contextul interconectării cu sistemul din Republica Moldova prin LEA 400 kV Suceava - Bălți.

La 2027 analizele pentru S4 au arătat că amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400 kV Gădălin – Suceava duce la creșterea pierderilor cu 1,4 MW – 8 MW în funcție de regimul analizat.

Pentru S3, amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400 kV Gădălin – Suceava conduce la creșterea pierderilor cu 2,5 MW – 15 MW în funcție de palierul și regimul analizat.

### **8.10 LEA 400 kV d.c. Stâlp – Brașov (1 circuit echipat)**

În Planul de Dezvoltare 2016-2025, termenul estimat pentru 2025.

La 2027 analizele au arătat că amânarea termenului de punere în funcțiune al LEA 400 kV d.c. Stâlp – Brașov (1 circuit echipat) conduce la creșterea pierderilor cu 0,4 MW – 6 MW în funcție de palierul și regimul analizat.

Necesitatea punerii în funcțiune a acestei LEA 400 kV este legată de creșterea excedentului de putere generată în secțiunea S6 (centrale eoliene suplimentare, respectiv grupurile 3 și 4 de la CNE Cernavodă).

## 8.11 Congestii apărute în perioada 2017-2018 care ar fi putut fi evitate în prezența proiectelor de dezvoltare a RET

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.

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.

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.

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).

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).

Aceste proiecte care ar fi dus la evitarea congestiilor apărute în exploatare ar trebui considerate prioritare.

## **9. Analiză privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice.**

În Decizia nr. 1604 din 5 octombrie 2018 privind aprobarea Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027 ANRE impune ca obligație a Transelectrica:

*“Să realizeze, în colaborare cu operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari, o analiză privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice și un plan de acțiune în acest scop detaliat pe termen mediu. În cazul în care este posibilă din punct de vedere tehnic și operațional, această separare se va avea în vedere cu ocazia realizării sau re tehnologizării stațiilor electrice de transport.”*

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 prevede următoarele definiții:

- rețea electrică de distribuție - rețeaua electrică cu tensiunea de linie nominală până la 110 kV inclusiv;
- rețea electrică de transport - rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV.

Problema separării patrimoniale a instalațiilor în conformitate cu nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport și de distribuție a energiei electrice a fost discutată intern în cadrul CNTEE Transelectrica S.A. S-a ajuns la concluzia că acest subiect ar trebui tratat pentru fiecare stație electrică în parte în momentul în care se demarează un proiect de re tehnologizare sau realizarea unei stații noi încă de la faza de întocmire a temei de proiectare. În cadrul procesului de colaborare între OTS și OD pentru elaborarea și corelarea planurilor de dezvoltare ale celor doi operatori de rețea se va agreea modul de lucru și tema de proiectare astfel încât problema să fie analizată de la început în cadrul studiului de fezabilitate pentru re tehnologizarea stației respective, iar proiectarea și suportarea costurilor să se facă în concordanță cu soluția agreată în urma studiului de fezabilitate.

În Planul de Dezvoltare 2018-2027 sunt planificate pentru re tehnologizare următoarele stații electrice pentru care urmează să se realizeze studiu de fezabilitate:

- Stația Alba Iulia 220/110/20 kV (SF se va face în 2020)
- Stația Dârste 400/110 kV (SF se va face în 2023)
- Stația Fântânele 220/110/20 kV (SF se va face în 2020).

## Bibliografie

1. *Planul de Dezvoltare al RET. Perioada 2018-2027*, Transelectrica S.A., 2018
2. *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1069/ 2007*
3. *Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile, 2010 Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011-2035, 2011*
4. *Strategia Energetică a României 2018-2030, cu perspectiva anului 2050. Versiune preliminară supusă consultării publice, Ministerul Energiei, 2018*
5. *Analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
6. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2019, Transelectrica - DEN, 2019*
7. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2018-2019, Transelectrica - DEN, 2018*
8. *Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani, Asociera SC ISPE S.A. & TRACTEBEL Engineering S.A.,2015*
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., 2015*
13. *Studiu privind implicațiile racordării la SEN a centralelor eoliene, ISPE S.A., 2008*
14. *Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2018-2022-2027), SC ISPE S.A., 2018*
15. *Procedura Operațională Transelectrica „Schimburile de date si informatii tehnice între utilizatorii RET si operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării S.E.N. în conditii de siguranta”, 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 in 5 februarie 2015*
23. *Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
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*  
*Studiu privind realizarea unui sistem de reglaj al tensiunii la nivel național prin utilizarea tehnologiei moderne de electronică de putere, ISPE 2016*
26. *Strategiei CNTEE TRANSELECTRICA S.A. privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027), Transelectrica, 2018*
27. *Politica CNTEE Transelectrica S.A. în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027)*
28. *Studiu privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea,*

29. *TRACTEBEL Engineering S.A.,2018  
Ten-Year Network Development Plan Package 2018, ENTSO-E, 2018*
30. *Medium Term Adequacy Forecast ENTSO-E, 2018*
31. *Programul de transformare digital 2018-2027*
32. *Studiul de adecvanță a SEN pe termen mediu și lung. Determinarea capacității și structurii*
33. *de producție necesare - TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*