**INFORMARE****privind revizia Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018 – 2027 conform obligațiilor prevăzute în Anexa la Decizia președintelui ANRE nr. 1604/05.10.2018**

Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027 (în continuare *PDRET 2018-2027*) elaborat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (1) și alin. (2) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, a fost aprobat prin Decizia președintelui ANRE nr. 1604 din 05.10.2018 (în continuare *Decizia 1604/2018*) cu o serie de obligații prevăzute în Anexa la decizia anterior menționată. Printre obligațiile prevăzute în Anexa la Decizia 1604/2018 este și realizarea unei revizii a PDRET 2018-2027 în anul 2019 care să integreze rezultatele obținute ca urmare a îndeplinirii prevederilor din anexa la decizie.

Prin adresa nr. 58329/03.07.2019 ANRE a înaintat către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. o propunere de realizare a obligațiilor prevăzute în Anexa la Decizia 1604/2018 prin actualizarea capitolelor și subcapitolelor din PDRET 2018-2027 vizate și, respectiv, prin introducerea de capitole/subcapitole și anexe noi, acolo unde este necesar.

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., prin adresa nr. 29105/11.07.2019, a transmis la ANRE o propunere de realizare a reviziei PDRET 2018-2027 printr-o Notă de completare a PDRET 2018-2027 care, după acceptarea de către ANRE, să fie publicată pe site-ul Transelectrica alături de PDRET 2018-2027 aprobat prin Decizia 1604/2018. Prin adresa nr. 65096/27.07.2019 ANRE a acceptat propunerea înaintată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. privind întocmirea unei Note de completare a PDRET 2018-2027 care să conțină rezultatele obținute ca urmare a realizării obligațiilor prevăzute în anexa la Decizia 1604/2018.

Prin adresa înregistrată la ANRE cu nr. 88767/10.10.2019 C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a transmis Nota de completare a PDRET 2018-2027 în care sunt prezentate rezultatele obținute prin efectuarea activităților realizate în vederea îndeplinirii obligațiilor prevăzute în anexa la decizia 1604/2018.

În continuare sunt prezentate obligațiile prevăzute în Anexa la decizie și modul cum sunt reflectate în documentația înaintată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

- 1. Să adopte metodele probabilistice de analiză a adecvanței sistemului electroenergetic național și a flexibilității sistemului, inclusiv luând în considerare disponibilitatea capacităților de interconexiune transfrontaliere. La analiza adecvanței sistemului electroenergetic național, să ia în considerare impactul condițiilor meteorologice severe asupra cererii de consum și asupra disponibilității capacităților de producere.*

Pentru îndeplinirea acestei obligații C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. prezintă rezultatele “Studiului de adecvanță a SEN pe termen mediu și lung. Determinarea capacității și structurii de

producție necesare”, care a fost realizat de Tractebel Engineering S.A. în anul 2018 urmare a unui contract încheiat între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și Tractebel Engineering S.A. **în capitolu 1** din completarea la Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.

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.

În scenariul conservator se consideră că față de scenariul de referință 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.

În cadrul studiului 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).

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 obținute ca urmare a aplicării modelelor probabilistice mai sus menționate sunt prezentate în tabelele și graficele de mai jos:

**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

**Indicatorii de adecvanță – Modelul Parametric – Etapa 2025 – Scenariul Conservator:**

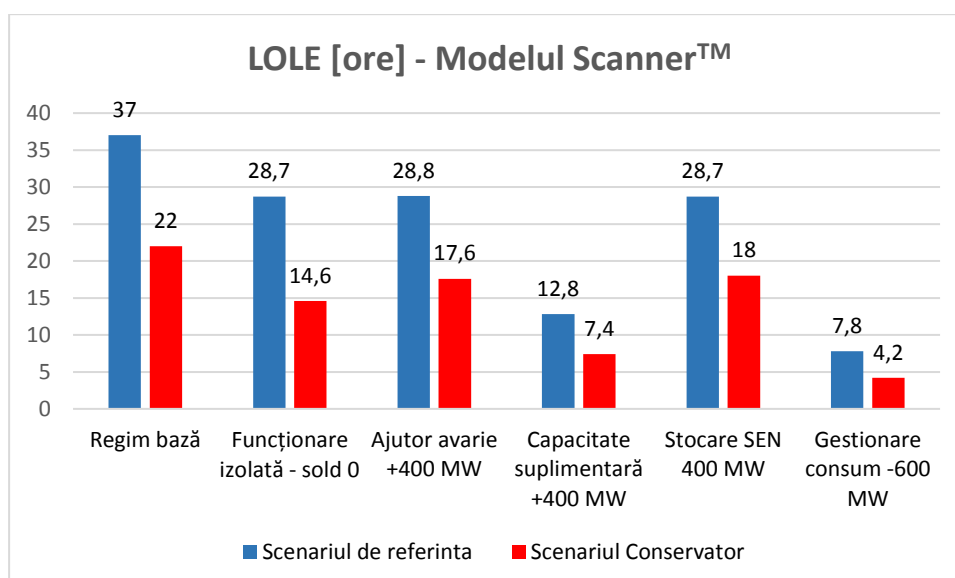
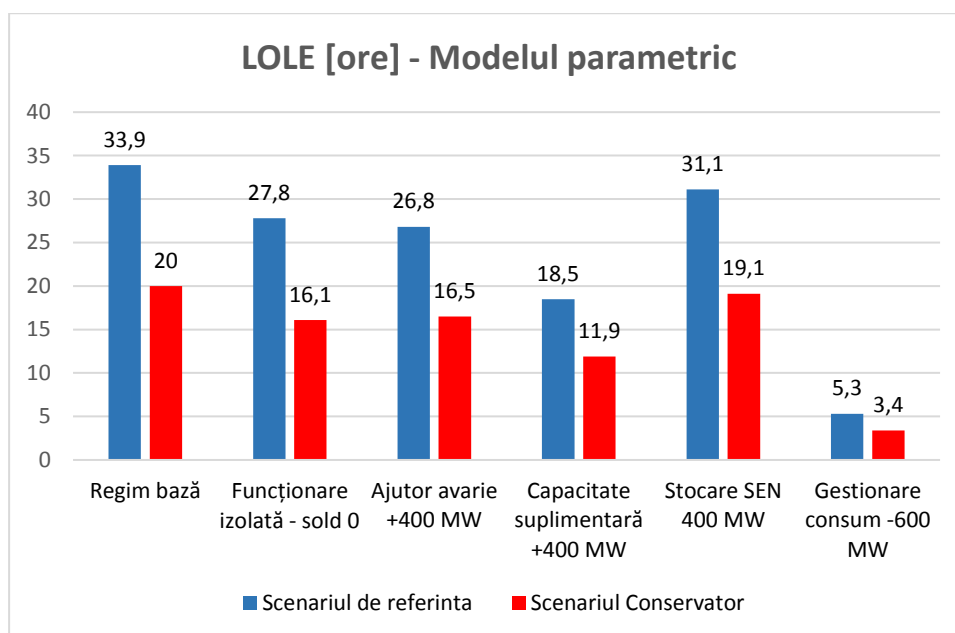
Indicator	Acronim	Analize sensibilitate – Etapa 2025					
	U.M.	Regim bază	Funcționare izolată	Ajutor avarie	Capacitate suplimentară	Stocare SEN	Gestionare consum
Parametru variabil		-	sold = 0	+ 400 MW	+400 MW	400 MW	-600MW
Probabilitate de nelivrare	LOLP [%]	0,23	0,18	0,21	0,14	0,22	0,04
Durată estimată 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

**Indicatorii de adecvanță – Modelul Scanner™ – 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	-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

### Indicatorii de adecvanță – Modelul Scanner™ – 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



2. *Să completeze analiza adecvantei sistemului electroenergetic național cu o analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili (stare tehnică, exigențe privind protecția mediului, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră) și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate, cu impact semnificativ asupra sistemului.*

Analiza de sensibilitate cerută este dezvoltată la **capitolul 3** din completarea la Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.

Ipotezele de lucru ale analizei de sensibilitate:

- 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) și nerealizarea grupurilor 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 CO2 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.
- 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.

Analiza adecvantei s-a realizat pentru consumul la vârful 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.

Rezultatul analizei: **pentru anul 2022 se înregistrează o lipsă de capacitate de producere în SEN în raport cu cererea de consum de 1799 MW, iar pentru anul 2027 o lipsă de capacitate de producere de 2512 MW.** Aceste valori sunt la limita capacității de import a liniilor electrice de transport transfrontaliere. Conform concluziei din propunerea de completare a PDRET 2018-2027: „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).”

3. *Să analizeze raportul cerere de consum/capacități de producere disponibile la nivel zonal, și să identifice soluții pentru integrarea producției distribuite și a cererii de*

*consum în echilibrarea balanței consum/producție, respectiv în portofoliul serviciilor tehnologice de sistem.*

Obligația a fost realizată sub forma unei analize de adecvanță pe cele șapte secțiuni caracteristice ale SEN, conform delimitărilor efectuate de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în RET, în cadrul analizelor și simulărilor realizate pentru evaluarea comportării RET în diferite scenarii, prezentată în completarea la Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027 înaintată, la capitolul 2.

Cele șapte secțiuni caracteristice analizate sunt:

**Secțiunea 1** - delimitează zona Oltenia . În secțiunea S1 se află RED de 110 kV Porțile de Fier II, Turnu Severin, Ișalnița, Craiova, Târgu Jiu, Reșița, Iaz, Grădiște, Drăgănești Olt.

**Secțiunea 2** – În această secțiune se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Muntenia, Argeș-Vâlcea, Brașov, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni.

**Secțiunea 3** - cuprinde Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia. În zona delimitată de secțiunea 3 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Slobozia, Mostiștea.

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

**Secțiunea 5** - delimitează zona Moldova. În zona delimitată de secțiunea 5 se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani.

**Secțiunea 6** - delimitează zona Dobrogea și o parte din Muntenia. În zona delimitată de secțiunea 6 se află RED de 110 kV din Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Medgidia, Slobozia, Mostiștea.

**Secțiunea S7** - Secțiunea Nord - Sud (Transilvania + Moldova + Crișana + Maramureș + Banatul de Nord). 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.

**Analiza efectuată a condus la următoarele concluzii:**

**Zona delimitată de secțiunea S4 este, 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.

4. *Să realizeze în colaborare cu operatorii de distribuție concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, un studiu tehnico-economic care să stabilească zonele și nodurile/stațiile în care sunt necesare injecții de putere din rețeaua electrică de transport*

*în rețeaua electrică de distribuție, astfel încât să se diminueze tranzitele de transport prin rețelele electrice de distribuție, precum și proiectele de investiții necesare în acest scop.*

**Capitolul 4** din completarea la PDRET 2018-2027 prezentată activitățile întreprinse de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în legătură cu această problemă:

- **Proiecte realizate** – un număr de trei proiecte: trecerea la 400 kV a axului 220 kV Gutinaș – Bacău Sud – Roman Nord – Suceava, instalarea celui de al treilea transformator 400/110 kV de 250 MVA în stația Tulcea Vest și instalarea autotransformatorului 220/110 kV de 200 MVA din Câmpia Turzii;
- **Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 aprobat** – un număr de șase proiecte: trecerea la 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp, introducerea nivelului de 400 kV în stația 220/110 kV Arefu, introducerea nivelului de tensiune de 220 kV în stația 110 kV Ostrovu Mare, LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab, debrucarea rețelei de 110 kV din zona Sibiu de cele din zonele Alba Iulia și Brașov prin instalarea unui transformator de 400/110 kV de 250 MVA în stația Sibiu Sud;
- **Proiecte avute în vedere pentru viitoarele ediții ale Planului de Dezvoltare a RET** – un număr de șase proiecte: creșterea fiabilității rețelei din zona Gutinaș – Borzești și a stației Borzești, 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, instalarea unor transformatoare de 400/110 kV în stațiile București Sud și Suceava și a unui autotransformator de 220/110 kV în stația Fundeni.

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a inițiat consultări cu operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru a stabili necesarul de proiecte necesare pentru realizarea de injecții de putere din rețeaua electrică de transport în rețeaua electrică de distribuție care vor fi incluse în următoarele planuri de dezvoltare a RET. Astfel, au fost identificate următoarele proiecte:

- **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;
- **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;
- **SDEE Muntenia Nord:** dublarea unităților trafa/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.

5. *Să includă în lista proiectelor de investiții propuneri de lucrări de investiții și/sau proiecte pilot pentru pregătirea tranziției către rețelele inteligente și digitalizarea rețelei electrice de transport.*

Obligația este tratată în **capitolul 5** din completarea la Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.

Proiectele aflate în desfășurare sunt: echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații – un proiect care se va derula pe o perioadă de 48 de luni (2019 – 2024) în trei etape și vizează monitorizarea online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei, un proiect privind 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) prevăzut a se desfășura în perioada 2019 – 2023 și retehnologizare stația Alba Iulia 220/110 kV/MT – proiect prin care se urmărește realizarea primului proiect pilot de stație 100% digitală, prin aplicarea conceptelor și tehnologiilor aprobate prin „Politica Companiei în domeniul Smart Grid 2018-2027” și Politica Tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

În cadrul capitolului sunt menționate și un număr de patru proiecte pilot de cercetare – inovare finanțate de către Comisia Europeană în cadrul Programului Orizont 2020, în care C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. este parte în cadrul unor parteneriate internaționale.

6. *Să includă în plan prezentarea stadiului de realizare a programului de implementare a soluțiilor și măsurilor pentru creșterea eficienței energetice prin implementarea proiectelor de management energetic, precum și a stadiului de realizare a programului de cercetare - inovare.*

În **capitolul 6** din completarea la Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027 sunt prezentate direcțiile de acțiune și proiectele derulate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în vederea creșterii eficienței energetice. Direcțiile de acțiune avute în vedere în cadrul proiectelor desfășurate de companie pentru creșterea eficienței energetice sunt: reducerea CPT și modernizarea și retehnologizarea stațiilor electrice existente și a clădirilor prin introducerea unor sisteme pentru optimizarea consumurilor din serviciile interne în scopul creșterii siguranței funcționării, dar și pentru scăderea consumului de energie pentru serviciile proprii.

Activitățile întreprinse pe linia creșterii eficienței energetice nominalizate în cadrul secțiunii cuprind: realizarea auditului energetic pentru clădiri, aflat în diferite stadii de realizare (care implică 170 de clădiri), realizarea auditului energetic tehnologic pentru stații electrice, realizarea de proiecte de investiții (retehnologizări, modernizări, extinderi, înlocuiri de transformatoare și autotransformatoare) care au contribuții semnificative în îmbunătățirea eficienței energetice (nominalizate în cadrul capitolului mai sus menționat).

7. *Să includă în plan o anexă cu 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.*

Obligația este realizată prin includerea Anexei F5 care prezintă 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.

8. *Să includă în lista proiectelor de investiții lucrările de investiții necesare pentru asigurarea siguranței și continuității în alimentare a zonei metropolitane București, rezultate ca fiind necesare din studiile realizate cu privire la dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a acestei zone, sau prin realizarea altor studii de fezabilitate.*

În capitolul 7 din completarea la Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027 este prezentată situația actuală a unor acțiuni pe care C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. le-a întreprins în legătură cu asigurarea alimentării cu energie electrică a zonei metropolitane București și direcții de acțiune în perspectivă în legătură cu această problemă.

Din cele prezentate în cadrul acestei secțiuni a completării la Planul de dezvoltare a RET reiese că, până acum, în privința soluției de perspectivă pentru asigurarea alimentării cu energie electrică a zonei metropolitane București, nu există o fundamentare tehnico-economică care să susțină luarea unei decizii pentru o soluție tehnică, ce ar permite trecerea la o fază care să contureze unul sau mai multe proiecte de investiții.

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. menționează că a fost 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.

Asigurarea alimentării cu energie electrică a zonei metropolitane București la nivelul cerințelor actuale, rămâne o problemă nerezolvată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

9. *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.*

În **capitolul 9** din completarea la Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027 C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. expune următorul punct de vedere: „*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 C.N.T.E.E. 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.*”

Nu este prezentată o listă a stațiilor/instalațiilor aflate în această situație, cu propuneri de nominalizare a stațiilor/instalațiilor în care separarea instalațiilor se poate și ar trebui realizată, sau în care există alte soluții de rezolvare a problemei.

10. *Să prezinte hotărârea Adunării Generale a Acționarilor privind aprobarea prealabilă a planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport.*

Obligația privește următoarele ediții ale Planului de dezvoltare a RET.