



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei

www.transelectrica.ro

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022- 2031

Anexe





Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

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

Cuprins

Anexa 1	Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2019-2021
Anexa 2	Analize de modelare a pieței. Analize de adecvanță.
Anexa 3	Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă
Anexa 4	Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor.
Anexa 5	Viziunea CNTEE Transelectrica SA în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid și Managementul activelor
Anexa 6	Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport
Anexa 7	Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani
Anexa 8	Managementul Infrastructurii Critice și Manamementul Situațiilor de Urgență
Anexa 9	Protecția mediului asociată RET
Anexa A	Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
Anexele B	Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET
Anexa B-1	Consumuri realizate pe stații
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Încărcarea echipamentelor RET VDV 2021
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2021-2022
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2021
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2021-2022
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexa B-9	Indicatorii de siguranță pentru nodurile RET și nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica
Anexele C	Prognoza balantei producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2022– 2031
Anexa C-1	Prognoza consumului de energie electrică pe zone 2022 – 2031
Anexele D	Analiza stabilității statice
	Tabelele 1.1 - 1.12 - Analiza stabilității statice - TM
	Tabelele 2.1 - 2.8 - Analiza stabilității statice - TL



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

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

Anexele F	Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe
Anexa F-3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2020 și 2022
Anexa F-4	Prezentarea beneficiilor urmărite prin realizarea proiectelor de investiții
Anexa F-5	Lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15 % din capacitatea totală instalată până în anul 2030
Anexa G	Încărcări elemente RET 2022, 2026 , 2031
Anexa H	Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării
Anexa H-1	Opțiuni Piloni domeniu cercetare în cadrul CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-2	Obiective generale aferente domeniilor cheie de interes TEL pentru structurarea sesiunilor de prezentare a conceptelor, soluțiilor, tehnologiilor și echipamentelor
Anexa H-3	Structura grupelor și obiectivelor specifice aferente strategiei cercetării și inovării
Anexa H-4	Arhitectura de Referință SMART GRID specifică CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-5	Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicații) care fac parte din Arhitectura de referință "Smart Grid"
Anexa H-6	Structura și conținutul cadru a Agendei digitale a Companiei conform Programului de Transformare Digitală 2018-2027
Anexa H-7	Lista inițiativelor care susțin digitalizarea Companiei
Anexa H-8	Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid in RET (portofoliu de proiecte inovatoare sub acronimul DigiTEL)

Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2019-2021

1.1 Capacități de producere a energiei electrice

În SEN sunt în funcțiune, din punct de vedere al sursei primare de energie, următoarele tipuri de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu și fără producere combinată de energie electrică și termică) bazate pe cărbuni sau gaze, nuclearelectrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice bazate pe biomasă. Astfel:

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unitățile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcțiune în august 2007);
- puterea instalată a grupurilor hidroelectrice variază de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW puterea unitară a grupurilor de condensatie pe lignit din centralele Rovinari și Turcenii;
- au fost instalate turbine eoliene cu puteri unitare mai mici de 1 ÷ 3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de turbine rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. În stația de 400 kV Tariverde este racordată și funcționează o centrală eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.
- La sfârșitul anului 2021, P_i totală în CEE totaliza 3015 MW, iar P_i în CEF însuma 1394 MW, iar centralele pe biomasă totalizau 136 MW.

În tabelul 1.1 sunt prezentate informații privitoare la structura capacității de producție a energiei electrice din SEN, pe tipuri de combustibil.

Astfel, puterea instalată în SEN la data de 01.01.2022, în conformitate cu licențele acordate de ANRE, totaliza 18569 MW.

Până la data de 01.01.2020, puterea instalată la nivelul Sistemului Electroenergetic Național se determina prin însumarea cifrelor indicate de producător pe plăcuțele generatoarelor racordate la SEN, însă aceste valori nu reflectau puterea reală care ar fi putut fi activată, întrucât în multe centrale electrice existau grupuri indisponibile, aflate în imposibilitatea de a mai funcționa din diverse motive, precum: uzura tehnică ridicată, nerespectarea cerințelor de mediu, eficiența redusă, costuri de producție ridicate, respectiv dificultăți financiare ale entităților care le dețin.

În condițiile în care în ultimii ani, acoperirea consumului de energie electrică la nivelul sistemului se dovedește a fi din ce în ce mai dificil de realizat din resurse energetice proprii, în condiții defavorabile de funcționare, atât în sezonul de vară când sistemul se poate confrunta cu secetă extremă și temperaturi foarte ridicate pe o perioadă îndelungată (30 de zile consecutive), cât și în sezonul de iarnă, când se pot întâlni temperaturi foarte scăzute (sub -20 °C) pe o perioadă de cel puțin 10 zile consecutive, pentru a da o imagine corectă asupra funcționării Sistemului Electroenergetic Național, dar și pentru atragerea de investitori noi în zona de producere a energiei electrice, Ministerul de resort și ANRE au decis scoaterea din evidențe a tuturor grupurilor a căror licență a fost retrasă/modificată, valoarea puterii instalate în Sistemul Electroenergetic Național fiind identică cu valoarea puterilor instalate ale tuturor grupurilor incluse în licențele producătorilor.

Tabelul 1.1

Tip centrală	Puterea instalată în SEN [MW]				
	01.01.2018*	01.01.2019*	01.01.2020**	01.01.2021**	01.01.2022**
TOTAL din care:	24738	24606	20696	20590	18569
Cărbune	6240	6232	4787	4787	3092
Hidrocarburi	5789	5656	3239	3206	2874
Nucleară	1413	1413	1413	1413	1413
Hidro	6761	6759	6704	6643	6645
Eoliană	3030	3032	3024	3013	3015
Fotovoltaică	1375	1382	1392	1391	1394
Biomasă	130	132	137	137	136

* Nu sunt incluse grupurile aflate în conservare și grupurile retrase din exploatare pentru o perioadă mai mare de un an care se află în reabilitare. Sunt incluse și grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune.

** Putere instalată în capacitățile de producere a energiei electrice aflate în exploatare comercială (licențe valabile, în conformitate cu site-ul www.anre.ro)

2 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină

În conformitate cu observațiile AEM - Agenției Europene de Mediu (www.eea.europa.eu) referitoare la schimbările climatice, în decursul ultimilor 150 de ani, temperatura medie la nivel global a crescut cu aproape 0,8 °C și cu aproximativ 1 °C în Europa. Impactul acestor schimbări climatice se poate deja observa și de asemenea, se estimează că va deveni mai pronunțat în viitorul apropiat. Evenimentele climatice extreme, cum ar fi valurile de căldură, perioadele de secetă și de inundații din timpul verii, precum și perioadele cu ger extrem în perioada de iarnă sunt preconizate a deveni mai frecvente și mai intense. Aceste modificări climatice care se manifestă și la nivelul țării noastre, induc factori de stres în ceea ce privește funcționarea SEN.

Iarna 2016 – 2017 a fost o iarnă autentică în lunile ianuarie și februarie (în luna ianuarie 2017 temperatura medie a fost de -6 °C, cu 3,9 °C mai mică decât temperatura medie multianuală), iar în lunile octombrie – decembrie 2016 și martie 2017 temperaturile au fost mai mari decât temperaturile medii multianuale. Temperaturile în perioada noiembrie 2016 – februarie 2017 au fost mai mici decât temperaturile din perioada octombrie 2015 – februarie 2016, în schimb temperaturile din luna martie 2017 au fost mai mari decât cele din luna martie 2016.

În condițiile scăderii, pe ansamblu, a temperaturilor înregistrate în iarna 2016 – 2017 față de iarna 2015 – 2016, consumul de energie electrică a înregistrat o creștere în trimestrul IV 2016 cu 4,80% comparativ cu trimestrul IV 2015, respectiv o creștere în trimestrul I 2017 cu 3,48% comparativ cu trimestrul I 2016.

Iarna 2017 – 2018 a fost o iarnă blândă, cu temperaturi medii lunare peste mediile multianuale, cu excepția lunii martie, când temperatura medie înregistrată a fost de 2,4 °C, cu 1,1 °C sub norma multianuală.

În condițiile creșterii, pe ansamblu, a temperaturilor înregistrate în iarna 2017 – 2018 față de iarna 2016 – 2017, consumul de energie electrică a înregistrat o scădere în trimestrul IV 2017 cu 0,38% comparativ cu trimestrul IV 2016, respectiv o creștere în trimestrul I 2018 cu 2,93% comparativ cu trimestrul I 2017.

Iarna 2018 – 2019 a fost o iarnă caracterizată prin două perioade meteorologice diferite: perioada de început și sfârșit (lunile octombrie 2018, februarie și martie 2019) – cu caracteristică de iarnă blândă, cu temperaturi medii lunare peste mediile multianuale, și perioada de mijloc (noiembrie 2018 – ianuarie 2019) – reprezentând o perioadă de iarnă normală, când temperaturile medii înregistrate au fost egale cu normele multianuale sau ușor mai scăzute.

În condițiile scăderii temperaturilor în lunile noiembrie și decembrie 2018, față de lunile similare din anul 2017, respectiv ca urmare a creșterii temperaturilor înregistrate în lunile februarie 2019 și mai ales martie 2019 față de perioada similară din 2018, consumul de energie electrică a înregistrat o creștere în trimestrul IV 2018 cu 1,61% comparativ cu trimestrul IV 2017, respectiv o scădere în trimestrul I 2019 cu 3,08% comparativ cu trimestrul I 2018.

Iarna 2019 – 2020 a fost o iarnă blândă, cu temperaturi medii lunare peste mediile multianuale. În aceste condiții, consumul a înregistrat scăderi cu valori cuprinse între -6% în luna decembrie 2019 și -0,5% în luna februarie 2020.

Iarna 2020 – 2021 a fost de asemenea o iarnă blândă, cu temperaturi medii lunare peste mediile multianuale.

În fig. 2.1 este prezentată evoluția consumului mediu brut, pe baza datelor primite de la producători. Aceste valori se regăsesc în rapoartele lunare și anuale elaborate de CNTEE Transelectrica SA. Unele date stocate pe site-ul www.transelectrica.ro sunt date operative, spre deosebire de cele din rapoarte, care conțin declarațiile producătorilor.

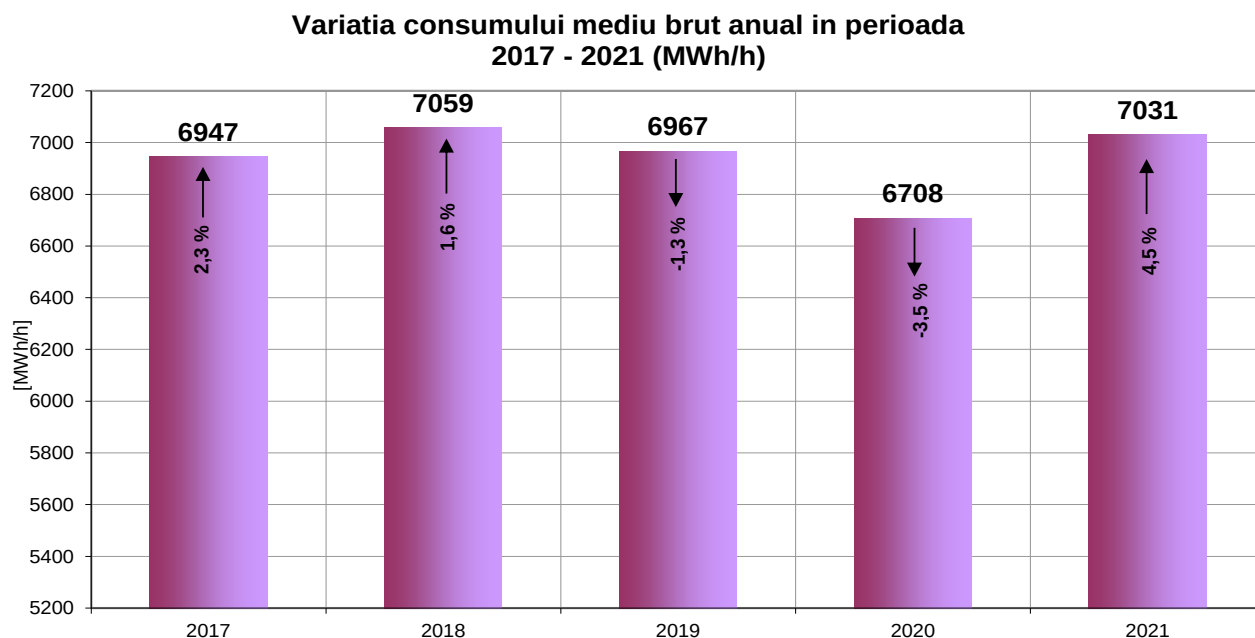


Fig. 2.1.

Valoarea maximă brută a consumului în anul 2021 a fost cu 349 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în 2020 și cu 183 MW mai mare decât vârful de consum al anului 2019. Astfel, consumul maxim brut a fost 9738 MWh/h și s-a înregistrat în ziua de 19 ianuarie 2021, în intervalul orar 10. Valoarea minimă brută a consumului (4318 MWh/h) s-a înregistrat în data de 03 mai 2021, în intervalul orar 7 (Paștele Ortodox). (Fig. 5.2.2 – Valori instantanee stocate pe site-ul www.transelectrica.ro, Secțiunea Consum – Producție - Sold).

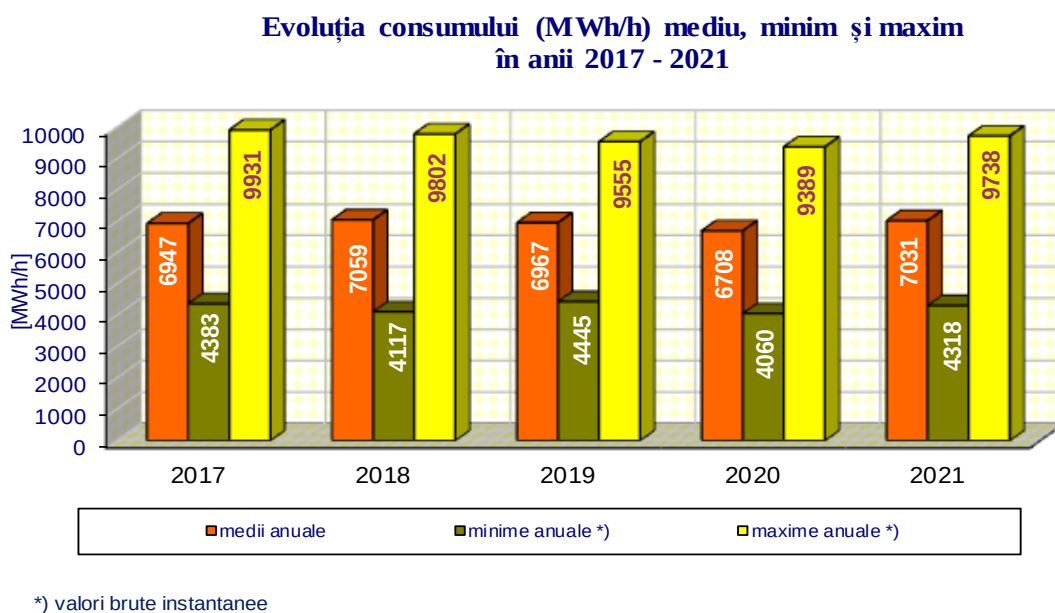


Fig. 2.2 – Evoluția consumului în intervalul 2017-2021

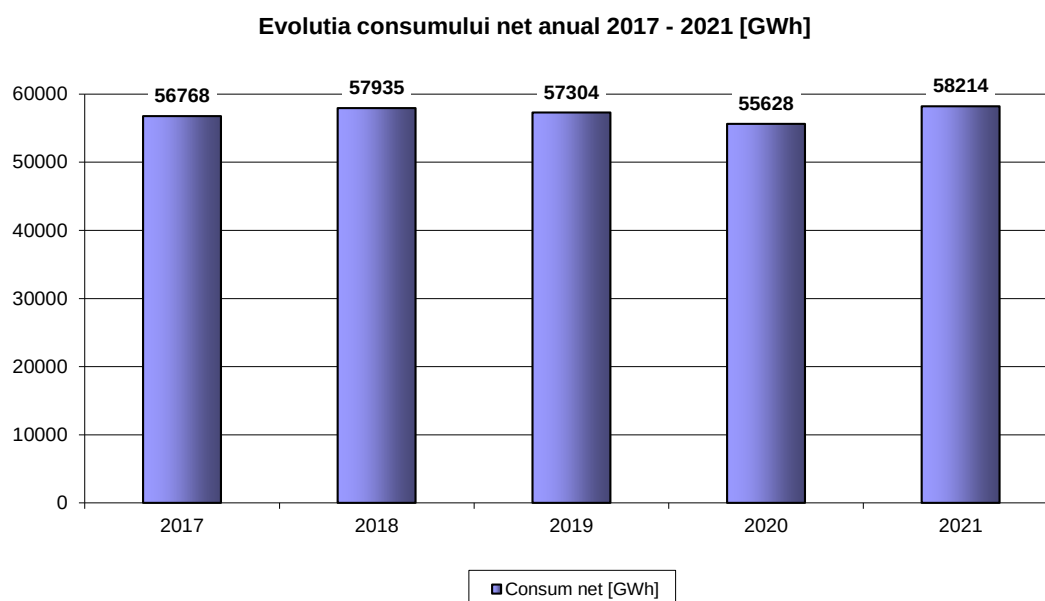


Fig. 2.3 Evoluția consumului net anual în perioada 2017-2021

Din evoluția consumului net pentru perioada analizată, ilustrată în Fig. 2.3, se constată că în anul 2021 consumul net a crescut cu 2586 GWh comparativ cu anul anterior.

Creșterea consumului a fost influențată în principal de reînceperea treptată a activității industriale afectată de valurile pandemice, de temperaturile înregistrate în lunile ianuarie – aprilie ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din 2020, vremea fiind semnificativ mai rece, dar și de temperaturile mai calde din lunile verii 2021; de asemenea, s-a înregistrat o scădere a consumului în perioadele valurilor pandemice, corelat cu activitatea de muncă la distanță.

Schimburi fizice de energie electrică cu sistemele vecine (ore CET) sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile și importurile realizate în baza contractelor între participanții la piața de energie electrică, la care se adaugă schimburi tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimburilor pentru reglajul frecvenței (Fig. 2.4 și 2.5).

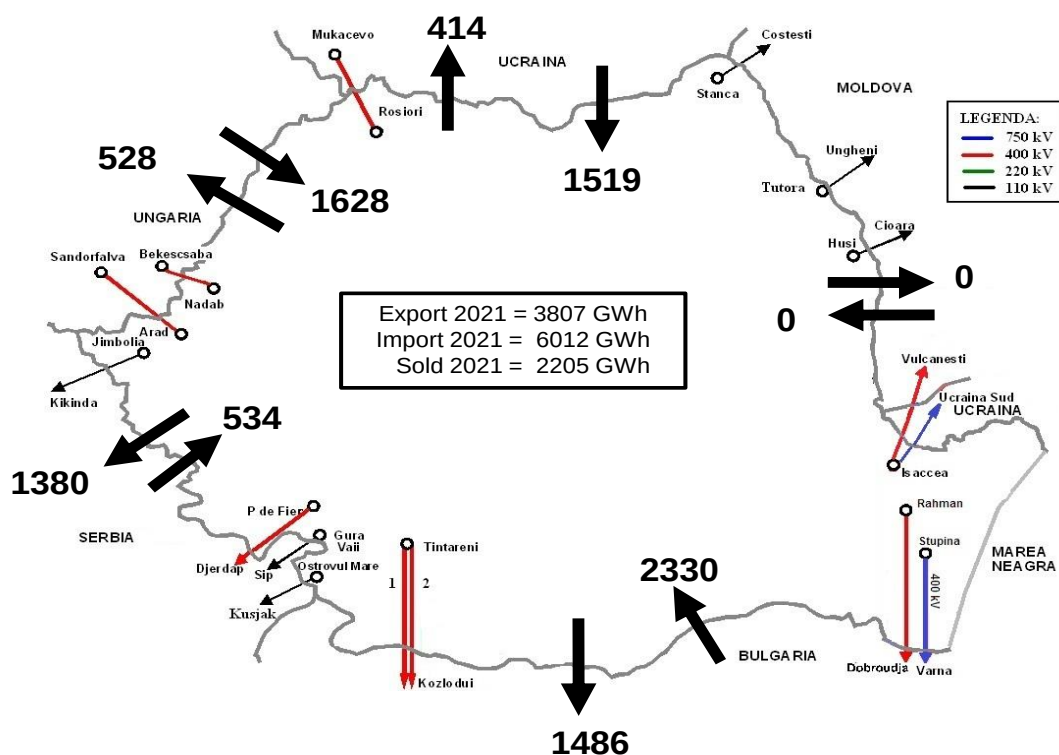


Fig. 2.4 – Schimburi de energie realizate pe granițe în anul 2021

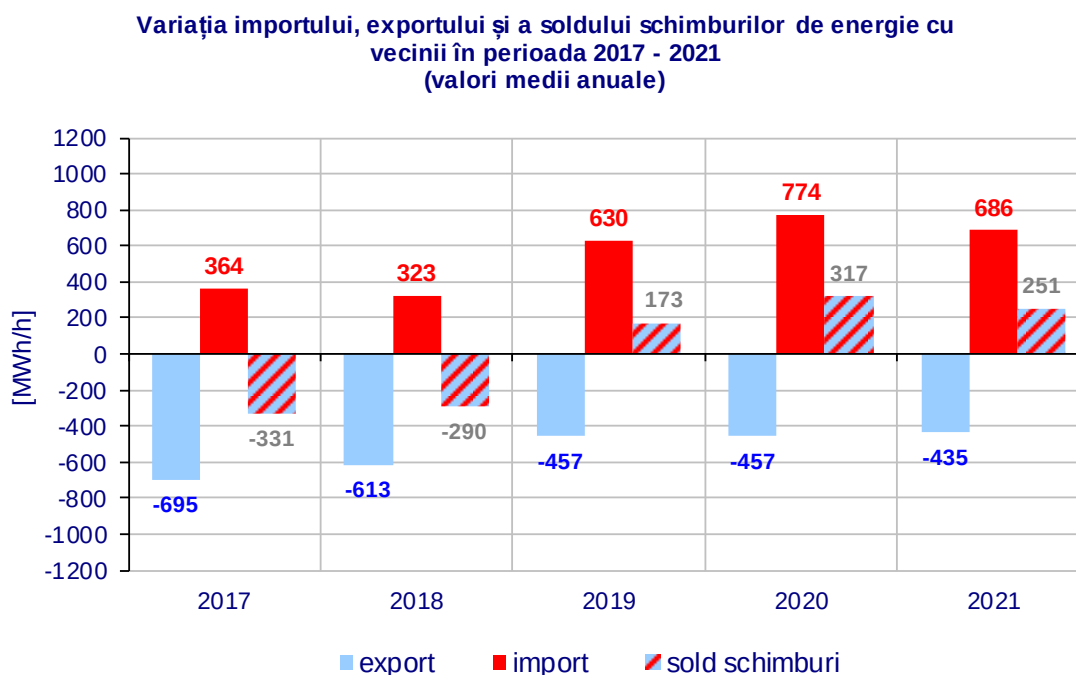


Fig. 2.5 – Variația importului, exportului și a soldului

Dacă până în anul 2018, cu mici excepții, soldul schimburilor SEN s-a menținut în fiecare an pe export, începând cu anul 2019, soldul SEN a trecut pe import. Anul 2021 s-a încheiat cu un import net de 251 MWh/h.

În anul 2017, comparativ cu anul 2016, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat creșteri cu valori cuprinse între 0,11% (pentru energia din surse fotovoltaice), respectiv 1,95% (pentru energia din combustibili fosili – cărbune). Creșteri semnificative s-au înregistrat și în ceea ce privește producția pe hidrocarburi (1,5%), precum și cea eoliană (1,39%), respectiv producția nucleară (0,54%). S-au înregistrat în schimb scăderi ale producției pe biomasă (0,11%), respectiv hidroelectrică (5,42%). Scăderea importantă a energiei din surse hidroelectrice a fost generată de hidraulicitatea energetică mai scăzută înregistrată în anul 2017, atât pe râurile interioare, cât și pe fluviul Dunărea, anul 2017 fiind un an secetos, spre deosebire de anul 2016 care a fost un an normal.

În anul 2018, comparativ cu 2017, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat scăderi pe majoritatea tipurilor de resurse, cu valori cuprinse între 1,15% pentru producția nucleară, respectiv 22,19% pentru producția pe biomasă. Alte scăderi s-au înregistrat la producția fotovoltaică (5,29%), pe carbune (7,49%) și eoliană (14,60%). S-au înregistrat în schimb creșteri procentuale la producția pe hidrocarburi (1,28%) și hidroelectrică (21,73%). Creșterea semnificativă a producției hidro a fost generată de hidraulicitatea anului 2018, care a fost caracterizat ca și an normal, atât pentru râurile interioare cât și pentru fluviul Dunărea, spre deosebire de anul 2017, care a fost caracterizat ca secetos pe râurile interioare și subnormal pe fluviul Dunărea.

În anul 2019, comparativ cu 2018, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat scăderi pe majoritatea surselor primare, cu valori cuprinse între 0,94% pentru producția nucleară, respectiv 13,56% pentru producția pe hidrocarburi. S-au înregistrat în schimb creșteri procentuale la producția din surse regenerabile, respectiv eolian (7,14%) , biomasă (27,56) și fotovoltaică (0,34%). Producția hidroelectrică a scăzut cu 10,28% comparativ cu anul precedent. Acest lucru a fost generat de scăderea hidrolicității pe râurile interioare, de la 97% în 2018 - an normal, la 85% în anul 2019 - an subnormal. Aceeași caracteristică a înregistrat și fluviul Dunarea, hidrolicitatea anului 2019 fiind de 87% - an subnormal, față de 92% în anul 2018 - an normal.

În anul 2020, comparativ cu 2019, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat o scădere semnificativă în ceea ce privește energia produsă din carbune, respectiv cu 30,8 %. În schimb, s-au înregistrat creșteri importante la producția pe hidrocarburi (8,3 %) și biomasă (11,6 %). O ușoară creștere a înregistrat energia eoliană (2,5 %) și nucleară (1,7 %). Energia fotovoltaică a înregistrat în schimb o scădere de 2,5 %, iar cea hidro o scădere de 1,6 %.

Producția de energie din surse hidro a fost comparabilă cu cea din anul anterior, înregistrând o ușoară scădere, de 1,6 %. Din punct de vedere al hidrolicității, anul 2020 a fost un an subnormal atât pe râurile interioare (83 %), cât și pe fluviul Dunărea (80 %).

În anul 2021, comparativ cu 2020 variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat creșteri pe majoritatea surselor primare, cu valori cuprinse între 3,71% pentru producția pe hidrocarburi, 12,80 % pentru producția hidroelectrică, respectiv 24,10% pentru producția pe biomasă. S-au înregistrat în schimb scăderi procentuale la producția eoliană (5,31 %), fotovoltaică (1,73 %), respectiv nucleară (1,58 %).

Având în vedere faptul că producția din surse regenerabile este foarte volatilă (poate prezenta variații mari de producție de la un interval la altul de dispecerizare - de peste 1000 MW -, sau chiar în cadrul aceluiași interval) integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene a fost înlesnită, în mare măsură, de structura de producție existentă în România, în special a producției în centralele hidroelectrice, deoarece acestea au viteză mare de încărcare și permit preluarea cu succes a variațiilor de producție induse de centralele electrice eoliene.

Structura producției este prezentată în Tabelul 2.1. și figura 2.6.

Tabelul 2.1 - Structura anuală a producției în perioada 2017 - 2021 E[GWh]

	2017	2018	2019	2020	2021
Nuclear	11509	11377	11270	11465	11284
Carbune	17154	15869	13886	9613	10942
Hidrocarburi	10803	10941	9459	10239	10619
Ape	14608	17783	15955	15701	17710
Eoliene	7403	6322	6773	6945	6576
Biomasa	401	312	398	444	551
Fotovoltaica	1870	1771	1777	1733	1703
Total Productie	63748	64375	59518	56140	59385

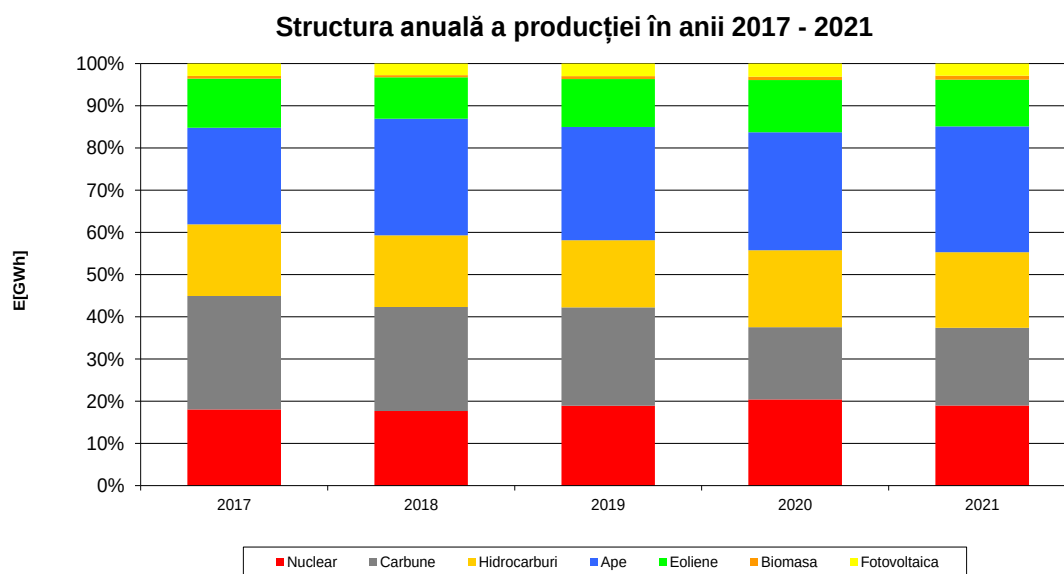
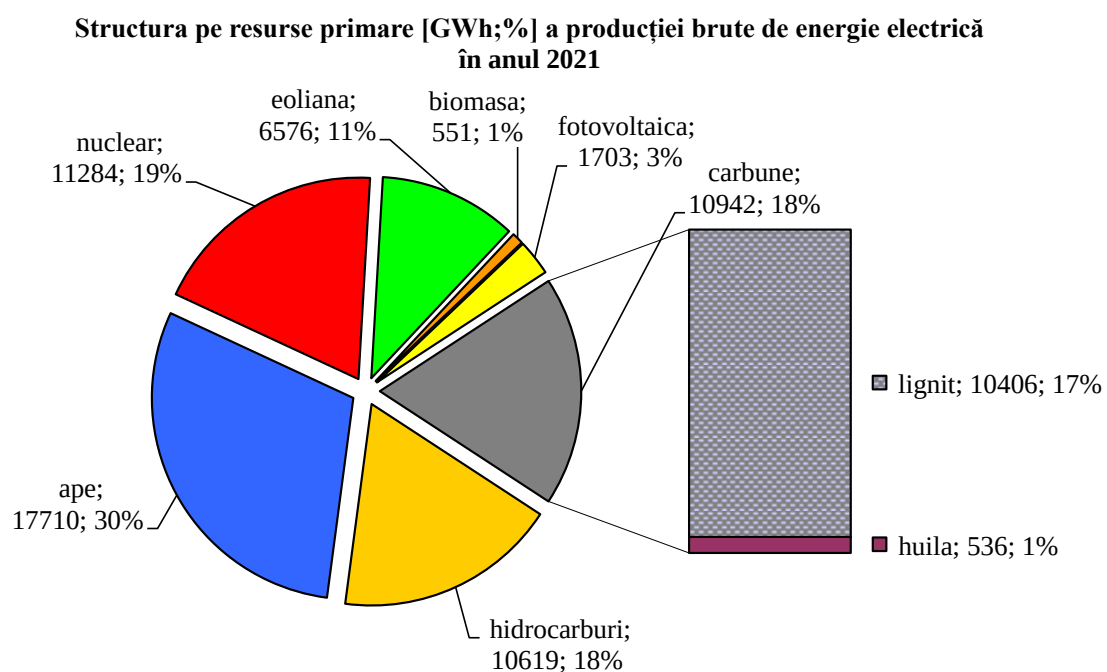


Fig. 2.6. - Structura anuală a producției în anii 2017 – 2021



Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției brute de energie electrică în anul 2020

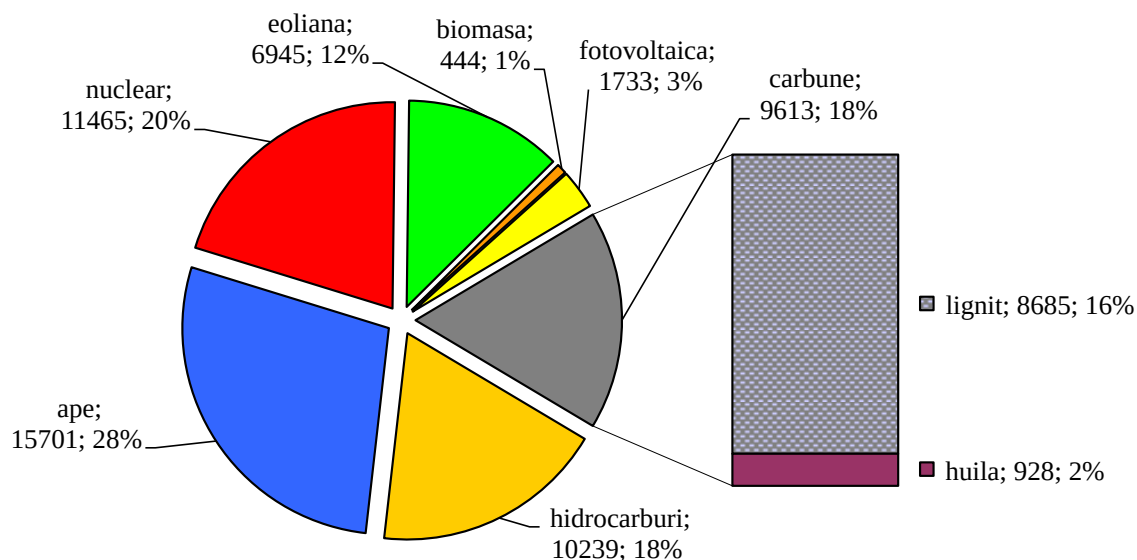


Fig. 2.6

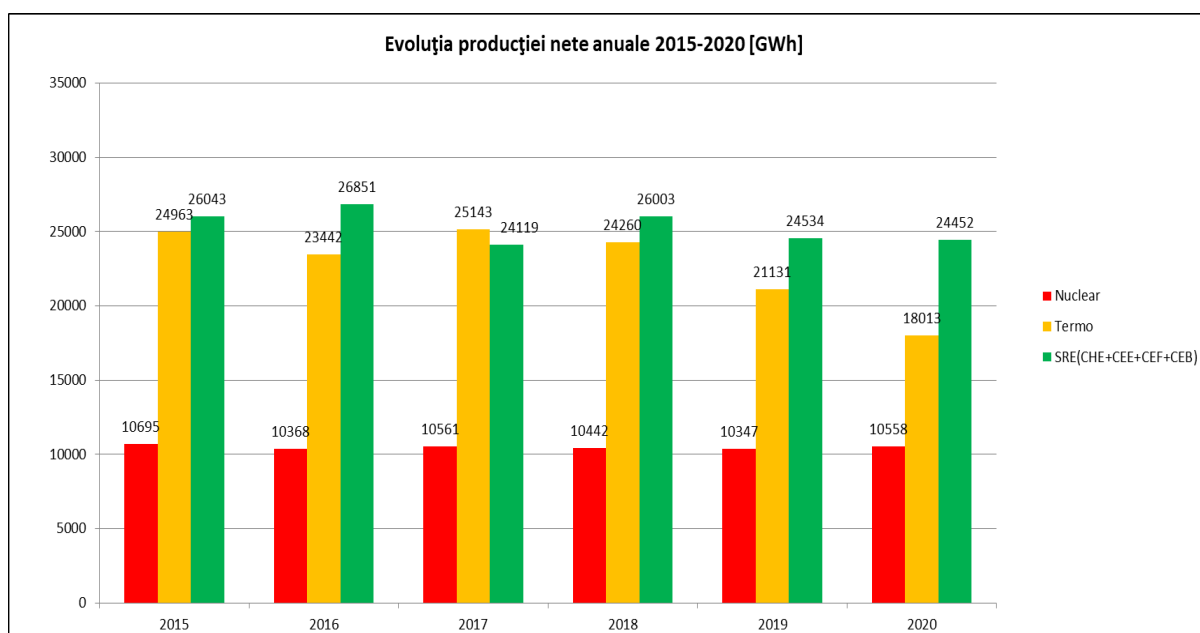


Fig. 2.7 Evoluția producției nete anuale 2015-2020

Din evoluția producției nete pentru perioada 2015 – 2020, ilustrată în Fig. 2.7, se constată că energia produsă de CNE Cernavodă a fost aproape constantă în decursul acestei perioade. Se poate observa că energia produsă de sursele regenerabile a depășit energia produsă de centralele ce funcționează cu combustibili fosili cu excepția anului 2017.

Din Tabelul 2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvănței sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea disponibilă netă în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din decembrie 2020 în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea capacității rămase a reprezentat cca. 14% din puterea disponibilă netă în SEN.

Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii decembrie 2020 - ora 12 RO (ora 11 CET)	[MW]
1	centrale hidroelectrice	6313
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice convenționale	6775
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4414
5	alte centrale	0
6	Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]	18802
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	4632
8	Putere în reparație planificată	1578
9	Putere în reparație accidentală	693
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1035
11	Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]	10864
12	Consum intern	8246
13	Abatere consum față de consumul maxim al lunii	433
14	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]	2618
	Schimbul de putere cu alte sisteme	
15	Import	1073
16	Export	1
17	Sold Import-Export [17 = 15 - 16]	1072
18	Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]	3690

Tabelul 2.2

3. Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni cu alte sisteme

Rețeaua electrică este ansamblul de linii, stații electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele, inclusiv elementele de susținere, control și protecție a acestora.

Conform Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, rețeaua electrică de transport (RET) este rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV. RET realizează interconectarea între producători, rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

Rețeaua de transport este instrumentul care permite OTS asigurarea din punct de vedere tehnic a serviciilor cuprinse în obiectul de activitate al CNTEE Transelectrica SA, conform prevederilor Codului tehnic al RET și condițiilor asociate licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

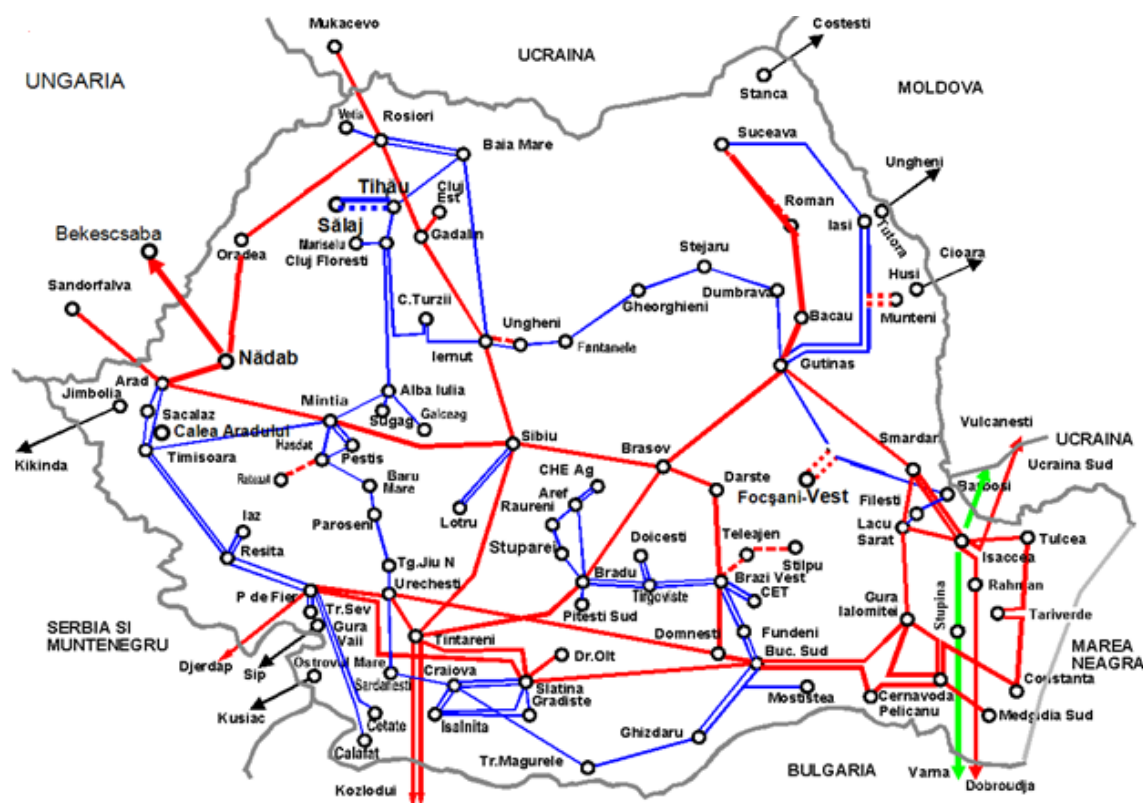


Fig. 3 Rețeaua Electrică de Transport – mai 2022

LEGENDĂ:

- LEA 110 kV : —
- LEA 220 kV : —
- LEA 400 kV : — (..... funcționează la 220 kV
- LEA 750 kV : — (funcționează la 400 kV)

În Tabelul 3.1 este prezentată sintetic componența RET conform Deciziei președintelui ANRE nr. 802/2016 pentru modificarea Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, iar în Anexa B-2 (Linii, Stații, Bobine) sunt prezentate în detaliu elementele RET: linii, transformatoare, bobine pe care CNTEE Transelectrica SA le exploatează în calitate de concesionar, proprietar sau în baza altui temei legal, conform Licenței.

CNTEE Transelectrica SA exploatează toate liniile de interconexiune, inclusiv cele de 110 kV.

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară celei de 400 kV și 220 kV, conform tabelului 3.1.

Tabelul 3.1 Instalațiile RET

Tensiunea [kV]	STAȚII			LEA [km]
	Stații [nr.]	Unități de transformare ≥100 MVA T/AT [nr.]	Putere nominală aparentă T/AT [MVA]	
400	38	2 20 31	500 400 250	4971,70*
220	43	2 81 1	400 200 100	3875,64
110	0	0	0	40,42
TOTAL	81	137	34850	8890,87

*) În valoarea totală a LEA 400 kV în anul 2016 a fost inclusă LEA Oradea Sud-Nădab-59,2 km

Notă: lungimea liniilor este defalcată în funcție de tensiunea constructivă

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.890,87 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km.

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

A început și continuă un amplu program de retehnologizare și modernizare în stațiile electrice de transport, fiind deja retehnologizate circa **56%** (45 de stații) din totalul de 81 de stații.

Au continuat lucrările de retehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stații importante din RET; lucrări de implementare a sistemului de comandă – control – protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor, după cum urmează:

- în anul 2015: stația 400/110/20 kV Tulcea Vest, extindere stație 400 kV Cernavodă - etapa 1 - înlocuire bobine de compensare, înlocuire transformator 25 MVA 110/10 kV cu transformator 40 MVA în stația 220/110 kV Fundeni și modernizare sistem control - protecție în stația 220/110/20 kV Tihău;

- în anul 2016 au fost realizate următoarele lucrări (de investiții):

- Stația București Sud: Trafo 1 – 63 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Fundeni: Trafo 3 – 40 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Gheorgheni: Trafo 1 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Stația Grădiște: Trafo 2 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Stația Râureni: AT 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Ungheni: AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Vetis: modernizare sistem control-protecție
- LEA 220 kV Ișalnița – Craiova Nord circ. 1, înlocuirea conductoarelor active, cu conductor activ cu capacitate de transport mărită (tip ACSS, $S = 558 \text{ mm}^2$, OI/Al, fabricație Iproeb)

- în anul 2017 au fost realizate lucrări de rețehnologizare în stația 220/110/20 kV Câmpia Turzii și în stația 220/110 kV Tihău - echipament primar, au fost înlocuite AT 200 MVA în stațiile 220/110 kV Craiova Nord, AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu și 220/110 kV Pestiș, au fost înlocuite transformatoarele T1 și T2 2x16 MVA în stația 220/110/20 kV Vetis, Modernizare sistem SCADA stația Constanța Nord.

În anul 2019, s-au derulat lucrări de mentenanță majoră și s-au analizat, verificat și avizat Temele de proiectare, Expertizele tehnice, Caietele de sarcini de proiectare și execuție, Documentațiile de aprobare a lucrărilor de intervenție (DALI) și Studiile de fezabilitate aferente componentei de investiții (SF), Documentațiile de licitație (DL) pentru proiectele de mentenanță majoră cuprinse în Programele anuale de mentenanță RET. Aceste activități au avut ca obiect proiecte aflate în fazele de proiectare/demarare proceduri achiziție respectiv derulare contracte, după cum urmează:

- **Stații/Transformatoare** - Analiza stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită (unități de transformatoare 16 MVA -250 MVA și întreruptoare 110-400 kV).
- **LEA** - documentații de proiectare: „RC - LEA 400kV d.c. Țânțăreni-Kozlodui 1+2”, „RC - LEA 400kV Porțile de Fier-Slatina”, „Mentenanța majoră LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia și stâlp antenă”, „RC LEA 400kV Mintia – Arad”.
- **LEA** – Au continuat lucrările la: „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; „Consolidare LEA 110 kV Tutora - Ungheni (execuție)”, „RK LEA 400 kV București Sud – Pelicanu”, „RC - LEA 400 kV d.c. Țânțăreni - Turceni G1+2, G3+4”, „RC LEA 400 kV CNE-Constanța Nord st. 1-66”, „RC LEA 400 kV CNE Cernavodă-Gura Ialomiței circ.1 st. 1-64”, „Mentenanță majoră LEA 220 kV d.c. Cluj Florești - Alba Iulia: Cluj Florești - Câmpia Turzii: Iernut - Câmpia Turzii”, „Mentenanța majoră LEA 220 kV Alba - Sugag - Gâlceag”, „Mentenanță majoră LEA 400(220) kV Retezat – Hășdat”.

Au început lucrări de reparații LEA : „RC LEA 220kV Mintia - Timișoara protecție anticorozivă stâlpi” și s-a remediat stâlpul nr. 120 de pe LEA 220kV Fântanele-Gheorgheni, la care a fost deteriorat vârful în condiții meteorologice extreme (viscol, ninsoare cu vânt puternic și chiciură).

Investițiile efectuate până în prezent au permis menținerea la un nivel corespunzător a infrastructurii de conducere prin dispecer și a infrastructurii necesare funcționării piețelor de electricitate: rețea națională de fibră optică, sistem de monitorizare și conducere EMS-SCADA, sistem de măsurare a cantităților de energie electrică tranzacționate pe piața angro, platforme IT de tranzacționare și decontare. Este în curs de desfășurare programul de modernizare a întregii rețele la nivelul celor mai înalte standarde europene cu lucrări de modernizare și rețehnologizare a stațiilor electrice cele mai importante din RET, precum și de dezvoltare a capacității de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/rețehnologizare efectuate în rețea au urmărit în permanență adoptarea de echipamente la nivelul tehnic al perioadei respective, ceea ce a permis și alegerea unor scheme de conexiuni simplificate pentru stațiile electrice. Transformatoarele și autotransformatoarele noi instalate în stațiile rețehnologizate se caracterizează prin parametri de funcționare îmbunătățiți și soluții constructive fără unități de reglaj sau unități monofazate, mărind siguranța în funcționare și reducând semnificativ costurile de mentenanță, impactul negativ asupra mediului și pierderile de energie electrică în rețea.

4 Gradul de încărcare a elementelor RET

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe regimurile de referință din perioadă studiată: sezonul de vară 2021 și sezonul de iarnă 2021-2022. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului import-export cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de rețea în conformitate cu Programul Anual de Retragere (PAR) din exploatare a echipamentelor pentru desfășurarea lucrărilor de investiții și mentenanță din RET. De asemenea, au fost considerate și indisponibilitățile unor unități de transformare din RET ca urmare a retragerii din exploatare. În calculele de regimuri se iau în considerare consumurile în stațiile electrice citite la palierul caracteristic de consum VSI (Vârf Seară Iarna), respectiv VDV (Vârf Dimineață Vara).

Trebuie menționat că în exploatare încărcările elementelor de rețea variază datorită modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției, precum și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceste aspecte pot conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

Rezultatele analizelor ce sunt prezentate în continuare sunt preluate din studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN pentru perioadele de vară 2021 și iarnă 2021-2022.

4.1 Sezonul de vară 2021

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de vară 2021 este realizată pe un regim VDV cu producție de 2906 MW în CEE, 700 MW în CEF, sold de export de 1000 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET 1:

- LEA 220 kV Gutinaș - Stejaru derivație AT1 Dumbrava provizorat în funcțiune (rețehnologizarea stației 220/110 kV Dumbrava);
- LEA 220 kV Gutinaș - FAI provizorat în funcțiune, fără injecție prin AT 220/110 kV Munteni (rețehnologizarea stației 220/110 kV Munteni). Se conectează cel de-al doilea AT 220/110 kV FAI;

- LEA 400 kV Smârdan - Isaccea circ. 2 este considerată retrasă din exploatare (re tehnologizarea stației 400/110 kV Smârdan);
- LEA 110 kV Războieni - Roman Nord, LEA 110 kV Vatra - Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad - Glăvănești în funcțiune;
- Bobinele de compensare BC 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile.

DET 2:

- T1 400/110 kV și T2 400/110 kV Medgidia Sud în funcțiune, CT 110 kV Medgidia Sud conectată (re tehnologizarea stației 400/110 kV Medgidia Sud este considerată finalizată);
- Bobinele de compensare BC 400 kV București, Isaccea, Cernavodă, BC 110 kV Fundeni sunt disponibile;
- Este considerată disponibilă o BC 110 kV în stația Domnești;
- LEA 110 kV Basarabi - Băltăgești este deconectată;
- LEA 110 kV Hârșova - Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă, LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu cu derivație Fântânele și LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu sunt deconectate.

DET 3:

- LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- LEA 220 kV Ișalnița-Sărdănești provizorat în funcțiune prin realizarea unui șunt între LEA 220 kV Sărdănești-Craiova Nord și LEA 220 kV Craiova Nord-Ișalnița circ. 1; LEA 220 kV Craiova Nord-Ișalnița circ. 2 în funcțiune în Craiova Nord printr-o celulă proprie. AT 1 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune. Se menționează că se va funcționa cu una dintre unitățile de transformare 200/110 kV Craiova Nord în rezervă (re tehnologizarea stației 220/110 kV Craiova Nord);
- LEA 220 kV Stupărei – Arefu – AT 220/110 kV Râureni provizorat este realizată;
- Bobina de compensare BC 400 kV Bradu este disponibilă și racordată rigid la bara 2. În stația 400 kV Bradu, toate elementele funcționează la bara 1 – 400 kV, cu CT 400 kV în funcțiune;
- Bobina de compensare BC 400 kV Urechești este disponibilă.

DET 4:

- LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud în funcțiune;
- Urmare a punerii în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud s-a considerat în schema de calcul funcționarea cu ambele unități de transformare din stația 400/110 kV Oradea Sud, respectiv LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș și CT 110 kV Vașcău deconectate. LEA 110 kV Beiuș și Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vîrfurile și Brad în funcțiune la bara 2 – 110 kV;
- Consumatorul Cuptoare (Oțelu Roșu) alimentat din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii Oțelărie Reșița (alimentat din stația 220 kV Reșița) și Oțelărie Hunedoara (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune;
- LEA 220 kV Mintia-Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune; LEA 220 kV Baru Mare-Pestiș provizorat în funcțiune; Pentru a asigura alimentarea consumatorilor stației Hășdat din 110 kV sunt realizate provizoratele LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oraș T1 – CFR Pui, LEA 110 kV Laminoare – Hunedoara oraș T2-Hațeg, LEA 110 kV Călan – Ghelar, LEA 110 kV Pestiș – Teliuc (re tehnologizarea stației 220/110 kV Hășdat);

- LEA 220 kV Reșița-laz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița. Celula 220 kV AT2 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 220 kV provizorat (re tehnologizarea stației 220/110 kV Reșița);
- În stația laz este considerat în funcțiune AT2 220/110 kV laz. Funcția de întreruptor pentru AT 2 220/110 kV laz pe partea de 220 kV este asigurată de întreruptorul LEA 220 kV Reșița – laz circ. 1 – racord AT2 220/110 kV laz provizorat, din stația Reșița (prin funcția de teleprotecție). AT1 220/110 kV laz este retras definitiv din exploatare pentru înlocuire, având conductoarele active secționate între racord 110 kV AT1 și celula 110 kV.
- Bobinele de compensare BC 400 kV Arad, Mintia, Oradea Sud sunt disponibile.

DET 5:

- Ambele unități de transformare 220/110 kV Alba Iulia sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV Câmpia Turzii va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud – derivație IMA deconectate). Se menține în stația Cluj Florești o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;
- AT2 220/110 kV Ungheni retras din exploatare în vederea înlocuirii. Se consideră retrasă din exploatare LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1. Va fi în funcțiune provizoratul LEA 220 kV Iernut – Fântânele – derivație Ungheni provizorat, realizat prin utilizarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni și LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 2 (re tehnologizarea stației 220/110 kV Ungheni).
- AT 220/110 kV Vetiș a fost înlocuit;
- Bobinele de compensare BC 400 kV Sibiu Sud, Roșiori, Dârste, Gădălin sunt disponibile.

În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV și LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea sunt prezentate în Anexa B-3, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată că, în regimul analizat, LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW) în proporție de cca. 75% din total liniilor. Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 834 MW);
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (cca. 739 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (cca. 667 MW);
- LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud (cca. 670 MW);
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut (cca. 570 MW);
- LEA 400 kV București Sud – Domnești (cca. 567 MW);
- LEA 400 kV Pelicanu – București sud (cca. 563 MW);
- LEA 400 kV Isaccea – Smârdan circ. 1 (cca. 536 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 (cca. 468 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 1 (cca. 452 MW);

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 150$ MW) în proporție de cca. 33% din totalul liniilor de 220 kV. Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ 1, 2 (cca. 227 MW);
- LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord (cca. 201 MW);
- LEA 220 kV Târgu Jiu Nord - Paroșeni (cca. 200 MW);
- LEA 200 kV Reșița – Timișoara circ 1, 2 (cca. 181 MW);
- LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare (cca. 170 MW);
- LEA 220 kV Baru Mare – Pestiș (cca. 170 MW);
- LEA 220 kV București Sud - Fundeni circ. 1, 2 (cca. 167 MW);
- LEA 220 kV Filești – Barboși (cca. 165 MW);
- LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru (cca. 153 MW).

Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.1, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV ($\%I_{adm}$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.2. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculelor de verificare a criteriului (N-1) și din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 4.1

Regim	Încărcare AT 400/220 kV ($\%S_n$)		Încărcare AT 220/110 kV ($\%S_n$)		Încărcare T 400/110 kV ($\%S_n$)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2021	69	37	62	25	85	37

Tabelul 5.4.2

Regim	LEA 400 kV ($\%I_{adm}$)		LEA 220 kV ($\%I_{adm}$)	
	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2021	74	28	72	23

4.2 Sezonul de iarnă 2021-2022

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de iarnă 20219 - 2022 este realizată pe un regim VSI cu producție de 2825 MW în CEE, sold de export de 600 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET 1:

- LEA 220 kV Gutinaș - Stejaru derivație AT1 Dumbrava provizorat în funcțiune (retehnologizarea stației 220/110 kV Dumbrava);
- LEA 220 kV Gutinaș - FAI provizorat în funcțiune, fără injecție prin AT 220/110 kV Munteni (retehnologizarea stației 220/110 kV Munteni). Se conectează cel de-al doilea AT 220/110 kV FAI;
- LEA 400 kV Smârdan - Isaccea circ. 2 este considerată retrasă din exploatare (retehnologizarea stației 400/110 kV Smârdan). Se aplică măsuri de regim (buclare zone 110 kV Smârdan și Lacu Sărat și conectare cuplă 110 kV ca CT între barele 2A și 2B Smârdan)
- LEA 110 kV Războieni - Roman Nord, LEA 110 kV Vatra - Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad - Glăvănești în funcțiune;
- Bobinele de compensare BC 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile.

DET 2:

- LEA 400 kV Cernavodă – Medgidia Sud bloc cu Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV prin cablu de 400 kV este considerat în funcțiune, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată (Rth Medgidia Sud).
- Bobinele de compensare BC 400 kV București, Isaccea, Cernavodă, BC 110 kV Fundeni, Domnești sunt disponibile;
- LEA 110 kV Hârșova - Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă, LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu cu derivație Fântânele și LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu sunt deconectate.

DET 3:

- LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- Se consideră în funcțiune LEA 220 kV Craiova Nord – Sărdănești, LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița circ 1 și 2. Ambele unități de transformare, AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord sunt disponibile. (Rth Craiova Nord se consideră finalizată).
- LEA 220 kV Stupărei – Arefu – AT 220/110 kV Râureni provizorat este desființată;
- Bobina de compensare BC 400 kV Bradu este funcțiune pe celulă mobilă racordată la bara 1 – 400 kV. În stația 400 kV Bradu la bara 1 – 400 kV vor funcționa LEA 400 kV Țânțăreni, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV, BC 400 kV, iar la bara 2 – 400 kV vor funcționa LEA 400 kV Brașov, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV cu CT 400 kV în funcțiune.
- Bobina de compensare BC 400 kV Urechești este disponibilă.

DET 4:

- LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud în funcțiune;

- Urmare a punerii în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud s-a considerat în schema de calcul funcționarea cu ambele unități de transformare din stația 400/110 kV Oradea Sud, respectiv LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș și CT 110 kV Vașcău deconectate, cu următoarea distribuție în stația Vașcău: LEA 110 kV Beiuș și Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vîrfurile și Brad în funcțiune la bara 2 – 110 kV;
- Consumatorul Cuptoare (Oțelu Roșu) alimentat din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii Oțelărie Reșița (alimentat din stația 220 kV Reșița) și Oțelărie Hunedoara (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune;
- LEA 220 kV Mintia-Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune (Rth Hășdat);
- LEA 220 kV Baru Mare-Pestiș provizorat în funcțiune (Rth Hășdat);
- Pentru a asigura alimentarea consumatorilor stației Hășdat din 110 kV sunt realizate provizoratele LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oraș T1 – CFR Pui, LEA 110 kV Laminoare – Hunedoara oraș T2-Hațeg, LEA 110 kV Călan – Ghelar, LEA 110 kV Pestiș – Teliuc (Rth Hășdat);
- LEA 220 kV Reșița-laz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița. Celula 220 kV AT2 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 220 kV provizorat (re tehnologizarea stației 220/110 kV Reșița);
- LEA 220 kV Reșița – laz circ. 1 – racord AT2 – 200 MVA 220/110 kV laz provizorat în funcțiune;
- AT 2 nou – 200 MVA, 220/110 kV (poziționat în locul lui AT 1 – 200 MVA care s-a retras definitiv din exploatare) funcționează pe celula proprie 220 kV re tehnologizată la bara 2 – 220 kV și pe partea de 110 kV funcționează pe vechea celulă 110 kV AT 1 – 200 MVA;
- Bobinele de compensare BC 400 kV Arad, Mintia, Oradea Sud sunt disponibile.

DET 5:

- Ambele unități de transformare 220/110 kV Alba Iulia sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV Câmpia Turzii va funcționa debucată de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud – derivație IMA deconectate). Se menține în stația Cluj Florești o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;
- Se consideră amplasat, echipat și pus în funcțiune Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud nou, pe bara 1A, în timp ce Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud va funcționa pe bara 1B; zona RED 110 kV Sibiu este debucată de zonele Brașov și Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului. Schema de funcționare în stația 110 kV Sibiu Sud este cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată și cu următoarea distribuție:
 - Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cisnădie și T3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;
 - Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și T4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni retras din exploatare în vederea înlocuirii. Se consideră în funcțiune LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni. Se menționează că va fi în funcțiune LEA 220 kV Iernut – Fântânele provizorat, realizată prin utilizarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni și LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 2 (Rth Ungheni).

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Sibiu Sud, Roșiori, Dârste, Gădălin** sunt disponibile.

În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV și LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea sunt prezentate în Anexa B-3, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată că, în regimul analizat, LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW) în proporție de cca. 77% din total liniilor. Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 869 MW);
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (cca. 751 MW);
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut (cca. 647 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (cca. 643 MW);
- LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud (cca. 625 MW);
- LEA 400 kV Isaccea – Smârdan circ.1 (cca. 544 MW);
- LEA 400 kV Pelicanu – București sud (cca. 524 MW);
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov (cca. 499 MW);
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Țânțăreni circ.1 (cca. 490 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ.2 (cca. 464 MW);
- LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde (cca. 460 MW);
- LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest (cca. 455 MW).

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 150$ MW) în proporție de cca. 84% din totalul liniilor de 220 kV. Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală se regăsesc:

- LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord (cca. 272 MW);
- LEA 220 kV Târgu Jiu Nord - Paroșeni (cca. 266 MW);
- LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ 1, 2 (cca. 250 MW);
- LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare (cca. 219 MW);
- LEA 220 kV Baru Mare – Pestiș (cca. 203 MW);
- LEA 200 kV Reșița – Timișoara circ 1, 2 (cca. 184 MW);
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni (cca. 183 MW)
- LEA 220 kV București Sud - Fundeni circ. 1, 2 (cca. 167 MW);
- LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava derivație AT Dumbrava (cca. 160 MW).

Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 4.3, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV ($\%I_{adm}$) este prezentată sintetic în Tabelul 4.4. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculelor de verificare a criteriului (N-1) și din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 4.3

Regim	Încărcare AT 400/220 kV ($\%S_n$)		Încărcare AT 220/110 kV ($\%S_n$)		Încărcare T 400/110 kV ($\%S_n$)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI	75	41	67	28	84	41

2021-2022						
-----------	--	--	--	--	--	--

Tabelul 4.4

Regim	LEA 400 kV (% I_{adm})		LEA 220 kV (% I_{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2021-2022	77	28	76	25

4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

Conform regimurilor de referință din studiile semestriale de planificare a funcționării SEN cele mai încărcate LEA de 400 kV sunt: Tulcea Vest – Isaccea, Gutinaș – Smârdan, Pelicanu – Cernavodă, 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, Iernut – Sibiu Sud, București Sud – Pelicanu. Cele mai încărcate LEA 220 kV sunt: Urechești – Târgu Jiu Nord, Paroșeni – Bara Mare, Porțile de Fier – Reșița circ. 1, 2, Reșița – Timișoara circ. 1, 2, București Sud – Fundeni circ. 1, 2, Lacu Sărat – Filești.

Regimurile pe baza cărora s-au furnizat rezultatele de mai sus (VDV 2020 și VSI 2019-2020) prezintă situații valabile pentru ipotezele considerate din punct de vedere al balanței propuse, palierului de consum considerat, producției CEE la valoarea maxim admisibilă determinată de condițiile respectării criteriului (N-1) în RET și RED pentru schema completă.

Gradul de încărcare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor sau cu puterea aparentă nominală a unităților de transformare. Acesta nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN, starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din Codul tehnic al RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: criteriul de siguranță (N-1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie.

4.4 Capacitățile de transfer pe granițe

4.4.1 Tipuri de capacități nete de schimb

În cadrul calculului capacităților transfrontaliere, CNTEE Transelectrica SA aplică prevederi din legislația națională, proceduri operaționale și convenții internaționale cu OTS vecine MAVIR, EMS, ESO EAD:

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare;
- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/27.08.2004 și completat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 35/06.12.2004;
- Documentul "Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) for Regional Group Continental Europe", care înlocuiește Politica nr. 4 a Manualului de Operare al asociației ENTSO – E;
- Metodologia pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC), avizată cu Aviz ANRE nr. 16 din 29.07.2010;
- Convențiile de exploatare ale liniilor de interconexiune încheiate cu OTS vecine;
- Convențiile bilaterale de alocare a NTC pe granițe încheiate cu OTS vecine.

Obligațiile CNTEE Transelectrica SA sunt: determinarea valorilor capacităților nete de interconexiune (NTC), convenirea cu OTS vecine și furnizarea către piața de capacități în vederea alocării la nivel anual, lunar, zilnic și intrazilnic. CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS calculează următoarele tipuri de capacități nete de interconexiune având în vedere obiectivul principal de a optimiza valorile NTC, ținând cont de programele de retrageri din exploatare, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1):

a) Valori NTC indicative maxime negarantate având următoarele caracteristici:

- Se calculează sezonier valorile NTC maxime negarantate în interfața de interconexiune sincronă a SEN pentru sezonul următor;

- Calculele se fac pentru topologie normală, luând în considerare și punerile în funcțiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc în perioada respectivă;
- Se consideră diferite variante de producție, cele mai favorabile scenarii de schimb, urmărind atingerea simultană a mai multor limitări pe toate direcțiile și maximizarea schimburilor în interfața de interconexiune a SEN;
- Se calculează capacități de schimb totale între România și rețeaua europeană interconectată și se distribuie pe granițe în funcție de scenariile de schimb considerate;
- Se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglaje protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând și măsuri preventive/postavarie;
- Se menține o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni, Valoarea TRM este stabilită la 100 MW pe fiecare graniță, ceea ce conduce la valorile 300/400 MW pe interfața României la export/import;
- Valorile NTC maxime sunt indicative, negarantate și nu sunt furnizate către piață de capacități. *Acestea sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil.*

b) Valori NTC anuale și lunare ferme având următoarele caracteristici:

- Conform acordurilor bilaterale încheiate cu OTC vecine, CNTEE Transelectrica SA furnizează pentru utilizare comercială valorile NTC bilaterale ferme care pot fi utilizate simultan în aceeași direcție export/import, cu rezervele de fiabilitate convenite în convențiile bilaterale, fără a pune în pericol siguranța sistemului:
 - Valori NTC anuale garantate pentru toate programele de reparații anuale convenite în SEN și interconexiune;
 - Valori NTC lunare garantate pentru programele de reparații planificate lunare în SEN și interconexiune;
- Valorile NTC anuale ferme se estimează luând în considerare experiența anului curent și anterior privind programele simultane de reparații în interconexiune și a posibilităților de schimb;
- Valori NTC lunare ferme pe granițe se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată în cadrul UNO–DEN pe baza recomandărilor ENTSO-E privind schimburile interdependente în rețele buclate: valorile NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor valori NTC compozite în interfața de interconexiune a SEN și alte interfețe utilizate în comun cu sistemele vecine. Pentru fiecare lună sunt calculate valori NTC ferme pe granițe, utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând în considerare:
 - Schimburile prognozate, valorile NTC anuale ferme, incertitudinea sursa/destinația și posibilitatea realocărilor succesive, eliminarea soldării, utilizarea comună a interfețelor;
 - Programele de reparații pentru luna respectivă;
 - Prognoza de producție și consum;
 - Starea automaticilor, măsurile operative preventive sau postavarie;

Calculul valorilor NTC la nivel lunar se face pe subperioade cu rezoluție până la săptămână și zi, funcție de programele de retrageri din luna respectivă. Având în vedere acest aspect, valorile NTC obținute la nivel lunar sunt adecvate și pentru alocare zilnică și intrazilnică.

- Rapoartele anuale privind congestiile comerciale generate de schimburile transfrontaliere de energie electrică se află pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa <http://www.transelectrica.ro/web/tel/355>.

4.4.2 Capacități nete de schimb maxime negarantate

Scenarii export	RO->HU	RO->RS	RO->BG	RO->UA
export 1	30%	30%	30%	10%
export 2	30%	15%	45%	10%
export 3	45%	15%	30%	10%
export 4	30%	40%	20%	10%
export 5	40%	30%	20%	10%
Scenarii import	RO<-HU	RO<-RS	RO<-BG	RO<-UA
import 1	30%	30%	30%	10%
import 2	30%	15%	45%	10%
import 3	45%	15%	30%	10%
import 4	30%	40%	20%	10%
import 5	40%	30%	20%	10%

Calculul valorilor NTC maxime negarantate se realizează în studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN. Se calculează aceste valori considerând diferite structuri de creștere a schimbului simultan în mai multe direcții, conform scenariilor de mai jos:

Sursa: <https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2021 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Export RO	3200	3400	3300	3100	3100
Import RO	3050	3200	3200	3050	3150
RO->HU	800	800	800	800	800
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	800	800	800	800
RS->RO	800	800	800	800	800
RO->BG	1300	1400	1300	1100	1100
BG->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->UA	300	400	400	400	400
UA->RO	250	400	400	250	350

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru iarna 2021-2022 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Export RO	3500	3400	3400	3500	3400
Import RO	3600	3500	3500	3600	3500
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	800	800	800	800
RS->RO	800	800	800	800	800
RO->BG	1300	1300	1300	1300	1300
BG->RO	1300	1300	1300	1300	1300
RO->UA	400	300	300	400	300
UA->RO	500	400	400	500	400

4.4.3 Capacități nete de schimb lunare

În tabelul următor sunt prezentate valorile maxime ale profilelor NTC calculate de către CNTEE Transelectrica SA din perioada 2015-2020 .

	Valori maxime NTC lunare [MW]					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RO export	1650	1700	1700	1550	1550	2400
RO import	2100	2150	2450	2200	2450	2700
RO->HU	700	700	700	600	650	700
HU->RO	700	700	700	700	800	700
RO->RS	600	700	700	600	600	600
RS->RO	800	800	800	800	800	800
RO->BG	250	250	250	300	250	900
BG->RO	400	300	300	400	350	800
RO->UA	100	50	50	50	50	200
UA->RO	200	350	650	300	500	400

Sursa: <http://transelectrica.ro/web/tel/prognoza-capacitati>

4.4.4 Factori ce influențează valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare

Analiza referitoare la factorii cu influență asupra valorilor NTC maxime negarantate, se bazează pe rezultate și concluzii care provin din studiile sezoniere de planificare operațională a funcționării SEN. Factorii cu influență asupra valorilor NTC ferme, anuale și lunare, sunt determinați pe baza calculelor de NTC oferite către piață.

Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare în perioada 2019-2020:

- Limita de curent sezonieră pe LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap. Reducerea limitei de curent admisibile pe liniile de evacuare din CHE Djerdap pe timpul sezonului de vară la 1300 A are efect negativ asupra capacității de export în perioada de vară;
- Modificarea structurii soldurilor în interconexiune (sold de import mare în Ungaria) conduce la o utilizare mai mare a capacității de interconexiune România-Ungaria, cu efect pozitiv asupra valorilor NTC de export;
- Punerea în funcțiune a CEE în sud-estul țării a mărit contribuția axelor 400 kV Isaccea – Rahman – Dobrudja și Isaccea – Stupina – Varna la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacității de export. Valoarea NTC de export pe interfața României este cu atât mai mare cu cât este mai mare producția în CEE din zona Dobrogea;
- Funcționarea cu deficit redus în zona de nord (secțiunea S4) determină creșterea valorilor NTC de import.

Valorile capacităților lunare ferme sunt mai mici decât valorile maxime indicative din următoarele motive:

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mulți parteneri prin interfețe multilaterale comune și alocări succesive pe mai multe granițe, determinând solicitarea preferențială a unor granițe ale SEN, conform metodologiei de calcul a valorilor NTC lunare față de cea pentru valorile NTC maxime negarantate;
- Desfășurarea unor programe de lucrări în RET care au necesitat retrageri din exploatare a unor linii cu impact asupra capacităților transfrontaliere;
- Variația structurii schimburilor cu partenerii de interconexiune având în vedere modelul de rețea comun pe care se realizează calculele pentru valorile NTC sezoniere maxime și NTC lunar.

Valorile capacităților în interfața României pot varia pe parcursul anului sub influența următorilor factori:

- Considerarea retragerilor din exploatare a unor linii de interconexiune și linii interne cu impact asupra valorilor NTC;
- Diferența de temperatură sezonieră:
 - trecerea la reglaje de vară reduse pentru unele protecții de suprasarcină în Serbia în perioada aprilie/mai – septembrie/octombrie, cu efect negativ asupra NTC de export;
 - curenți limită termică admisibili mai mari pe diferite linii din SEN și rețeaua externă, care influențează pozitiv valorile NTC de import și export în perioada lunilor de iarnă;

- Producția în centrale a căror încadrare în rețea are impact asupra valorilor NTC: CHE Porțile de Fier și Djerdap;
- Nivelul de coordonare diferit pe parcursul lunilor anului a programelor de retrageri semnificative din exploatare (în paragraful 5.4.4.5. sunt precizate liniile cu influența asupra NTC) între partenerii de interconexiune. Astfel, unele echipamente cu influență în interconexiune se retrag din exploatare de mai multe ori într-un an, deoarece nu se execută toate lucrările într-o singură perioadă de retragere din exploatare.

Din calculele valorilor capacităților realizate pentru perioada 2019-2020 se pot observa următoarele aspecte:

- Structura exportului cu cote mari spre Bulgaria determină creșterea valorii NTC total în interfața SEN;
- Structura a importului cu cote mai mari dinspre Bulgaria determină creșterea valorii NTC total în interfața SEN;
- Creșterea exportului spre Serbia determină reducerea valorilor NTC în funcție și de producția inițială din CHE Porțile de Fier I.
- Structura importului cu cote mărite dinspre Ungaria plus Bulgaria determină creșterea valorilor NTC în comparație cu o creștere a importului pe direcția Ungaria plus Serbia;
- Limitarea deficitului în zona de nord a SEN are ca efect obținerea unor valori NTC mai mari la import;
- Creșterea capacității de import și export pe granița cu Ungaria datorită punerii în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud începând cu data de 25.12.2020;

4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme din perioada 2019-2020

Reprezentarea profilului valorilor NTC din Figurile 4.4.1 și 4.4.2 indică echipamentele a căror retragere din exploatare influențează valorile NTC pe interfața României pentru perioada **2019-2020**. Se constată că reducerea valorilor NTC este cauzată nu numai de retragerile din exploatare ale unor linii de interconexiune ale României sau elemente interne din RET, dar și din cauza unor elemente interne ale OTS din interconexiune.

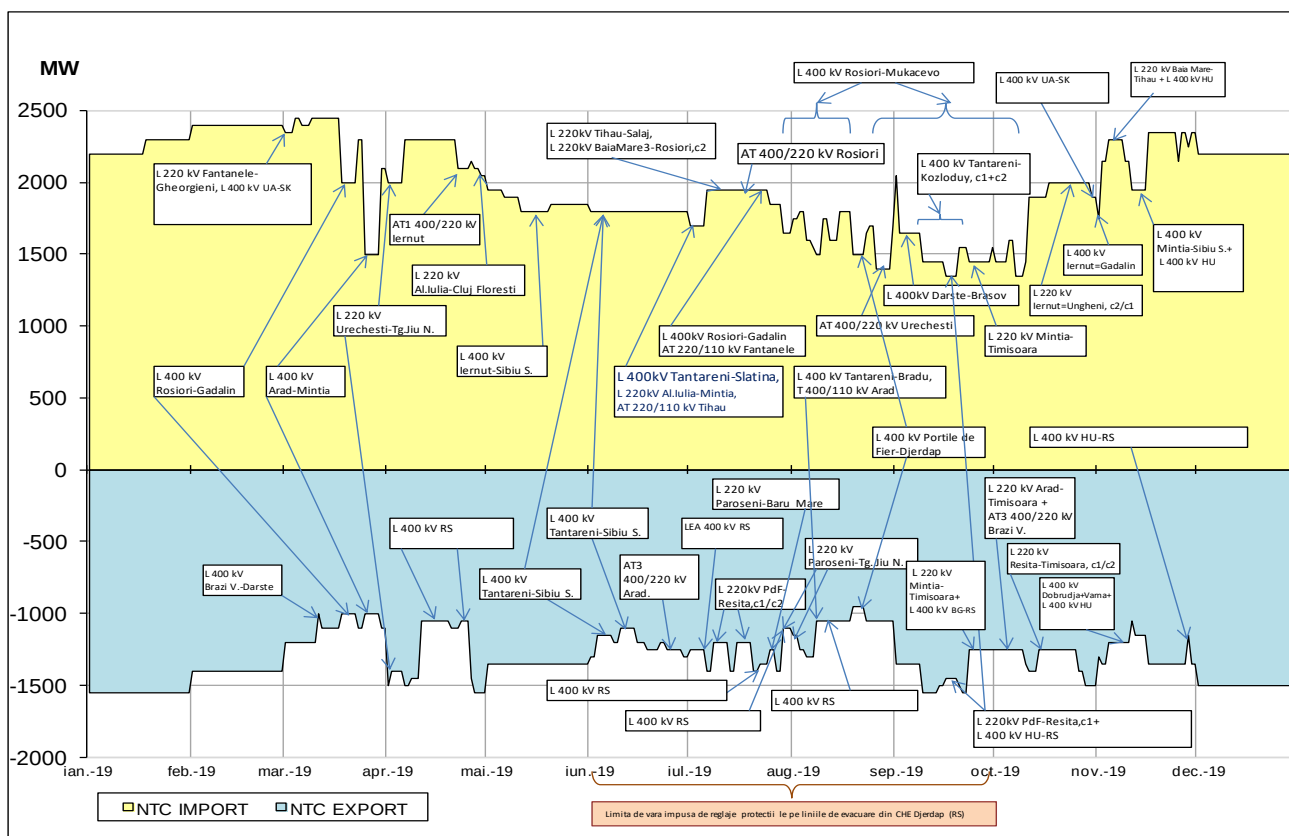


Fig. 4.4.1. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2019

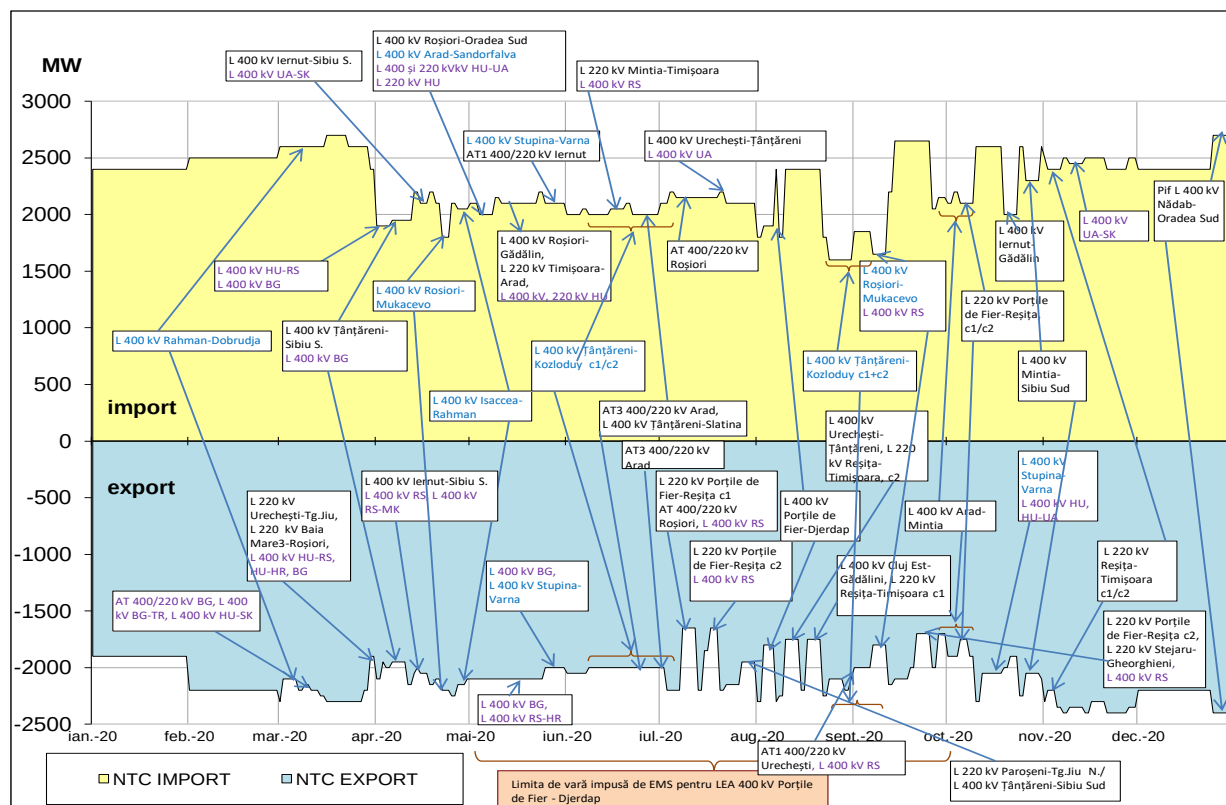


Fig. 4.4.2. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2020

4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb

În Figurile 4.4.3 și 4.4.4 se pot observa profilele valorilor NTC în interfața SEN și programele de schimb (schimburi comerciale programate) în anii 2019-2020 (gol de noapte, ora 3:00 CET și vârf de dimineață, ora 11:00 CET). Se obțin 4 curbe care explicitează gradul de utilizare a NTC la aceste momente reprezentative ale zilei. Rezultatul soldării programelor de schimb (între schimburile comerciale programate de export și de import) se încadrează în valorile NTC. Aceasta concluzie e valabilă pentru orice palier analizat, adică atât la gol de noapte, cât și la vârf de dimineață. Pe baza soldului de la orele indicate mai sus se constată că soldul SEN a fost predominant de import atât în anul 2019 cât și în anul 2020. Se remarcă o utilizare preponderentă a capacității de import..

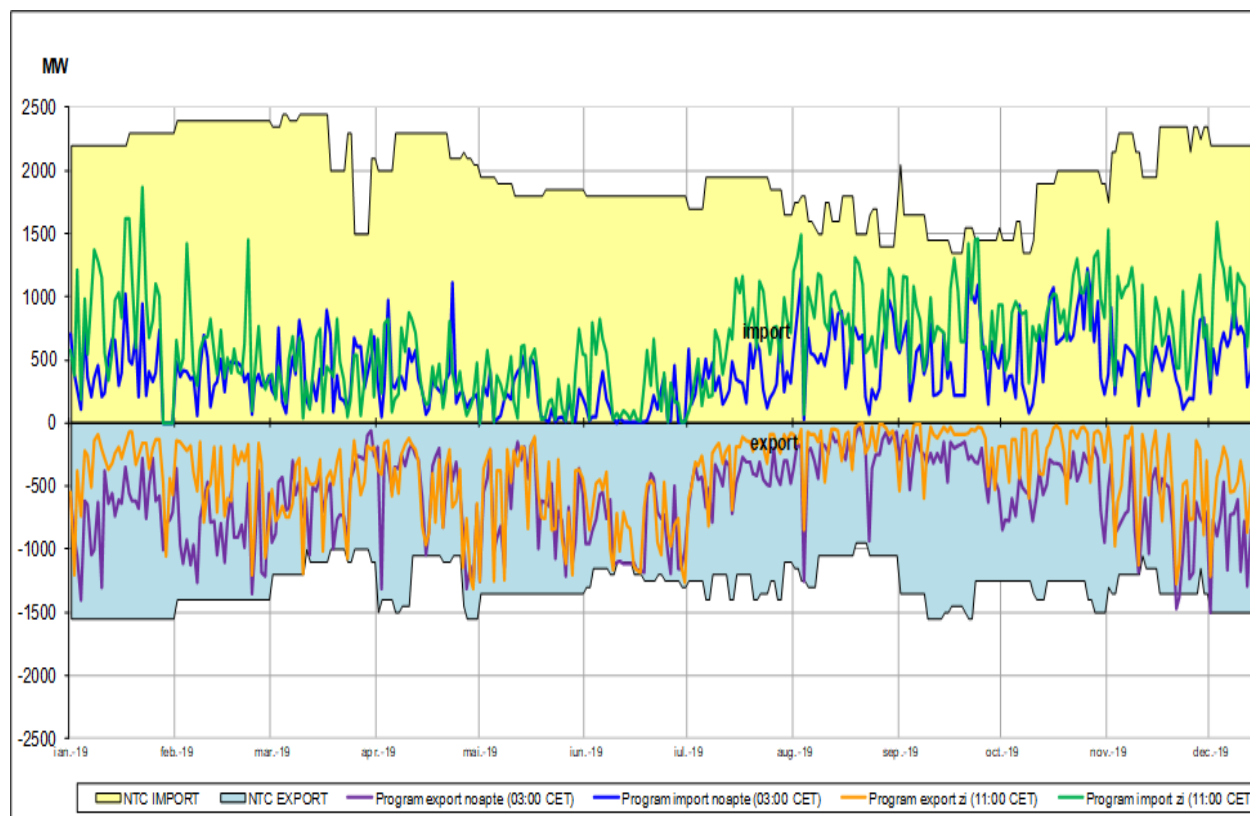


Fig. 4.4.3. Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2019

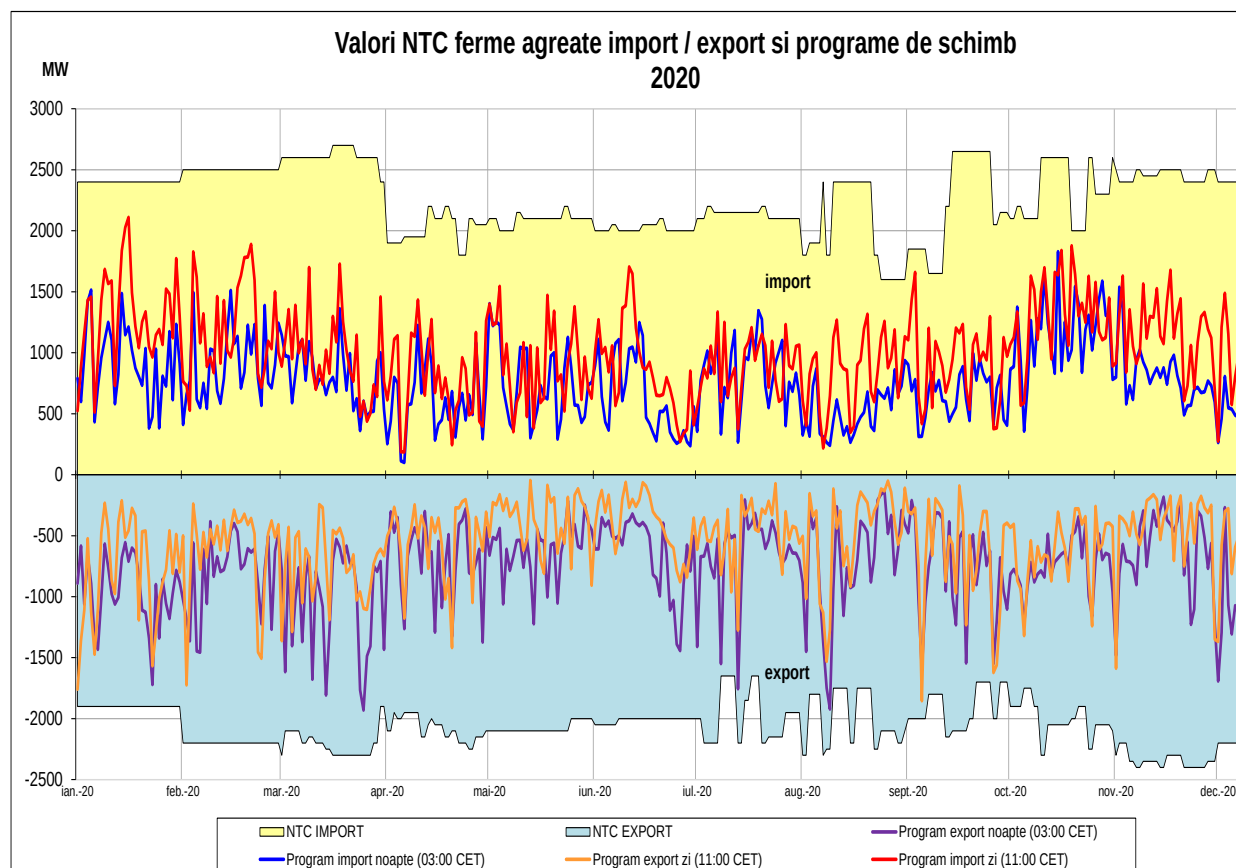


Fig. 4.4.4 Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2020

5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum este reglat cu următoarele mijloace de compensare a puterii reactive:

- Generatoarele sincrone, prin reglarea tensiunii la borne cu utilizarea benzii de putere reactivă (primară sau secundară) din diagrama P-Q;
- Hidroagregate în regim de compensator sincron;
- Instalațiile de reglaj automat U-Q din noduri 400 kV din RET, cu utilizarea benzii de putere reactivă din diagrama P-Q a unor centrale electrice clasice sau bazate pe surse regenerabile;
- Bobine de compensare;
- Ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc;
- Baterii de condensatoare.

Reglajul secundar automat de tensiune este implementat în RET pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Ca ultimă măsură pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile, în unele situații de gol de sarcină, se aduc în rezervă caldă anumite LEA de 400 kV sau 220 kV, după ce în prealabil s-a verificat că prin deconectarea lor nu este afectată siguranța SEN (respectarea criteriul N-1).

Pentru analizele de regim permanent s-a considerat banda primară de putere reactivă la generatoarele modelate la borne (banda secundară este luată în considerare numai pentru analizele de stabilitate statică).

În Anexele B-5 și B-6 sunt prezentate valorile tensiunilor calculate pentru nodurile RET din regimurile de vară 2021 și iarnă 2021–2022 descrise în capitolul 5.4. În aceste regimuri necesitatea menținerii în funcțiune a unor bobine de compensare s-a determinat prin calcule. În regimul VDV 2021 s-au menținut funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o BC), Urechești, iar în regimul VSI 2021 – 2022 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o BC), și Urechești.

În regimurile de gol de sarcină s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a tuturor bobinelor de compensare disponibile din RET și RED 110 kV. De asemenea, la reglajul tensiunii a fost necesară utilizarea și a altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare sincrone în regim capacitiv.

În Tabelul 5.5.1. se prezintă valorile puterii active (soldate) tranzitate între RET și RED, determinate pe barele de 110 kV ale autotransformatoarelor 220/110 kV și transformatoarelor 400/110 kV.

Tabelul 5.1

Regim		Tranzit soldat RET→RED
		P [MW]
Iarna 2021/2022	VSI	4330
Vara 2021	VDV	3362

Consumul alimentat din RED reprezintă cca. 92,49% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2021 și 93,24% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2021-2022.

Mijloacele de reglaj al tensiunii în RET - modificări în ultimii 5 ani

În prezent în RET se face reglaj secundar automat de tensiune pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Bobinele de compensare monofazate de 330 (3x110) MVar, 750 kV care au funcționat la 400 kV în stația Isaccea au fost înlocuite cu bobine noi trifazate de 100 MVar, 400 kV, punerea lor în funcțiune a fost pentru BC 2 în data de 19.06.2019 și pentru BC 1 în data de 03.07.2019.

În stația 400 kV Sibiu Sud a fost pusă în funcțiune o bobină de compensare relocată din stația 400 kV Țânțăreni (fosta BC A – 100 MVar) în data de 12.12.2019.

În stația 400 kV București Sud s-a pus în funcțiune în data de 30.01.2020 o bobină de compensare de 100 MVar nouă. Bobina de compensare 100 MVar veche care s-a defectat în data de 22.01.2018 după reparație a fost pusă în funcțiune în data de 15.10.2020 în stația 400 kV Țânțăreni în locul BC A relocată în stația 400 kV Sibiu Sud. În data de 02.08.2021 s-a pus în funcțiune BC 100 MVar în soluție definitivă în stația Sibiu Sud, utilizând o celulă mobilă racordată la bara 2 – 400 kV.

În stația 400 kV Arad s-a pus în funcțiune în data de 06.03.2020 o bobină de compensare de 100 MVar nouă, înlocuind bobina de compensare 100 MVar veche care era indisponibilă din data de 06.03.2020.

Bobina de compensare achiziționată în vederea punerii în funcțiune în stația 400 kV Smârdan a fost relocată și pusă în funcțiune în stația 400 kV Bradu în data de 09.09.2020 în soluție provizorie utilizând stâlpi de intervenție. În data de 20.08.2021 s-a pus în funcțiune BC 100 MVar în stația Bradu, utilizând o celulă mobilă racordată la bara 1 – 400 kV. După instalarea mijlocului modern de compensare a puterii reactive în stația Bradu bobina de compensare va fi pusă în funcțiune în stația Smârdan, având în vedere că bobina de compensare 100 MVar din stația 400 kV Smârdan este indisponibilă din data de 09.01.2017.

De asemenea, în cadrul proiectului de rețehnologizare al stației 400/110/20 kV Domnești au fost puse în funcțiune două bobine de compensare de 100 MVar, la tensiunea de 110 kV, BC 2 – 100 MVar pe data de 05.12.2020 și BC 1 – 100 MVar pe data de 29.04.2021.

Mijloacele de reglaj al tensiunii în RET – soluții moderne care vor fi implementate în perioada 2022-2031:

- Mijloace modern de reglaj al tensiunii în stațiile Sibiu Sud și Bradu;
- Mijloace modern de reglaj al tensiunii în stațiile Suceava, Gutinaș și Roșiori (Proiect CARMEN – PIC).

Calitatea tensiunii în RET

În data de 30.03.2016 a intrat în vigoare „Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem” elaborat de ANRE (actualizat prin Ordinul ANRE nr. 36/09.06.2021).

Actualele reglementări din România (Standardul de performanță și Codul RET) impun Operatorului de Transport și Sistem să monitorizeze și să raporteze respectarea calității energiei electrice în propria rețea. Această activitate se desfășoară în conformitate cu procedura „*Modul de calcul și raportarea indicatorilor de performanță ai Transelectrica, conform standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice*”, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea și respectarea cerințelor de Calitate a Energiei Electrice în stațiile proprii și de identificare a surselor perturbatoare.

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) și EURELECTRIC (2006), aspectele legate de calitatea energiei electrice se clasifică în următoarele categorii:

- *Calitatea tensiunii* – cu referire la caracteristicile tehnice ale tensiunii;
- *Continuitatea alimentării* – cu referire la continuitatea în alimentarea consumatorilor;
- *Calitatea comercială* – cu referire la relațiile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori și utilizatori în ceea ce privește asigurarea diferitelor servicii.

În ceea ce privește monitorizarea calității tensiunii în nodurile RET, CNTEE Transelectrica SA aplică o strategie de supraveghere a calității energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calității energiei electrice (SMCENEL) gestionat de DM-OMEPA și pus în funcțiune în aprilie 2011, cât și printr-un program de supraveghere a calității curbei de tensiune la cerere sau în situații solicitate de către DEN (măsurători temporare), în stațiile CNTEE Transelectrica SA, utilizând 6 analizoare portabile. Sistemul centralizat de monitorizare a calității aparținând CNTEE Transelectrica SA monitorizează calitatea energiei electrice în 118 de puncte aflate la interfața RET/RED, la marii consumatori și la centralele electrice eoliene conectate direct la RET. Măsurătorile temporare au urmărit realizarea de măsurători simultane de calitate în mai multe stații învecinate electric, în scopul determinării consumatorului perturbator și a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbunătățirii calității tensiunii în sistem, CNTEE Transelectrica SA a realizat, la nivelul anului 2019:

- Punerea în funcțiune a reglajului de tensiune utilizând întreaga posibilitate de reglaj a centralelor racordate în 8 stații. Monitorizarea funcționării acestor bucle de reglaj de tensiune este permanentă;
- Asigurarea mentenanței întregului sistem de monitorizare a calității energiei electrice;
- Introducerea în avizele de racordare¹ contracte/convenții de exploatare a unor cerințe și penalități privind respectarea cerințelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de măsurători înainte și după racordarea consumatorilor mari și potențial perturbatori racordați în stațiile 110 kV Transelectrica sau în RET;
- Efectuarea de măsurători de calitate a energiei electrice la punerea în funcțiune a oricărei centrale electrice eoliene sau fotovoltaice și condiționarea emiterii certificatului de conformitate de respectarea limitelor impuse de standardele și normele tehnice aflate în vigoare;
- Extinderea numărului de noduri cu monitorizare permanentă. În 2019 numărul total de puncte de măsură integrate în sistemul de monitorizare permanentă este de 79 de puncte de monitorizare. În următorii ani, analizoarele portabile de calitate a energiei electrice vor fi înlocuite cu unele de clasă A;
- Introducerea în normele tehnice de conectare a grupurilor generatoare a cerinței ca toate centralele eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) dispecerizabile să poată fi monitorizate în domeniul calității energiei electrice, cu echipamente² de clasa A, obligatoriu pe durata probelor de performanță și opțional integrarea acestora în sistemele de monitorizare a operatorului de rețea în care acestea se racordează: RET – dacă centralele electrice eoliene sau fotovoltaice se racordează în RET, respectiv în RED dacă acestea se racordează în RED.

¹ Ordinul ANRE nr.51/2009 modificat și completat cu Ordinul ANRE nr.29/2013, Ordinul ANRE nr.30/2013, Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016.

² Standardul SR EN 61000-4-30, Norma Tehnică NTI-TEL-M-002-2011.

6 Pierderi de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET

Nivelul pierderilor de energie electrică este un rezultat al mai multor factori: circulațiile de putere rezultate ca urmare a repartiției teritoriale a consumului și producției, circulațiile pe liniile de interconexiune, rezultate din funcționarea pieței de energie la nivel european, performanțele echipamentelor din rețea, factorii meteorologici, nivelul tensiunilor în SEN. Pierderile de energie electrică cresc odată cu volumul de energie electrică transportată, cu distanța dintre instalațiile de producere și locurile de consum și scad o dată cu creșterea tensiunii rețelei când umiditatea atmosferică este mică, dar pot crește dacă aceasta este mare.

Pierderile de energie electrică în rețeaua electrică (consumul propriu tehnologic - CPT) sunt un rezultat al:

- fenomenului Joule, care constă în pierderi de căldură la trecerea curentului prin conductoarele electrice ale liniilor și înfășurările de cupru ale transformatoarelor și bobinelor;
- pierderilor capacitive prin izolații ale elementelor aflate sub tensiune;
- pierderilor în componentele din fier cauzate de curenții Foucault și de histerezis;
- pierderilor prin descărcări electrice care au loc în urma ionizării aerului din jurul conductoarelor care funcționează la înaltă tensiune (efectul corona).

Volumul și structura pierderilor se modifică continuu, odată cu producția și consumul din fiecare stație, cu modificările de configurație a rețelei ca urmare a lucrărilor de mentenanță sau a incidentelor în rețea și odată cu schimbarea valorii tensiunii în stații.

În Tabelul 6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierele caracteristice VDV 2021 și VSI 2021-2022, pe total SEN și defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV și 400 kV și respectiv pe T, AT de sistem și bobine de compensare. Sunt precizate pierderile calculate pentru întreaga rețea modelată (inclusiv rețeaua de distribuție de 110 kV), $DP_{total(400-220-110\text{ kV})}$, pentru fiecare palier caracteristic. Pierderile totale în RET (DP_{RET}) reprezintă suma dintre pierderile totale (Joule și corona) pe liniile de transport ($DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$), pierderile în unitățile de transformare (DP_{trafo}) și pierderile în bobine (DP_{bobine}). DP_{corona} reprezintă partea de pierderi corona din totalul pierderilor calculate pe liniile de 220 și 400 kV (sunt incluse în $DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$).

Tabelul 6.1

An	Palier	DP RET						
		$DP_{total(400-220-110kV)}$	DP_{RET}	$DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$	DP_{corona}	DP_{trafo}	DP_{bobine}	$DP_{RET}/P_{intr.RET}$
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2021-2022	VSI	398.39	276.25	252.67	56.85	20.14	3.44	3.87%
2021	VDV	332.25	224.63	202.84	30.13	18.33	3.46	3.72%

Pentru fiecare palier caracteristic, în Tabelul 6.2. este prezentată structura puterii transportate prin RET, defalcată pe: surse ce debitează direct în RET, import din sistemele vecine și putere injectată din RED.

Tabelul 6.2

An	Palier	Pintrat RET*)	Pintrat interconexiune	P _{generată în RET}		Aport RED → RET		P _{generată în RET} / P _{generată în SEN} **)
		MW	MW	MW	%P _{intrat RET}	MW	%P _{intrat RET}	%
2021-2022	VSI	7139.82	345.97	5820.9	81.53%	972.95	13.63%	58.21%
2021	VDV	6045.82	238.45	4971.24	82.23%	836.13	13.83%	55.24%

(*) valori nete; (**) valori brute

Pentru palierul caracteristic VSI 2021 – 2022 se constată preponderența în totalul puterii transportate a puterii active produse de sursele care debitează direct în RET (81,53%), față de aportul de putere din RED (13,63%). O structură a surselor similară, cu 82,23% surse din RET și 13,83% aportul de putere din RED, se regăsește în cazul palierului VDV 2021.

În figurile 6.a ÷ 6.c ste prezentată evoluția energiei electrice intrate în contur, a valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET, inclusiv defalcarea pe categorii de echipamente.

Fig. 6.a

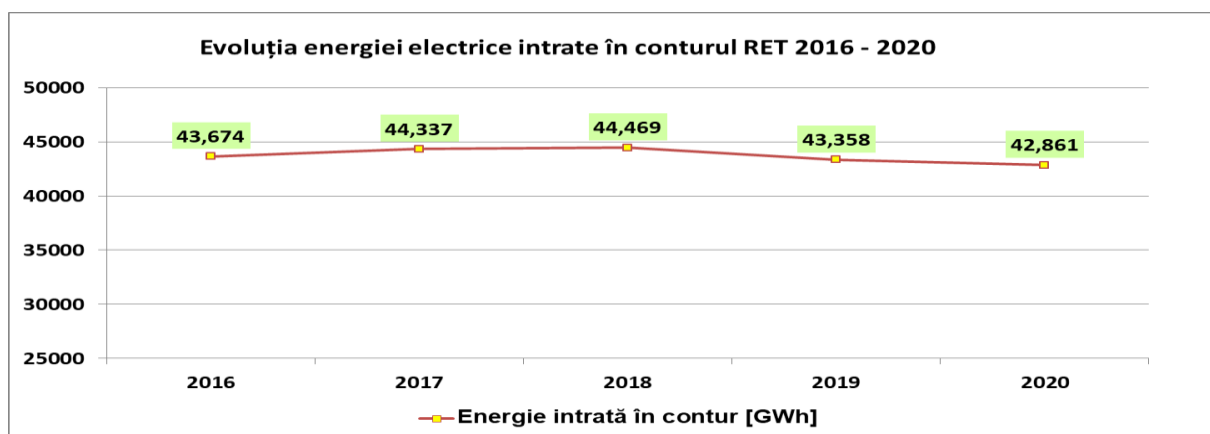


Fig. 6.b

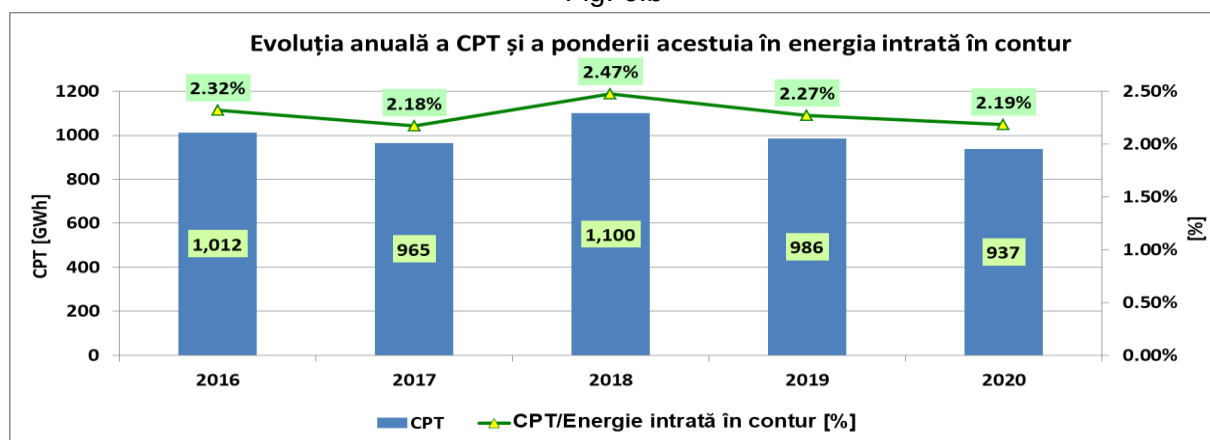
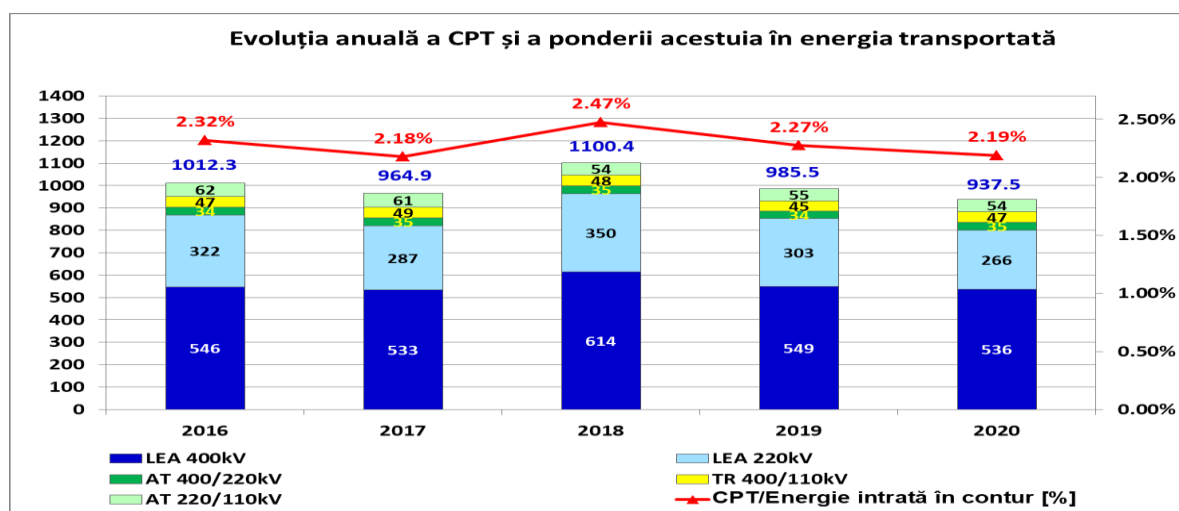


Fig. 6.c



Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale. Graficele de mai sus reflectă situația favorabilă din acest punct de vedere a structurii de producție și soldului în anii 2017 și 2020, care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendința pe termen lung.

Eliminând anii atipici, în care s-au suprapus simultan influențele pozitive (2017, 2020) sau negative (2018), se observă trendul scăzător al ponderii CPT în energia intrată în conturul RET.

Reducerea CPT în anul 2020 în raport cu anul 2019 a fost determinată, în cea mai mare măsură, de distribuția mai favorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune și de repartitia mai avantajoasă a producției față de locurile de consum, care au determinat reducerea transportului de energie electrică pe distanțe mari. Dintre acestea, cea mai mare influență au avut-o fluxurile pe granița de nord – vest a SEN. Zona de nord – vest a SEN este puternic deficitară în producție de energie electrică. În acest sens, importul pe liniile de interconexiune dinspre Ungaria și Ucraina are ca efect reducerea transportului de energie electrică spre această zonă. Transportul energiei nemaifăcându-se pe distanțe mari (din zonele excedentare din sudul țării, către cele deficitare, din nord), se obține un puternic efect de reducere a CPT în RET. În mod similar, exportul spre granițele respective are ca efect creșterea CPT (prin amplificarea transportului de energie pe distanțe mari). În anul 2020, pe granițele respective s-a înregistrat un sold fizic de import cu cca. 23 % mai mare decât în anul 2019.

Energia intrată în conturul RET a avut o valoare cu cca. 1,15 % mai mică decât în anul 2019, determinând, de asemenea, reducerea CPT în RET.

CNTEE Transelectrica SA urmărește în permanență reducerea pierderilor, în fazele de proiectare a rețelei, de programare a funcționării și de exploatare în timp real. Anual se întocmește/actualizează Programul de îmbunătățire a Eficienței Energetice la nivelul Companiei conform Legii 121/2014 și care cuprinde între principalele măsuri pe acelea legate de reducerea CPT. Principalele măsuri aplicate fiind reglarea nivelului de tensiune al rețelei corelat cu condițiile atmosferice și achiziționarea de echipamente moderne cu performanțe superioare din punct de vedere al pierderilor specifice. Începând din 2011, au fost introduse centrele de cost nodale, pentru a furniza informații cu privire la modul de alocare a cheltuielilor cu CPT fiecărui nod al RET, în vederea identificării oportunităților de investire. Spre exemplu, pentru perioada 2020 ÷ 2021 măsurile planificate și acțiunile efectuate în scopul reducerii CPT în RET au fost:

- funcționarea cu o singură unitate de transformare în stațiile electrice în care există două unități, dacă se asigură respectarea condițiilor de siguranță; în această situație, dacă din cele două unități de transformare una este veche și una este nouă, de regulă, în funcțiune este unitatea nouă, cu pierderi reduse;
- reducerea, pe cât posibil, a duratelor de retragere din exploatare în cazul LEA pentru care din calculele de regim a rezultat o creștere semnificativă a CPT la funcționarea fără linia respectivă;
- punerea în funcțiune a LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab, care închide inelul de 400 kV din zonă, contribuind și la reducerea pierderilor din RET;
- înlocuirea a 11 unități de transformare cu echipamente noi, moderne, cu pierderi reduse (Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Baia Mare 3, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Alba Iulia, AT 200 MVA, 220/110 kV Vetis, AT 200 MVA, 220/110 kV Stejaru – stația Hidroelectrică, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni, AT2 200 MVA, 220/110 kV Iaz);
- amplificarea capacității de transformare, prin punerea în funcțiune a AT 3 – 500 MVA, 400/220 kV Porțile de Fier I, care a înlocuit AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV și a Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;
- punerea în funcțiune 4 bobine de compensare noi (BC 100 MVar, 400 kV București Sud, BC 100 MVar, 400 kV Arad, BC 100 MVar, 400 kV Bradu și BC1 și BC 2 – 100 MVar, 110 kV Domnești);
- recondiționarea BC 100 MVar, 400 kV veche din stația București Sud și punerea în funcțiune în stația Țântăreni ca BC A – 100 MVar;
- în prima parte a anului 2022 urmează să fie înlocuite cu unități noi și moderne, cu pierderi mici, AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat și să fie crescută capacitatea de transformare a RET prin punerea în funcțiune a AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- continuarea lucrărilor de realizare a axului 400 kV Banat și a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, care vor determina reducerea pierderilor în zona de vest a RET, rețeaua de 220 kV existentă în prezent în zonă fiind în cea mai mare parte din timp încărcată cu sarcini mari;
- continuarea proiectelor de construire a liniilor noi LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și de retehnologizare a stației Medgidia Sud și racordarea în aceasta a liniilor de interconexiune cu Bulgaria, situate în zona Dobrogea;

- continuarea proiectului de montare a două mijloace moderne de reglaj al energiei reactive, în stațiile Sibiu Sud și Bradu.

7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET

Valorile curenților maximi de scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul în nodurile RET 220-400 kV ale SEN sunt calculate în conformitate cu PE 134/1995 “*Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV*”, ediție ce a avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripții în prevederile Comisiei Electrotehnice Internaționale.

Valorile curenților de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care trebuie înlocuite echipamentele cu performanțe la scurtcircuit nesatisfăcătoare ;
- dimensionarea instalațiilor noi corespunzător solicitărilor dinamice și termice care pot apărea în rețea;
- stabilirea reglajelor protecțiilor prin relee și automatizărilor de sistem;
- determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații și a curenților prin priza stațiilor;
- propuneri de măsuri în RET pentru menținerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalațiile existente;
- stabilirea performanțelor necesare ale echipamentelor și aparaturii ce urmează a fi asimilate în SEN.

Calculul de dimensionare a echipamentelor și aparaturii din instalațiile electrice, a prizelor de pământ și a protecției liniilor de telecomunicație sunt efectuate pentru regimul maxim de funcționare.

Ipotezele de calcul, ce stau la baza calculului curenților de scurtcircuit maximi, conform PE 134/1995 revizuit și recomandărilor ENTSO-E sunt:

- toate liniile și cuplele de bare 400 kV, 220 kV și 110 kV din SEN sunt conectate;
- toate liniile de interconexiune 400 kV dintre SEN și sistemele energetice vecine sunt conectate;
- toate transformatoarele, autotransformatoarele cu tensiune superioară 400 kV, 220 kV, 110 kV sunt în funcțiune pe plot median și au neutrul legat rigid la pământ;
- toate grupurile se află în funcțiune;
- toate bobinele de compensare și compensatoarele sincrone sunt în funcțiune;
- nu sunt luate în considerare regimurile permanente anterioare;
- nu sunt luate în considerare sarcinile consumatorilor la nici un nivel de tensiune;
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Valorile de scurtcircuit calculate pentru stațiile RET, sunt prezentate în Anexa B7.

8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie

8.1 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică

Analizele de stabilitate statică au ca scop determinarea valorilor puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN pentru programarea zilnică a funcționării SEN și conducerea operativă cu urmărirea în timp real a încărcărilor pe secțiuni.

8.1.1 Premize de calcul

Calculul puterilor admisibile în secțiunile caracteristice se realizează considerând funcționarea interconectată a SEN cu sistemele electroenergetice ENTSO-E, ipotezele de balanță corespunzătoare palierelor de vârf de vară și vârf de iarnă, schema de calcul de durată maximă din intervalul de timp analizat (semestrul respectiv), cu verificarea criteriului (N-1). Pentru fiecare din aceste scheme s-au verificat condițiile de stabilitate statică în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea și cu respectarea criteriului de siguranță. În regimurile pentru care este respectată rezerva normată în secțiune, dar tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei s-au situat în afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibilă P_{adm} în secțiune în ultimul regim în care se respectă restricțiile legate de nivelul de tensiune și limitele de încărcare a elementelor rețelei. Valorile stabilite corespund cazurilor de indisponibilități descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri prognozată pentru perioada respectivă. Aceste valori se modifică în cazul în care apar indisponibilități suplimentare de linii în cadrul RET sau se funcționează cu o altă repartiție a puterilor produse. Modificările sunt analizate la programarea zilnică funcționării SEN.

Conform Codului tehnic al RET, rețeaua electrică de transport între zone trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de 20% în configurație cu N elemente în funcțiune și de 8% cu N-1 elemente în funcțiune.

În prezent, în SEN sunt definite următoarele secțiuni caracteristice definite de elementele RET:

- Secțiunea S1
 - 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 – Kozlodui (d.c.);
 - LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.);
 - LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Urechești;
 - LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele.
- Secțiunea S2
 - LEA 400 kV Urechești – Domnești;
 - LEA 400 kV Slatina – București Sud;
 - LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu;
 - LEA 400 kV Rahman - Dobrudja;
 - LEA 400 kV Stupina - Varna;
 - LEA 220 kV Iernut – Ungheni (d.c.);
 - LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele.
- Secțiunea S3
 - LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
 - LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
 - LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
 - LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
 - LEA 400 kV Stupina – Varna;
 - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secțiunea S4

- LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut;
- LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;
- LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab;
- LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru;
- LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia.
- Secțiunea S5
 - LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
 - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest;
 - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secțiunea S6
 - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest;
 - LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
 - LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
 - LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
 - LEA 400 kV Stupina – Varna.

8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor efectuate pentru perioada 2020 – 2021 este prezentată după cum urmează:

Tabelul 8.1 Puterile admisibile pentru perioada de vară 2021

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a determinat valoarea limită
		P _{rez. st..st.}	P _{adm.}	P _{rez st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	3830	1760	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	3760	2020	Declanșarea LEA 220 kV Iernut – Fântânele – derivație Ungheni provizorat
3	S 3	-	-	1200	1120	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1580	750	Declanșarea LEA 400 kV Iernut – Gădălin
5	S 5	-	-	900	490	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	4720	3140	-	-	Declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu

Tabelul 8.2 Puterile admisibile pentru perioada de iarnă 2021-2022

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st.}	P _{adm.}	P _{rez st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	3400	1720	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	3310	2210	Declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
3	S 3	-	-	610	570	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1690	960	Declanșarea LEA 400 kV Iernut – Gădălin
5	S 5	-	-	950	510	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	4820	2840	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș

unde:

- $P_{\text{rez. st.st}}$ este puterea admisibilă cu respectarea rezervelor normate de stabilitate statică;
- $P_{\text{adm.}}$ este puterea admisibilă cu respectarea curenților admisibili și a benzilor normale de tensiune.

8.1.3. Analiza secțiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condițiilor de stabilitate statică

Analizând valorile puterilor admisibile pentru perioada 2021 – 2022 se pot constata următoarele:

Secțiunea S1

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată minimă este 3400 MW stabilită în regimul de iarnă 2021 – 2022, iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii este de 1720 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2021 – 2022. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;

Secțiunea S2

Puterea cu rezervă normată minimă este de 3310 MW stabilită în regimul de iarnă 2021 – 2022, iar valoarea puterii admisibile minime este de 2020 MW stabilită în regimul de vară 2021. Limita puterii admisibile minime se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Iernut – Fântânele – derivație Ungheni provizorat.

Secțiunea S3

Puterea cu rezervă normată minimă este de 610 MW stabilită în regimul de iarnă 2021 – 2022, iar valoarea puterii admisibile minime este de 570 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2021 – 2022. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș.

Secțiunea S4

Puterea cu rezervă normată minimă este de 1580 MW stabilită în regimul de vară 2021, iar valoarea puterii admisibile minime este de 750 MW stabilită tot în regimul de vară 2021. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut.

Secțiunea S5

Puterea cu rezervă normată minimă este de 900 MW stabilită în regimul de vară 2021, iar valoarea puterii admisibile minime este de 490 MW stabilită tot în regimul de vară 2021. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Secțiunea S6

Puterea cu rezervă normată minimă este de 4720 MW stabilită în regimul de vară 2021, iar valoarea puterii admisibile minime este de 2840 MW stabilită în regimul de iarnă 2021 – 2022. Limita puterii admisibile minime se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității statice:

- declanșarea unui element care formează secțiunea S1 conduce la suprasarcină pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord;
- declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș conduce la suprasarcină pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, LEA 400 kV Roșiori – Gădălin sau LEA 400 kV Roșiori – Gădălin conduce la suprasarcină pe AT1 – 400 MVA, 400/220 kV Iernut.

8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire

8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul

Analizele de stabilitate tranzitorie efectuate prin studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN includ:

- verificarea stabilității tranzitorii în zonele cu centrale electrice mari care pot afecta stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii;
- verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem;
- identificarea punctelor și scenariilor de defect periculoase;
- identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea unei zone, stabilitatea SEN și a interconexiunii;
- identificarea retragerilor din exploatare care impun restricții de producție;
- stabilirea de restricții și condiționări necesare pentru asigurarea condițiilor de stabilitate și integritate a SEN și a interconexiunii, inclusiv cele privind coordonarea programelor de retrageri și a măsurilor operative preventive în rețeaua interconectată;
- comportarea dinamică a CEE și efectul creșterii producției CEE asupra stabilității grupurilor din zona Dobrogea;
- identificarea limitelor de stabilitate și acționare a automatizărilor de sistem;
- calculul timpului critic de eliminare a defectului.

Verificarea stabilității tranzitorii și a automatizărilor de sistem s-a făcut pentru funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă prin LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap, LEA 400 kV Țânțăreni-Kozlodui circ. 1, LEA 400 kV Rahman-Dobrudja, Stupina-Varna, Arad-Sandorfalva, Nădab-Bekescsaba și Roșiori-Mukacevo.

Verificarea stabilității tranzitorii s-a făcut pe scheme de funcționare a rețelei ce au inclus retragerile din exploatare din Programul Anual de Retrageri (PAR) necesare desfășurării lucrărilor de retehnologizare și mentenanță din SEN pentru perioada respectivă.

Modelul dinamic al SEN a inclus ultimele date privind modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor și punerea în funcțiune a grupurilor noi sau retehnologizate.

Modelul de regim permanent pentru sistemul extern s-a realizat pe baza datelor furnizate de operatorii de transport și sistem în cadrul grupului specializat de lucru al ENTSO-E. S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia, Muntenegru, Bulgaria, Ungaria, Ucraina-Insula Burshtyn, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herzegovina, Slovenia, Croația, Turcia și în mod mai simplificat restul rețelei interconectate.

În funcție de scopul analizelor s-au efectuat simulări considerând:

- număr maxim de grupuri în funcțiune în centralele din zona analizată încărcate la puterea nominală, diferite variante de producție în CEE (0-100% din puterea instalată);
- schema de funcționare de durată, diferite scheme cu 1-2 elemente retrase din exploatare în SEN și interconexiune (zona Porțile de Fier, Cernavodă);
- diferite ipoteze privind schimburile între SEN și interconexiune.

În funcție de scopul analizelor s-au considerat diferite scenarii de defect cu scurtcircuit trifazat metalic pe bară colectoare, linie sau (auto)transformator, izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întreruptoarelor prin protecție diferențială de bară, respectiv protecții de distanță cu teleprotecție dacă există sau protecții diferențiale de linie sau de (auto)transformator. Calculele s-au efectuat fără și cu acționarea automatizărilor de sistem.

A fost utilizat programul de simulare dinamică EUROSTAG versiunea 5.2.

8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a funcționării SEN din perioada 2020–2021, dar și în cele anterioare, s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- verificarea stabilității grupurilor din zona Cernavodă în condițiile unei producții CEE în SEN prognozată pentru perioada respectivă, identificarea posibilităților de acordare a 1-2 retrageri din exploatare în zona Dobrogea și a eventualelor restricții de producție necesare în schema completă și scheme cu indisponibilități în RET;
- verificarea stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și a interconexiunii, verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem, identificarea eventualelor restricții de producție în scheme cu două elemente retrase din exploatare;
- verificarea limitelor de stabilitate dinamică și a eficacității automaticii de putere activă din stația 220 kV Lotru pe LEA 220 kV Lotru–Sibiu Sud circ. 1 și 2;
- calculul timpului critic de eliminare a defectului.

Analizele s-au făcut pentru regimuri medii de vârf sau gol de sarcină în diferite ipoteze privind soldul pe LEA 400 kV de interconexiune sincronă ale SEN.

8.2.3 Puncte slabe identificate și eventuale măsuri de îmbunătățire

Zona Cernavodă

- La palier de vârf de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă, retragerea din exploatare a unei LEA 400 kV din Cernavodă sau din zonă poate conduce la necesitatea limitării producției în CEE pentru a asigura păstrarea stabilității tranzitorii a unităților CNE Cernavodă și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care conduce la o configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției CEE din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând zona Dobrogea și unele sau toate zonele Gura Ialomiței, Lacu Sărat, Smârdan, Rahman, Stupina;
- La palier de gol de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă poate apărea necesitatea limitării producției în CEE din zona Tulcea chiar în schema completă pentru asigurarea stabilității tranzitorii a unităților CNE Cernavodă și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care conduce la un regim greu apropiat de limita de stabilitate pe termen scurt și instabil pe termen mediu. Restricțiile de producție în CEE pentru scheme cu un element retras din exploatare sunt mai semnificative la gol de noapte decât la vârf de sarcină;
- Timpul mare de eliminare a defectelor din stațiile 400 kV Isaccea, 400/110 kV Pelicanu și 400/110 kV Smârdan.

Se subliniază necesitatea întăririi RET în zona Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua de 110 kV. Proiectele de investiții privind conectarea LEA 400 kV de interconexiune cu Bulgaria din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud, o nouă LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan dublu circuit (un circuit echipat) și LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă–Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței (inclusiv trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest–Teleajen–Stâlp) conduc la evitarea creșterii frecvenței și volumului de restricții de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

Se recomandă să se dea prioritate re tehnologizării stațiilor 400 kV Isaccea și 400/110 kV Pelicanu și Smârdan.

Zona Porțile de Fier:

- Există scheme cu 2 retrageri din exploatare simultane în nodul Porțile de Fier și Djerdap și interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea tranzitorie a zonei și a interconexiunii și care impun coordonarea retragerilor cu producția din CHE Porțile de Fier, respectiv CHE Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile de îmbunătățire a stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și interconexiune necesită realizarea axei de 400 kV Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Zona Lotru:

- Un scurtcircuit trifazat pe un circuit al LEA 220 kV Lotru–Sibiu Sud poate determina pierderea sincronismului grupurilor din CHE Lotru și CHE Brădișor la funcționare cu 3 grupuri în CHE Lotru și 2 grupuri în CHE Brădișor încărcate la putere nominală.

Pentru păstrarea stabilității tranzitorii a grupurilor din CHE Lotru și Brădișor este necesară declanșarea prin automată a unui grup din CHE Lotru corelat cu limitarea preventivă a excedentului de putere în nodul Lotru.

9 Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport și de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții normale de funcționare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către CNTEE Transelectrica SA a serviciului de transport performant și pentru buna funcționare a pieței de energie electrică.

În ceea ce privește continuitatea alimentării, indicatorii de performanță ai serviciului de transport sunt raportați periodic la ANRE, așa cum sunt definiți în actualul Cod tehnic al RET:

Timpul mediu de întrerupere (TMI)

Parametru de performanță care se calculează în felul următor:

$$TMI = 8760 \times 60 \times \frac{EN}{EC} \text{ [minute/an]}$$

sau

$$TMI = 8784 \times 60 \times \frac{EN}{EC} \text{ [minute/an] în an bisect}$$

Unde: *EN* este energia nelivrată datorită întreruperilor serviciului de transport [MWh/an],

EC este consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic) [MWh/an].

Indicatorul de severitate (IS)

Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează, pe baza timpului mediu de întrerupere (*TMI*) pe an, durata medie a unei întreruperi a serviciului de transport:

$$IS = \frac{TMI}{NI} \text{ [minute/întrerupere]}$$

unde *NI* este numărul de incidente produse în RET, însoțite de întreruperi în alimentare la consumatori, pe an.

Indicatorul 'minute sistem' (MS)

Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează durata medie de întrerupere anuală prin raportare la vârful de consum anual:

$$MS = \frac{EN[MWh / an] \times 60}{PV[MW]} \text{ [minute sistem]}$$

Unde: *EN* este energia nelivrată [MWh/an] datorită întreruperilor serviciului de transport

PV este vârful anual de consum [MW].

Acești parametri sunt sintetizați, pentru perioada 2012-2019, în tabelul 5.9.1 și figura 5.9.1.

Tabelul 5.9.1 Indicatori de performanță pentru RET

Anul	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Timpul mediu de întrerupere [minute/an]	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11	2,76	1,12	0,91	2,8374
Indicatorul de severitate [minute/întrerupere]	0,06	0,03	0,034	0,03	0,10	0,13	0,04	0,03	
Indicatorul "minute sistem" [minute sistem]	0,75	0,29	0,59	0,27	1,54	1,94	0,79	0,63	

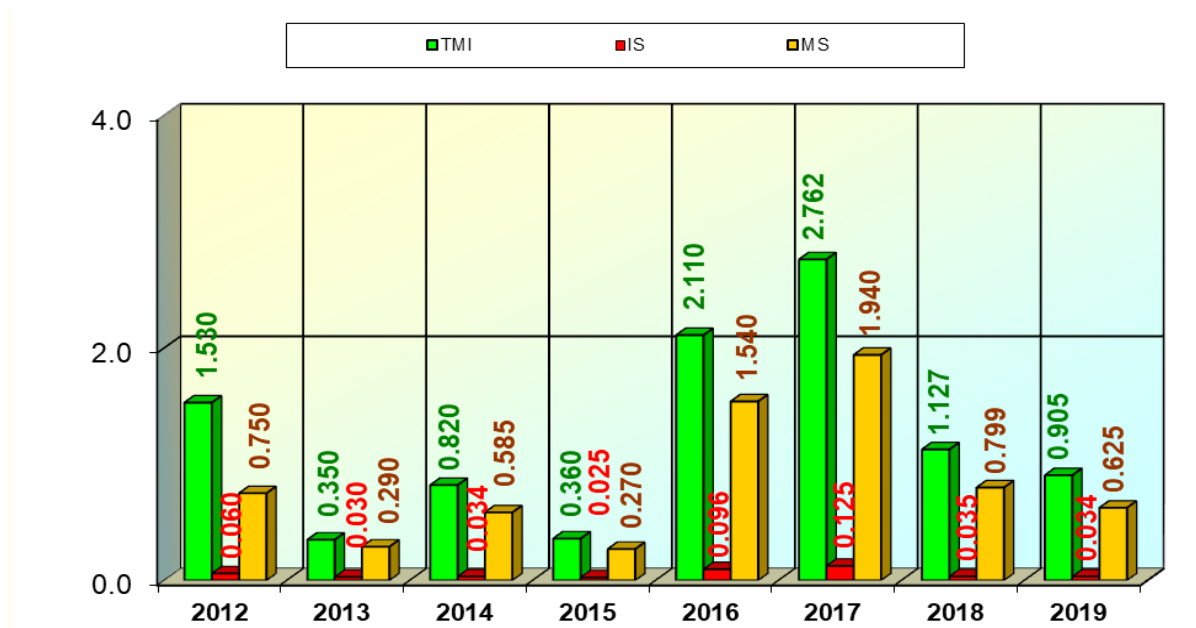


Fig. 9.1 Indicatori de performanță la nivel SEN

Evoluția indicatorilor de severitate (IS), a minutelor sistem (MS) și a timpului mediu de întrerupere (TMI/AIT) este aleatorie, indicatorii reflectând în principal numărul de incidente cu energia nelivrată consumatorilor.

În anul 2019 se constată o îmbunătățire a indicatorilor de performanță. Astfel, indicatorul de severitate (IS) a scăzut față de anul 2018 ceea ce înseamnă că durata medie a unei întreruperi a serviciului de transport a scăzut. Indicatorul minute sistem (MS) are o valoare mai mică față de valoarea din anul 2018 ceea ce indică faptul că durata medie a întreruperilor în alimentare, raportată la vârful de consum din anul 2019 a scăzut. Timpul mediu de întrerupere în anul 2020 a crescut față de anul 2019 indicând faptul că energia nelivrată a fost mai mare în anul 2020 raportată la consumul anual net al aceluiași an.

CNTEE Transelectrica SA raportează la ANRE indicatorii de performanță conform cerințelor „Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice” – aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/2016. Conform acestui Standard, se raportează informațiile referitoare la serviciul de transport: gestionarea și exploatarea RET, continuitatea serviciului, cuantificate prin indicatorii de performanță prezentați în tabelul de mai jos.

Tabelul 9.2

Indicator	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
► Indisponibilitatea medie în timp a LEA și Trafo/AT									
• LEA – INDLIN [ore/an] TOTALA	203,3	114,52	142,59	184,63	186,79	158,1	154,42	136,2	112,5
Neprogramata(accidenta									
	24,72	11,44	27,97	36,68	16,88	11,67	9,52	7,19	4,24
Programată									
	178,58	103,08	114,62	147,95	169,91	146,43	145,17	129,01	108,26
• Trafo/AT – INDTRA [ore/an] TOTALA	190,35	171,58	112,18	155,01	204,29	182,01	129,53	236,44	230,85

Indicator	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Neprogramată (accidentală)	9	3,27	8,52	8,9	4,91	18,51	3,11	27,56	1,76
Programată	181,35	168,31	103,66	146,11	199,38	163,5	126,42	208,88	229,09
► Număr de incidente	609	473	527	574	548	546	578	428	421
► Energia nelivrată utilizatorilor/energia neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh]	137,44	30,89	82,51	38,36	224,69/ 264,70	289,44/ 1105,56	118,81/ 3565,49	91,79/ 6,53	287,98/0
► Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	21	12	24	14	28	22	32	27	29
► Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale TMI (AIT) [min/an]	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11/ 2,49	2,762/ 0,55	1,127/ 3,82	0,905	2,8374

În anul 2020, se observă o alternanță în dinamica indicatorilor de performanță ai RET comparativ cu anii anteriori, astfel că s-a înregistrat o scădere a indisponibilității totale la ambele categorii de echipamente (LEA și Trafo). De remarcat de asemenea valorile scăzute ale indisponibilităților neprogramate (accidentale) ale celor două categorii.

Aportul incidentelor înregistrate pe LEA în anul 2020 în calculul indicatorului INDLIN a fost redus datorită duratelor scăzute de întrerupere (durate de indisponibilitate accidentală) în funcționarea LEA, generate de defecte trecătoare la care funcționarea automatizărilor de RAR a fost nereușită.

Indicatorul INDTRA a avut pe total o scădere usoară în anul 2020. Se remarcă însă o creșterea indisponibilității programate a cărei creștere în anul 2020 poate fi pusă pe seama respectării graficelor de lucrări atât la lucrările de mentenanță cât și la lucrările de investiții, precum și pe seama faptului că o parte din unitățile noi de transformare au ieșit din garanție intrând sub incidența regulamentului de mentenanță, iar în anul 2020 s-au realizat la acestea primele lucrări de mentenanță minoră.

Măsuri de îmbunătățire a indicatorilor de indisponibilitate: corelarea programelor de mentenanță cu programele de investiții pentru reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor, analize și expertize pentru unitățile de transformare și liniile electrice aeriene cu perioadă normată depășită, care se mențin în exploatare până la asigurarea condițiilor de înlocuire și reparații majore, realizarea de provizorate, utilizarea stâlpilor de intervenție, utilizarea celulelor mobile, inspecții multispectrale cu intervenții rapide și punctuale.

Cauzele evoluției indicatorilor ENS și AIT:

- Uzură tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare;
- Manifestări extreme ale naturii.

Măsuri pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și AIT:

- Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice:

- Revizia normativului de proiectare LEA, NTI-TEL 003/04: *Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V.*
- Analiza prin programe de calcul moderne a capacității structurale a liniilor electrice aeriene din RET în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.

Verificările constau în analiza cu programe de calcul, aliniate la cele mai moderne concepte de proiectare. Astfel, programul de calcul permite o modelare 3-D a întregii structuri LEA, incluzând și elementele ce țin de topografia terenului și oferă întreaga gamă de funcții necesare verificării și analizei unei linii electrice aeriene, precum:

- analiza structurală a tuturor elementelor liniei (stâlpi, lanțuri de izolatoare, conductoare);
 - simulări privind comportarea liniei electrice aeriene în diferite scenarii (condiții meteo deosebite, suprasolicitări mecanice sau electrice etc.);
 - stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
 - upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
 - calcule de câmp electric și magnetic;
 - calcule privind capacitatea de transport a LEA.
- Înlocuirea, în cadrul programului de mentenanță și investiții, a echipamentelor uzate cu echipamente performante.

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate a serviciului într-un anumit punct al RET, conform prevederilor Codului Tehnic al RET, este necesar să se determine indicatorii de siguranță pentru fiecare nod al RET [12]. Prin calculul acestor indicatori se cuantifică nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor stațiilor electrice aparținând RET din zona respectivă. Codul tehnic al RET impune calculul următorilor indicatori pentru fiecare nod al RET:

- (a) durata medie de întrerupere;
- (b) numărul mediu de întreruperi urmate de reparații;
- (c) numărul mediu de întreruperi urmate de manevre.

Cunoscând indicatorii de continuitate a serviciului pe barele RET, se pot calcula indicatori de continuitate în punctele de delimitare față de utilizatori, prin luarea în considerare a indicatorilor de fiabilitate asociați conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcționare oferită de rețelele electrice care fac legătura între stațiile RET și punctul de racord propriu-zis.

Calculul indicatorilor de siguranță permite atât operatorului de rețea, cât și utilizatorilor, să aprecieze influența modului de conectare la RET a nodului respectiv (prin determinarea nivelului de siguranță asociată), precum și a conexiunii proprii a nodului și a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranță intrinsecă). Aceste elemente sunt folosite în faza de stabilire a soluțiilor optime de dezvoltare a rețelei și de racordare a utilizatorilor la rețea.

Indicatorii de siguranță determinați pentru fiecare din stațiile electrice aparținând CNTEE Transelectrica SA sunt următorii:

- probabilitatea de succes și insucces;
- durata medie de întrerupere anuală (ore/an);
- număr mediu de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul maxim de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);

- numărul mediu de întreruperi eliminate prin manevre;
- numărul maxim de întreruperi eliminate prin manevre;
- durata maximă a unei întreruperi.

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2020 Studiul de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET [12].

Din analiza rezultatelor obținute în acest studiu se poate constata:

- Retehnologizările de stații prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranța pentru toate stațiile supuse retehnologizării. În cazul în care stația retehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații.
- Pentru stațiile retehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a trecut la bara dublă (s-a renunțat la bară de transfer), îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata o ușoară modificare a unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate. Astfel, efectul retehnologizării stațiilor învecinate produce, în toate cazurile, o oarecare reducere a numărului de întreruperi, dar, întrucât parametrii liniilor, în special duratele lor de reparare, au rămas cele din NTE 005/06/00, duratele maxime ale unei întreruperi nu se modifică semnificativ.

S-a efectuat o analiză de sensibilitate, cu privire la nivelul de risc asumat. Astfel, din analiza rezultatelor, etapa 2029 se poate constata că, pe ansamblu, în majoritatea nodurilor, durata medie de insucces este sub 0,5 ore/an, numărul maxim de întreruperi este 1 pe an, iar cel de manevră maxim 2 pe an, durata maximă a unei întreruperi fiind sub 18 ore (frecvent sub 3 ore).

În studiu s-au considerat următoarele sensibilități:

- a) efectul decalării investițiilor cu 3 ani;
- b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere, cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

a) efectul decalării investițiilor cu 3 ani;

În cazul în care rețehnologizarea unei stații nu se finalizează în anul preconizat, ci în următorii 3 ani după, se pot considera valorile corespunzătoare etapei anterioare, în care respectiva stație nu este rețehnologizată.

Spre exemplu pentru o stație care se rețehnologizează în anul 2020, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculați la etapa 2020. Cât timp se întârzie rețehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculați la etapa 2019.

Pentru o stație care se rețehnologizează în anul 2021, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculați la etapa 2024. Cât timp se întârzie rețehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculați la etapa 2020.

b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere

Pentru toate etapele analizate, în cazul duratei maxime de întrerupere, calculele au fost efectuate cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

Influența considerării în stabilirea duratei maxime a unei probabilități de depășire de 10%, respectiv 5%, conduce la obținerea unei durate maxime mai mici pentru probabilitatea de 10% și mai mari pentru probabilitatea de depășire de numai 5%, așa cum era de așteptat.

În Anexa B-9 sunt prezentați indicatorii de siguranță pentru toate nodurile de 400 kV, 220 kV ale RET și pentru nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica, pentru etapele actuale și cele de perspectivă: 2024 și 2029.

În ceea ce privește nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru stațiile neretehnologizate/nemodernizate, menținerea indicatorilor apropiați de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanței preventive și corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin rețehnologizarea/modernizarea liniilor și stațiilor și prin reducerea timpilor de remediere a defectelor, folosind tehnologii și sisteme de management de performanță superioară.

10 Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA – DEN

Pentru monitorizarea și conducerea SEN, CNTEE Transelectrica SA utilizează un sistem informatic de proces complex, specific conducerii prin dispecer, de tip EMS/SCADA. Sistemul realizează achiziția și prelucrarea în timp real a datelor necesare monitorizării și conducerii operative în timp real a SEN, inclusiv comanda de la distanță în condiții de siguranță a elementelor de acționare din stațiile rețehnologizate.

Sistemul este susținut logistic de o rețea complexă de comunicații precum și de procesul de modernizare și rețehnologizare a stațiilor din RET. Astfel, în 2001 CNTEE Transelectrica SA a început construirea întregii infrastructuri tehnice pentru a susține un management eficient al sistemului de transport și al SEN, care a inclus sistemul EMS/SCADA (instalat în anul 2003 și devenit funcțional integral în 2005, după perioada de testare), liniile de comunicații și echipamentele de telecomunicații pe suport de fibră optică, modernizarea stațiilor și sistemul de metering dedicat pieței angro.

Rețeaua de telecomunicații se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel național (cca. 5800 km), în tehnologie OPGW și OPUG, cu 36 de fibre optice. Informațiile sunt transportate folosind o rețea de telecomunicații de tip SDH cu o capacitate de 2,5 Gbps realizată în tehnologie inelară cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât și echipamentele de tip SDH asigură redundanță informațiilor vehiculate în rețeaua de telecomunicații. Acolo unde infrastructura fizică nu permite realizarea de inele optice s-au instalat legături radiale de fibră optică utilizând echipamente SDH ce asigură o capacitate de transport de 155 Mbps (STM1).

Colectarea semnalelor EMS/SCADA din stații se realizează prin echipamente la rețeaua de telecomunicații SDH principală.

În locațiile în care nu există acces la infrastructura de fibră optică se utilizează legături radio, iar acolo unde nu se pot realiza nici legături radio, CNTEE Transelectrica SA folosește, pentru a transporta datele la DET/DEC, linii de telecomunicații clasice închiriate sau chiar legături prin satelit. CNTEE Transelectrica SA extinde în continuare această infrastructură de telecomunicații prin instalarea, pe liniile electrice aeriene de 220 kV și de 400 kV, a conductoarelor de protecție cu miez de fibră optică, tip OPGW și OPUG (în prezent cca. 4000 km fiind realizată în acest mod).

Rețeaua de fibră optică la nivel național cuprinde, pe lângă rețeaua internă OPGW, și interconexiunile optice cu companiile electrice vecine din Ungaria, Bulgaria și Serbia, precum și conexiunile optice metropolitane și conexiunile optice cu alte companii/operatori interni.

Sistemul EMS/SCADA - DEN este furnizat și implementat de către firma AREVA (în prezent General Electric). Acest sistem este proiectat și dezvoltat pe baza platformei informatice *e-Terra Control Platform* versiunea 2.2, corespunzătoare anului de punere în funcțiune, 2003.

Sistemul este structurat ierarhizat după cum urmează:

- Dispecerul Energetic Central (DEC);
- Dispecerul de Rezervă (CDR) care are legături de comunicație redundante cu DEC;
- Cinci centre de dispecer teritoriale (DET) existente în țară;
- Un Centru de Dispecer de Urgență (CDU) aflat într-o altă locație, al cărui scop este să poată asigura conducerea operațională a SEN în cazul unui dezastru în locația DEC. La CDU rulează același software ca și la DEC;
- Două interfețe similare celor de la DET pentru funcția de AGC (reglajul secundar automat al frecvenței - puterii de schimb) aferente DEC și Centrului de Dispecer de Urgență.

Toate DET-urile sunt legate fizic la DEC/CDR printr-o rețea de comunicație redundantă.

De asemenea, sunt asigurate aceleași tipuri de legături de 2 Mbps la fiecare DET pentru funcționarea în condiții similare a locației CDU.

Toate semnalele din stațiile electrice sunt transmise către Centrele de Dispecer Energetice Teritoriale, cu excepția centralelor participante la reglajul secundar automat al frecvenței și a liniilor de interconexiune cu vecinii, care din motive de sporire a securității sunt transmise către 2 interfețe similare celor de la dispeceratele teritoriale. Astfel, stațiile de interconexiune și centralele cu grupuri în AGC comunică direct cu Dispecerul Energetic Central. Informațiile ajunse la Dispeceratele Teritoriale sunt retransmise către Dispeceratul Energetic Central prin legături de tip E1, utilizând rețeaua principală.

Fiecare server și fiecare stație de lucru este dotat cu ultima versiune de pachete software disponibile la momentul comenzii.

Sistemul EMS/SCADA - DEN asigură funcțiile principale specifice: achiziție de date, monitorizare, alarmare și gestionare evenimente, management energetic, reglaj secundar de frecvență – putere de schimb, optimizarea și siguranța funcționării sistemului energetic național, comanda de la distanță a echipamentelor, arhivare precum și un mediu software complex pentru instruirea dispecerilor. În același timp, el reprezintă sistemul de automatizare de la nivelul superior al unei ierarhii de sub-sisteme. Sistemul central EMS/SCADA face schimb de informații cu sistemele regionale de control, sistemele de control ale producătorilor, sistemele de automatizare și control din stații, sistemele de piață precum și cu sistemele externe, formând o structură operațională globală compusă. Pentru acest sistem redundant de servere cu funcționalități dedicate sunt prevăzute mecanisme de asigurare a accesului, controlului și securității sistemului. Echipamentul sistemului, serverele și concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

De asemenea, este asigurat schimbul de date cu sistemele din rețeaua interconectată și cu centrele de coordonare ENTSO-E prin intermediul celor 2 noduri informatice ENTSO-E conectate la rețeaua comună a interconexiunii, *Electronic Highway (EH)*, în conformitate cu cerințele standardelor de operare ENTSO-E. Totodată a fost implementat și sistemul european ENTSO-E comun (unic) de avertizare și alarmare, *EAS*.

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunicații aferente precum și nivelul de dezvoltare conceptuală al aplicațiilor software sunt depășite fizic și moral, acestea fiind la limita capacității lor privind asigurarea suportului funcțional pentru OTS în conducerea operativă a SEN. Menținerea lor în stare de funcționare corespunzătoare se realizează cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul că producătorii au scos din fabricație echipamentele respective, iar actualizarea software devine tot mai dificil de realizat deoarece pe măsura trecerii timpului au apărut numeroase versiuni care accentuează gradul de incompatibilitate față de cea existentă.

Prin proiectul *Înlocuire componente sistem EMS – SCADA AREVA* s-a reabilit din punct de vedere funcțional sistemul informatic de proces EMS – SCADA existent, în sensul readucerii acestuia la parametrii funcționali necesari operării în siguranță a SEN, prin aducerea la zi a infrastructurii hardware învechite și a software-ului suport, cât și prin actualizarea versiunilor software ale aplicațiilor din cadrul suitei *e-terra* care stă la baza concepției acestuia. În decembrie 2021 sistemul EMS SCADA reabilitat a fost pus în funcțiune în prezent cele două sisteme functionand în paralel pentru o perioadă de cel puțin 6 luni conform necesității UNO-DEN.

În aceeași măsură, interfața de date dintre sistemele constitutive are la bază tehnologii învechite. Echipamentele și tehnologiile IT și de comunicații au progresat substanțial de la punerea în funcțiune a sistemului EMS/SCADA (începută în anul 2003 când s-a inițiat perioada de testare) și de la realizarea interfețelor cu echipamentele producătorilor, stațiilor și ale ENTSO-E. În mod fundamental interconexiunile sistemelor actuale folosesc telemetria serială și schimburile de fișiere, pe când tehnologiile au evoluat la telemetria pe baza tehnologiilor utilizând protocoale IP și integrarea sistemelor de acest tip.

În anul 2021 s-a pus în funcțiune noua platforma EMS – SCADA E-Terra 3.2.

11 Platforma informatică a pieței de echilibrare - DAMAS

CNTEE Transelectrica SA, în calitate sa de Operator al Pieței de Echilibrare garantează funcționarea tuturor celorlalte piețe de electricitate din România prin asigurarea echilibrării sistemului și a rezervelor de sistem necesare. Astfel, compania administrează piețele de electricitate aflate în responsabilitatea sa:

- Piața de Alocare de Capacitate pe liniile de interconexiune;
- Piața de Servicii Tehnologice de Sistem;
- Piața de Echilibrare,

precum și aplicații de schimb de date și interfațarea cu platformele operatorilor cu care se face schimb de date pentru piețele la care Transelectrica este parte sau către care se transmit datele utilizate pentru:

- Piața cuplată pentru ziua următoare (4M MC);
- Piața cuplată intrazilnică de energie electrică la nivel european XBID;
- Piețele centralizate aferente contractelor bilaterale de energie electrică.

În acest scop, în perioada anilor 2009 – 2010 CNTEE Transelectrica SA a implementat proiectul „Platforma Pieței de echilibrare – II – DAMAS”, platformă de tip portal web, care rulează aplicații specifice prin care se asigură administrarea și funcționarea piețelor anterior menționate.

Utilizatorii acestui sistem sunt: CNTEE Transelectrica SA ca operator al acestui sistem, Părțile Responsabile cu Echilibrarea și, de asemenea, Participanții la Piața de Echilibrare ce dețin unități de producție dispecerizabile, unități de consum dispecerizabil, unități agregate.

Începând cu data de 19 noiembrie 2019 piața cuplată intrazilnică de energie electrică din România funcționează în regim cuplat cu piețele din celelalte 20 de țări participante la proiectul european SIDC – Single Intra-Day Coupling (cunoscut anterior ca XBID) de introducere a tranzacționării transzonale paneuropene pe orizontul intrazilnic, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

Piața intrazilnică cuplată de energie electrică (XBID) este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică pentru fiecare zi de livrare începând cu ziua anterioară zilei de livrare, după încheierea tranzacțiilor pe PZU și până cu o oră înainte de începerea livrării/consumului. CNTEE Transelectrica SA are rol de agent de transfer pentru tranzacțiile intrazilnice. Schimbul de date pentru armonizare cu OTS vecinii, cuplați la XBID, se realizează la intervale de 15 minute, prin e-mail.

Prin intermediul Platformei Pieței de Echilibrare – II DAMAS, CNTEE Transelectrica SA respectă cerințele privind schimbul de date și standardizarea acestora conform cu Acordul operațional al zonei sincrone Europa Continentală (SAFA), respectiv cu politicile Policy on Scheduling și Policy on Accounting and Settlement.

Tot prin intermediul acestui sistem se asigură publicarea datelor pe care le deține pe platforma de transparență a ENTSO-E – EMFIP (Electricity Market Fundamental Information Platform) și asigură funcțiile suport pentru funcționarea piețelor cuplate la nivel PZU (Piața pentru Ziua Următoare) cu Ungaria, Slovacia și Republica Cehă.

Platforma Pieței de Echilibrare (DAMAS) reprezintă un sistem informatic complex alcătuit din infrastructură hardware proprie și aplicații software specifice activităților anterior descrise (aplicații dezvoltate și implementate de firma UNICORN SYSTEMS).

Platforma cuprinde, pe lângă componenta de producție și o componentă de preproducție (pentru implementare funcții noi, configurări noi, actualizări baze de date și pentru testare) și este formată din 29 de servere configurate în clustere, cu sisteme de operare de tip Microsoft Windows sau Red Hat și 15 stații de lucru (Windows):

- servere de autentificare (Authentication Server Vasco Middleware);
- servere de certificare (Certificate Authority Server);
- servere WEB;

- servere de aplicație;
- servere de baze de date cuplate în cluster;
- servere de management și un server de monitorizare;
- servere de rețea (Active Directory);
- servere de raportare;
- server pentru arhivare pe mediu extern (bandă magnetică).

Aplicațiile specifice Pieței de Echilibrare, Pieței de Alocare a Capacităților de Interconexiune și a Pieței Serviciilor Tehnologice de Sistem sunt dezvoltate în tehnologie ORACLE și structurate în următoarele module software:

- Modulul pentru Alocarea Capacităților pe liniile de interconexiune;
- Modulul pentru Programarea schimburilor de energie;
- Modulul pentru Piața de Echilibrare;
- Modulul pentru Serviciile Tehnologice de Sistem;
- Modulul pentru Calcule de decontare;
- Modulul pentru Rapoarte;
- Modulul pentru Simulare;
- Modulul pentru Configurare.

Începând cu anul 2021 se afla în derulare proiectul „Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare – II DAMAS” prin care se dorește:

- Asigurarea unei infrastructuri cu tehnologii noi și software actualizat prin utilizarea ultimelor versiuni de software aferente sistemelor și platformelor Microsoft, Oracle și Linux (RED HAT);
- Implementarea ultimelor cerințe legislative, solicitări ANRE și regulamente/directive europene prin implementarea de noi funcții conform documentelor de referință;
 - o Regulamentul (UE) 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport care efectuează procesul de înlocuire a rezervelor pentru cadrul de implementare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu articolul 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *TERRE*);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *MARI*);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată în conformitate cu articolul 21 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *PICASSO*);
 - o Automatic Frequency Restoration Reserve Process Implementation Guide (proiectul *PICASSO*);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru compensarea dezechilibrelor în conformitate cu articolul 22 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *IGCC*);
 - o Regulamentul (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică (Regulamentul (UE) 943/2019);

- Directiva (UE) 2019/944 A Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE
- 2.1.4 Regulamentului (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului;
- Regulamentul (UE) 2016/1719 AL COMISIEI din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA);
- Regulamentul (UE) 2015/1222 AL COMISIEI din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM);
- Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (SO GL);
- Regulamentul (UE) NR. 543/2013 AL COMISIEI din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului;
- ENTSO-E – Regional Group Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement (SAFA);
- Ordinul ANRE nr. 63/31.03.2020 privind aprobarea programului de implementare a măsurilor necesare în scopul asigurării condițiilor de decontare la un interval de 15 minute;
- ENTSO-E RGCE Implementation Guide Accounting and Settlement V2R0;
- ENTSO-E Manual of Procedures (MOP) V3.2.
- Flexibilizarea definirii specificațiilor privind regulile de piață, algoritmi de decontare și procesele de participare la piață;
- Migrarea funcționării din actuala platformă a pieței de echilibrare în noua platformă, fără perturbări majore care să pună în pericol funcționarea Pieței de Echilibrare;
- Prin facilitățile existente la nivelul infrastructurii (cloud) din punct de vedere hardware și software va avea loc o creștere a eficienței procesului de administrare a acestora cu o reducere a timpului de indisponibilitate (maxim 1 oră/an).

Aplicațiile specifice trebuie recompilate și dezvoltate pentru a face posibilă utilizarea acestei tehnologii și conformitatea cu cerințele documentelor de referință.

12. Implementarea platformei de compensare a dezechilibrelor, IGCC (International Grid Control Cooperation)

În conformitate cu *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrica*, Art. 22 – *Platforma Europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor*, toți OTS care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul partii IV din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare și în funcțiune platforma europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor.

Platforma IGCC operează cu reglaj secundar (creștere și reducere) sau RRFa (Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată) și are ca obiectiv principal reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „bandă de reglaj secundar”, la nivel de ansamblu; procesul reprezintă practic o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb.

Astfel, în data de 1 decembrie 2021, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica SA, a fost conectat la serverele TransnetBW, realizându-se astfel integrarea modului IGCC local al Transelectrica SA la funcția de proces INPF (Imbalance Netting Process Function) localizată în Wendlingen (server principal), respectiv Esslingen (server de rezervă) Germania.

Platforma IGCC numără în prezent un total de 27 de operatori de transport și de sistem, dintre care 22 au statut de membru operațional – ADMIE Grecia, APG Austria, CNTEE Transelectrica România, Elia Belgia, Swissgrid Elveția, CEPS Republica Cehă, 50Hz Germania, Amprion Germania, TenneT DE Germania, TransnetBW Germania, Energinet Danemarca, RTE Franța, HOPS Croația, MAVIR Ungaria, Terna Italia, CREOS Luxemburg, TenneT NL Țările de Jos, PSE Polonia, REN Portugalia, ELES Slovenia, REE Spania, SEPS Slovacia, 2 au statut de membru neoperațional ESO – EAD Bulgaria, EMS Serbia, respectiv 3 membri cu statut de observator – NOS BiH Bosnia și Hertegovina, CGES Muntenegru și MEPSO Macedonia de Nord.

Prin această alăturare, Operatorul de Transport și Sistem din România – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22).

13 Serviciile de sistem (rezerve)

Pentru asigurarea serviciului de sistem, CNTEE Transelectrica SA utilizează resurse proprii (servicii funcționale prestate) și servicii de sistem furnizate de producători contra cost sau în baza obligativității stabilite de Codul Tehnic al RET.

Serviciile de sistem realizează disponibilizarea unor rezerve de sistem (de reglaj secundar, terțiar rapid la creștere sau la reducere), necesare funcționării sigure a SEN în condițiile de calitate a energiei electrice.

Serviciile de sistem tehnologice sunt furnizate de utilizatorii RET și utilizate de Transelectrica în scopul de a asigura:

- compensarea variației de sarcină în SEN, respectiv reglarea frecvenței și a soldului SEN;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem sunt realizate cu următoarele resurse:

- sistemele de reglaj primar a frecvenței ale grupurilor generatoare;
- sistemul de reglaj secundar automat frecvență-putere;
- rezervele de putere – reglaj terțiar rapid la creștere și la reducere;
- sistemele locale de reglare a tensiunii;
- sistemele automate de izolare pe serviciile proprii și de autopornire a grupurilor în vederea restaurării funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone;
- consumatorii comandabili care își reduc sarcina sau pot fi deconectați la dispoziția Transelectrica.

CNTEE Transelectrica SA prestează serviciul de sistem pentru toate componentele SEN, plătiind pentru fiecare oră*grup de funcționare în compensator sincron a agregatelor SPEEH Hidroelectrica SA un tarif reglementat de ANRE pentru numărul de ore efectiv utilizate și de asemenea organizează licitații pentru achiziționarea de rezerve de putere, plătiind pentru fiecare hMW la prețul de închidere a licitației pentru fiecare interval orar și tip de rezervă.

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem sunt calificați de Transelectrica prin proceduri specifice.

Utilizatorii RET care au fost calificați pentru furnizarea de rezerve, pot încheia contracte de furnizare de servicii de sistem pentru tipul de rezervă pentru care au fost calificați.

Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem pentru anul 2021 este prezentată în Anexa B-8.

Până în anul 2019, CNTEE Transelectrica SA a achiziționat servicii de sistem atât în regim reglementat, cât și în regim concurențial (licitații) în vederea acoperirii necesarului. Începând cu luna septembrie a anului 2020, în conformitate cu regulamentele Europene, achiziția de capacitate pentru echilibrare se realizează în mod concurențial și sens, prin licitații zilnice organizate (Regulamentul UE 943/2018, Art. 6, alin. 9).

Începând cu data de 01 octombrie 2022, va intra în vigoare Ordinul ANRE nr. 127/2021 *pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui ANRE*, care definește printre altele, noile tipuri de rezerve care vor fi achiziționate de către Transelectrica, în conformitate cu cerințele codurilor Europene. Este vorba de Rezerva de Stabilizare a Frecvenței (bandă simetrică), Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată și manuală, respectiv Rezerva de Înlocuire. Aceste rezerve vor fi calificate ca și rezerve standard, în baza Ordinului ANRE nr. 89/2021 *privind aprobarea de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem*.

Situația achiziționării și realizării serviciilor tehnologice de sistem în anii 2017 ÷ 2021 este prezentată în continuare:

Anul 2017

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3960300	123360	3960240	3939488	99,81%	99,47%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6117650	175200	6117650	6077904	98,93%	99,35%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6468000	4417440	6467280	6423330	99,67%	99,31%	-
Energie Reactivă	ore*grup	16070	16070	16070	16070	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	551880				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (63 hMW/h)

Anul 2018

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	4124500	34560	4080788	3918666	96.03%	95.01%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6059000	34560	5960811	5935651	99.58%	97.96%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6650640	3562240	6546960	6537547	99.86%	98.30%	-
Energie Reactivă	ore*grup	11089	11089	11089	11089	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	534360				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (61 hMW/h)

Anul 2019

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3903700	0	3903700	3815532	3796888	99.51%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	5746200	0	5746200	5716081	5697742	99.68%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6395858	3767858	2628000	6395858	6392924	99.95%	-
Energie Reactivă	ore*grup	11220	11220	11220	11220	11220	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	525600				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (60 hMW/h)

Anul 2020

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3795000	0	3794720	3786019	99.77%	99.76%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Creștere	hMW	5180100	0	5180118	5160252	99.62%	99.62%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	842150	0	842150	841950	99.98%	99.98%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	4267331	3316891	4266091	4264729	99.97%	99.94%	-
Energie Reactivă	ore*grup	7421	7421	7421	7421	100.00%	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	527040				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (60 hMW/h)

Anul 2021

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	4323570	0	4169270	4153690	99.63%	96.07%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	5470200	0	5454250	5440993	99.76%	99.47%	-

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Creștere								
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	2365650	0	2317683	2313523	99.82%	97.80%	
Rezervă Terțiară Lentă**	hMW	0	0	0	0	0	0	-
Energie Reactivă	ore*grup	1410	1410	1410	1410	100.00%	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320						-

* conform regulilor ENTSO - E (57 hMW/h)

** în anul 2021 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.

La solicitarea făcută în baza licenței de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar, obligatoriu pentru toate grupurile dispecerizabile, în conformitate cu obligațiile stabilite prin Codul tehnic al RET și impuse de respectarea regulilor ENTSO-E privind siguranța în funcționare și reglajul frecvenței și a soldului.

Rezerva primară solicitată producătorilor a respectat cerința de repartiție cât mai uniformă și a reprezentat în total minim de 57 hMW/h în 2021, conform obligațiilor ce revin SEN în cadrul sistemului interconectat ENTSO-E. Rezerva de reglaj primar solicitată a fost respectată în programarea zilnică a funcționării SEN.

În afară de servicii tehnologice de sistem putere activă, pentru reglajul tensiunii în RET, CNTEE Transelectrica SA achiziționează Energie Reactivă (ER) sub formă de ore de funcționare în regim de compensator sincron, de la cele două centrale hidroelectrice care pot asigura acest serviciu, respectiv CHE Lotru și CHE Vidraru. Achiziția acestui serviciu se realizează pe baza reglementărilor ANRE, emise în baza unor prognoze de utilizare a serviciului, plata orelor de funcționare în compensator sincron realizându-se doar pentru cantitățile efectiv realizate.

14 Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice

Direcția de Măsurare OMEPA, este o entitate organizatorică distinctă la nivelul Companiei și îndeplinește funcția de Operator de Măsurare la nivelul piețelor angro de energie electrică.

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, DM-OMEPA îndeplinește funcția de operator de măsurare a energiei electrice, funcția de operator unic de agregare pe piața angro de energie electrică, funcția de operator de monitorizare a calității energiei electrice și funcția de operator de metrologie.

DM-OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice ce este desfășurată atât la punctul central, cât și în teritoriu, prin intermediul serviciilor de exploatare sisteme de măsurare DM-OMEPA.

DM-OMEPA este administratorul Codului de măsurare a energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA, fiind responsabilă de modul în care sunt respectate prevederile conținute în cadrul Codului.

Activitatea este structurată pe patru piloni principali:

- administrarea sistemului de metering pentru piața angro de energie electrică;
- managementul local al sistemelor de contorizare locală;

- monitorizarea calității energiei electrice;
- managementul laboratorului de metrologie al CNTEE Transelectrica SA.

Funcția de „*Operator de măsurare și agregare a datelor măsurate*” pe piața angro de energie electrică, realizată de DM-OMEPA, în cadrul Transelectrica, tratează următoarele componente:

- *telecontorizarea* punctelor de măsurare de categoria „A” (conform Codului de măsurare a energiei electrice) și a celor de categoria B pentru serviciile interne din stațiile Transelectrica;
- *telecontorizarea* de siguranță (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV) ;
- *contorizarea locală* a punctelor de măsurare pentru calcularea și verificarea balanțelor de energie electrică activă și reactivă pe nivele de tensiune în stațiile electrice ;
- *colectarea și agregarea datelor* de măsurare pentru piața angro de energie electrică.
- *validarea datelor* pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- *administrarea participanților* la piața angro de energie, funcție pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare și formulele de agregare proprii cu confirmarea bilaterală a acestora;
- *efectuarea bilanțului fizic în SEN*;
- colectarea datelor lunare de la operatorii de distribuție care participă la funcționarea “schemei bonus pentru activitatea de producere de energie electrică de înaltă eficiență”.

DM-OMEPA operează și administrează laboratorul de metrologie al CNTEE Transelectrica SA pentru verificări metrologice inițiale și periodice pentru contoare de energie electrică.

Activitatea desfășurată de către personalul DM-OMEPA în cadrul laboratoarelor de metrologie asigură autonomie Companiei în privința necesităților proprii de verificări metrologice.

DM-OMEPA administrează și exploatează sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice cu analizoare de calitate în montaj fix, deține și echipamente portabile, cât și personal specializat și atestat, pentru monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare, DM-OMEPA efectuează măsurători asupra calității energiei electrice în stațiile electrice ale Transelectrica precum și la utilizatorii care dețin CEE/CFE racordate la rețelele electrice de interes public, pentru verificarea încadrării parametrilor în conformitate cu valorile acceptate din Codul Tehnic RET și din standardele de calitate a energiei în vigoare.

15 Sistemul de telecomunicații

Rețeaua de comunicații reprezintă un element de bază al sistemului informatic, pe care se pot implementa și dezvolta servicii și aplicații informatice care servesc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea și implementarea unui design corect al acestora determină capacitatea rețelei de a suporta implementarea diverselor servicii și aplicații necesare desfășurării activităților din companie.

Din punct de vedere al infrastructurii de comunicații, CNTEE Transelectrica SA deține una din cele mai întinse rețele naționale de fibră optică (aproximativ 5800 Km) având și o capacitate de transport de date foarte mare. Cea mai mare parte din infrastructura de fibră optică este realizată pe infrastructura de transport a energiei electrice, cablul de fibră optică fiind inclus în conductorul de protecție al liniilor electrice (OPGW).

Infrastructura de fibră optică OPGW include drept noduri de comunicație stațiile electrice de înaltă tensiune (220 kV și 400 kV) și permite conectarea principalelor obiective energetice ale țării, respectiv cele mai importante centrale electrice. Aceasta poate asigura, pe lângă necesitățile de telecomunicații ale CNTEE Transelectrica SA, și solicitări ale diverșilor clienți care doresc să utilizeze rețeaua de fibră optică.

Rețeaua de fibră optică la nivel național cuprinde: rețeaua optică internă OPGW, interconexiunile pe fibră optică cu companiile electrice din Ungaria, Bulgaria, Serbia, conexiunile pe fibră optică metropolitane și conexiunile pe fibră optică cu alte companii/operatori interni.

Rețeaua de fibră optică realizată a permis ca CNTEE Transelectrica SA să instaleze sisteme de telecomunicații specifice, care alcătuiesc o rețea modernă de telecomunicații prin care aceasta beneficiază de toate serviciile date-voce-video necesare funcționării ca operator de transport și sistem în sectorul energiei electrice. Pe suportul de fibră optică au fost dezvoltate rețele de comunicații care deservește Dispecerul Național, sistemele de securizare ale sedilor Companiei și ale Stațiilor de transformare, precum și telefonie IP operativă.

Capacitățile excedentare de comunicație pe fibră optică sunt utilizate, prin intermediul filialei SC Teletrans SA.

Sistemul de telecomunicații actual se bazează în principal pe infrastructura proprie, iar în secundar pe capacități de comunicații închiriate de la furnizori de servicii de comunicații.

Este utilizată, de asemenea, o infrastructură bazată pe microunde, care asigură comunicații operative de date-voce pentru operatorul de sistem, de măsurare a energiei electrice și pentru piața de echilibrare.

În anumite situații, în care nu este disponibilă o infrastructură de fibră optică sau este necesară asigurarea redundanței comunicațiilor, se folosesc sisteme de curenți purtători (PLC) instalate pe liniile electrice de transport, care asigură comunicații de joasă frecvență aferente transmisiilor echipamentelor de achiziție date de proces din stații și centrale termo/hidro/nuclearoelectrice, semnalelor de teleprotecție pe liniile de transport, precum și interfațarea sistemului privat de telecomunicații al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

Analize de modelare a pieței. Analize de adecvanță.

1. Analizele de modelare a pieței

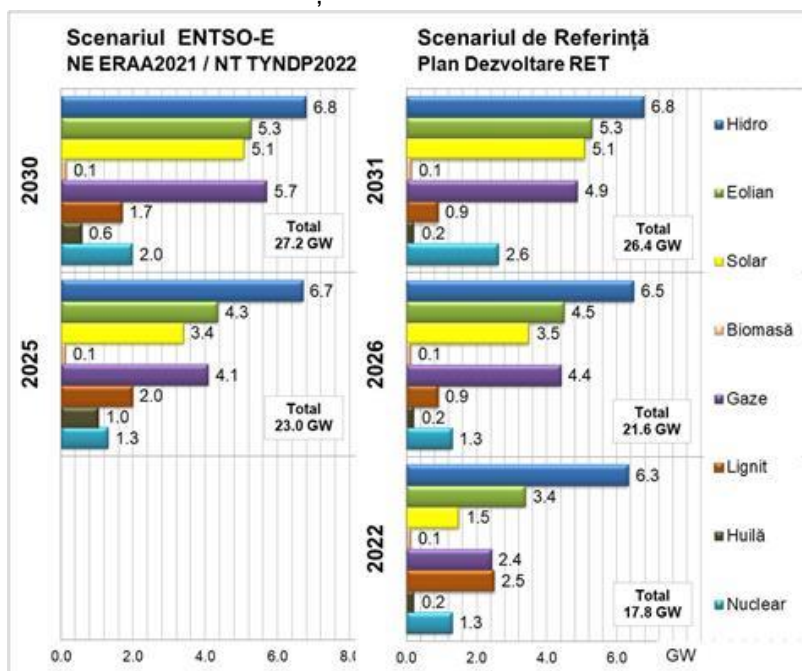
Pentru realizarea analizelor de modelare a pieței de energie electrică pentru anii 2022, 2026 și 2031, corelate cu evoluția consumului și a capacității disponibile în SEN, conform Scenariului de Referință prezentat, au fost asimilate și prelucrate corespunzător seturile de date de intrare disponibile în cadrul ENTSO-E (PEMMDB, PECD, TRAPUNTA) pentru toate țările/zonelor de ofertare din perimetrul pan-european modelat, ce au fost utilizate la construirea scenariilor bottom-up National Estimates/National Trends pentru orizonturile 2025 și 2030 din ERAA 2021 și TYNDP2022 (în lucru).

Scenariile bottom-up National Estimates / National Trends reflectă datele transmise la finele anului 2020 de către toți Operatorii de Transport și de Sistem din cadrul ENTSO-E, în conformitate cu tendințele de evoluție naționale și țintele specifice de eficiență și de mediu asumate în Planurile integrate Energie – Schimbări climatice și alte documente oficiale.

Pentru a reflecta cele mai recente informații disponibile în analizele de piață pentru Planul de dezvoltare RET, datele referitoare la România au fost ajustate, conform scenariului de referință elaborat, rezultând o deviere față de scenariile anterioare ENTSO-E, fapt ce a impus simulări de piață suplimentare.

În Figura 1.1 sunt prezentate comparativ datele referitoare la capacitățile de producere disponibile în SEN considerate în Scenariul de Referință actualizat pentru studiul de dezvoltare a RET – anii 2022, 2026 și 2031, respectiv în scenariile National Estimates/National Trends din ERAA 2021 și TYNDP2022 (în lucru) - orizonturile 2025 și 2030.

Figura 1.1 Evoluția capacității disponibile în SEN
Scenariul de Referință versus ERAA2021 / TYNDP2022



Conform metodologiei TYNDP2022, pentru fiecare orizont de timp analizat s-au realizat simulări de piață pentru cei trei ani climatici ce descriu cel mai bine întreaga bandă de variație acoperită de cei 35 de ani din PECD, având următoarele ponderi de reprezentativitate în total (Tabelul 1.1):

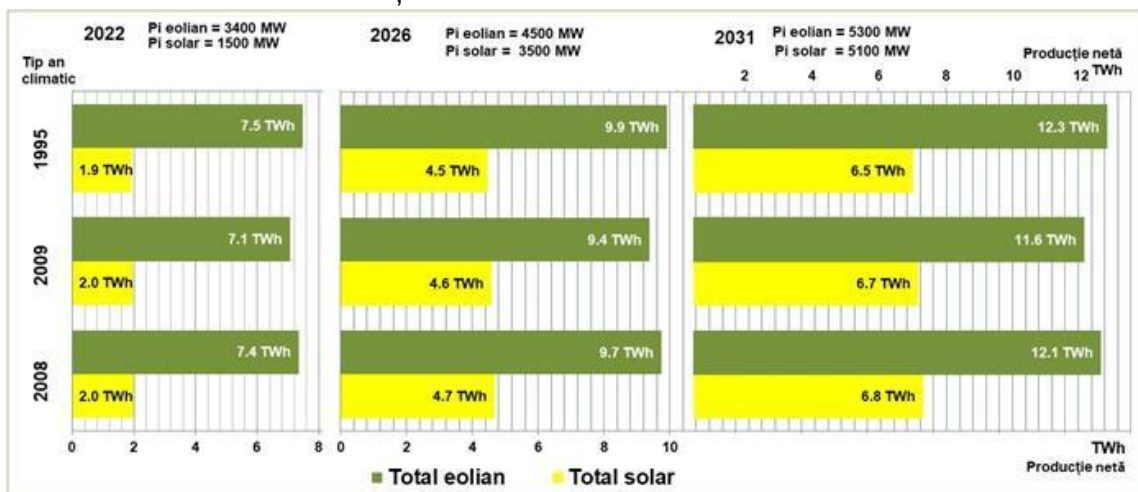
Tabelul 1.1 Ponderile anilor climatici reprezentativi din PECD

	Tip an-climatic din PECD		
	2009	2008	1995
<i>Pondere în total 35 ani</i>	0,400	0,367	0,233

La profilarea orară a producției corespunzătoare centralelor electrice eoliene și fotovoltaice pentru cei trei ani climatici reprezentativi au fost utilizate seriile de date cu indicii de variație orară din PECD, determinați pe baza valorilor orare referitoare la viteza medie a vântului, respectiv, intensitatea radiației solare, pentru fiecare țară.

Conform acestora, valoarea energiei producibile din surse regenerabile (eolian și solar) la nivelul fiecărui an analizat, pentru România, variază conform reprezentării din Figura 1.2.

Figura 1.2 Energie producibilă din surse regenerabile, solar + eolian, în funcție de caracteristicile anului climatic



Indicatorii tehnico-economici specifici pentru diversele tipuri de centrale (diferențiate în funcție de tehnologie și combustibilul primar utilizat) și scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și al emisiilor de CO₂, ce determină practic *odinea de merit* la încărcarea grupurilor, corespund de asemenea, datelor și ipotezelor specifice Scenariului National Trends (NT), modelat în cadrul ENTSO-E.

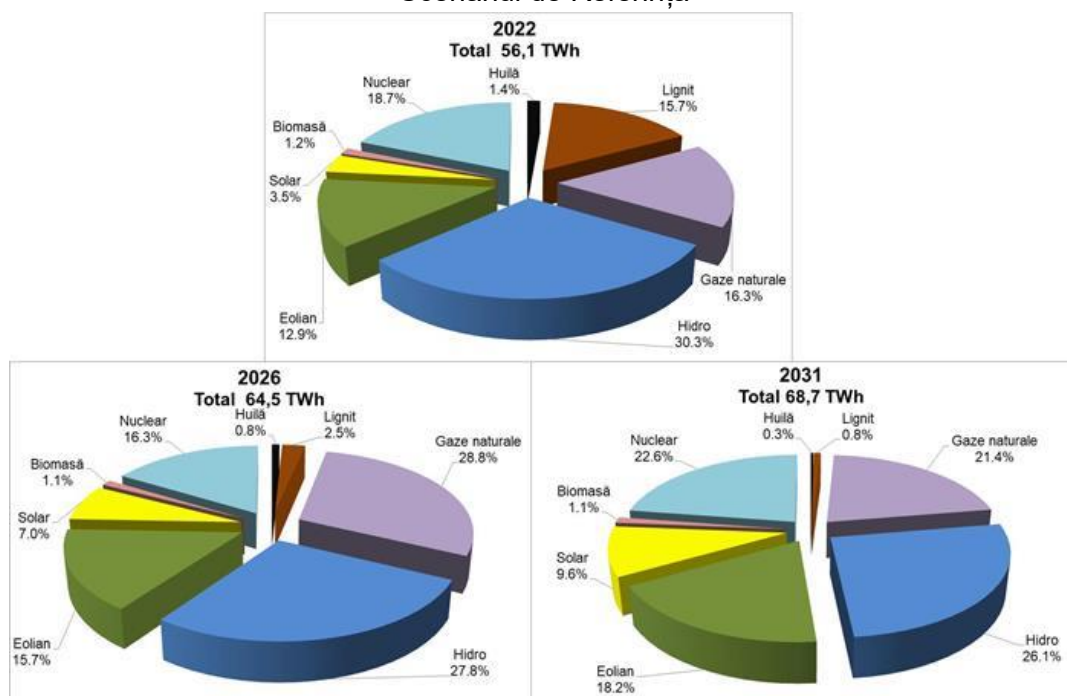
Tabelul 1.2 prezintă scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și al certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, utilizat pentru scenariul NT, ce a fost construit în cadrul ENTSO-E pe baza informațiilor din sursele menționate:

Tabelul 1.2 Prețul combustibililor fosili și al certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră
Scenariul National Trends – ENTSO-E TYNDP22

	U.M.	Sursa datelor:	2025	2026	2030	2031
Lignit	Euro/GJnet	Booze&co "Understanding Lignite Generation Costs in Europe"				
		-preț mediu constant pentru 4 grupuri de țări:				
		G1 (BG, MK, CZ),	1,40	1,40	1,40	1,40
		G2 (SK, DE, RS, PL, ME),	1,80	1,80	1,80	1,80
		G3 (SL, RO, HU),	2,37	2,37	2,37	2,37
		G4 (GR, TR)	3,10	3,10	3,10	3,10
Huică	Euro/GJnet	IEA-World Energy Outlook- Stated Policies Scenario (WEO STEPS)	2,30	2,34	2,48	2,47
Gaze naturale	Euro/GJnet	IEA-World Energy Outlook- Stated Policies Scenario (WEO STEPS)	5,57	5,81	6,77*	7,44*
					* Preț amestec gaze naturale + biometan (3,6%)	
CO ₂	Euro/tonă	Valorile medii pentru 2025/2030 prezentate de Refinitiv în cadrul „Expert Workshop on the Market Stability Reserve”, panel organizat în decembrie 2020 de Vivid Economics, la solicitarea Comisiei Europene	40,0	46,0	70,0	72,0

Astfel, pe baza simulărilor de piață cu programul Powrsym realizate pentru cei trei ani climatici reprezentativi din PECD, a fost determinată structura producției de energie electrică din România, în Scenariul de Referință (medie ponderată) – Figura 1.3.

Figura 1.3 Structura producției de energie electrică în SEN
Scenariul de Referință



Se observă că și în ceea ce privește producția de energie electrică, în acord cu evoluția capacității disponibile în SEN, contribuția centralelor fără emisii de CO₂, crește de asemenea, de la 63% în 2021, la 66,5% în 2022, 67,9% în 2026 și respectiv 77,6% în 2031.

De subliniat că, la nivelul anului 2031, producția nucleară corespunde practic funcționării cu trei unități, unitatea 4 urmând a intra în funcțiune la finele anului, în decembrie 2031, conform estimărilor producătorului.

Având în vedere că prețurile energiei electrice sunt stabilite, în principal, de costurile marginale ale producătorilor care participă pe o anumită piață, în simulările cu programele de modelare specifice, încărcarea grupurilor se face în funcție de ordinea lor de merit, respectându-se principiul costurilor minime de funcționare.

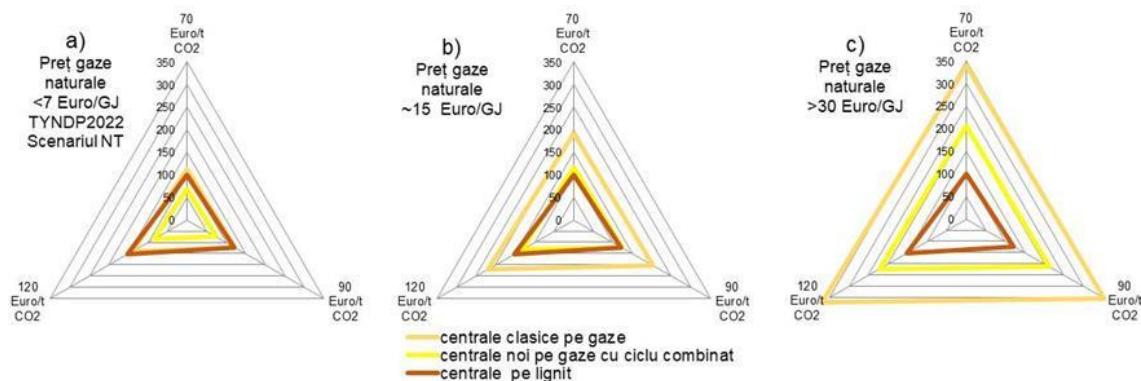
Cum tehnologia nucleară are costuri reduse de funcționare și se află pe o poziție apropiată de cea a surselor de energie regenerabilă în așa-numita ordine de merit, practic, din combinația variabilelor referitoare la prețul gazelor naturale și al certificatelor de emisii, rezultă ordinea de merit, respectiv participarea în mixul energetic, a centralelor pe bază de cărbune în raport cu cele pe gaze.

Astfel, în conformitate cu scenariul de evoluție al costurilor considerat în scenariul ENTSO-E NT, centralele pe bază de lignit funcționează la un cost marginal mai ridicat decât al centralelor noi pe bază de ciclu combinat - CCGT în toată perioada analizată, fiind pe o poziție apropiată de cea a centralelor vechi pe gaze cu tehnologie clasică, mai ineficiente.

De menționat că, la acest moment, evoluția considerată pentru scenariul NT, reprezentată în Tabelul 1.2, a fost depășită; prețul certificatelor de CO₂, dar și al gazelor naturale depășind valoarea prognozată.

Ca urmare, în Figura 1.4 este reprezentată schematic o analiză a sensibilității ordinii de merit la fluctuații semnificative ale prețului combustibililor fosili și în special al gazelor naturale, față de situația descrisă de scenariul NT (caz a), pentru trei valori corespunzătoare ale certificatelor de emisii de carbon (de 70, 90 și 120 Euro/tonă).

Figura 1.4 Costuri variabile de producere, inclusiv cu combustibilul pe tipuri de centrale [Euro/MWh]



Din această analiză a costurilor variabile de producere pentru tipurile de centrale relevante pentru România, se observă cum, la creșterea prețului gazelor peste un prag de ~15 Euro/GJ (caz b), centralele clasice existente, pe gaze, rămân în urmă, având cele mai mari costuri marginale, iar centralele pe lignit încep să intre în competiție cu CCGT pentru valori ale certificatelor CO₂ de până în jurul valorii de 90 Euro/tonă, urmând ca ordinea de merit să se inverseze clar în favoarea centralele pe lignit, la valori de peste 30 Euro/GJ ale

gazelor naturale (caz c), când, indiferent de prețurile certificatelor de emisii de carbon (<200 Euro/tonă), centralele pe bază de lignit funcționează la un cost marginal mai scăzut decât centralele pe gaze, inclusiv cele în ciclu combinat.

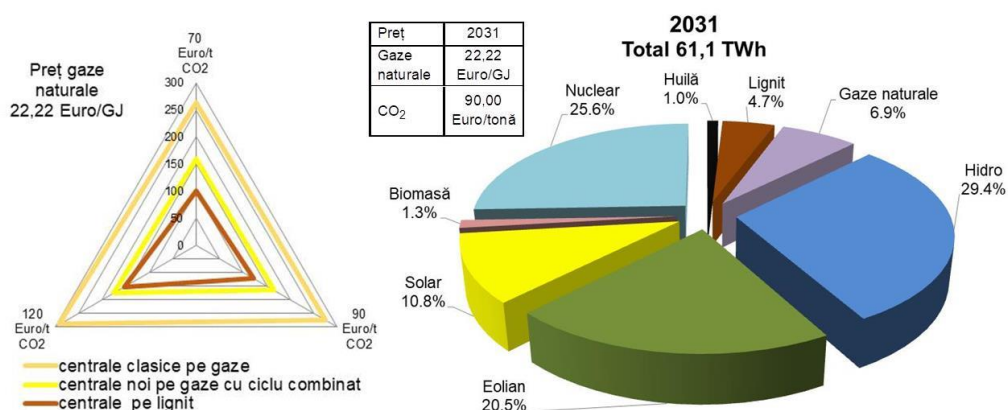
Structura producției, rezultată ca urmare a modelării unui astfel de scenariu de evoluție a prețurilor, corespunzător funcționării centralele pe lignit înaintea centralelor CCGT în ordinea de merit, deci la un cost marginal mai scăzut, se modifică semnificativ față de situația din scenariul de referință.

Scenariul de sensibilitate simulat pentru anul 2031 pentru un preț al gazelor de 22,22 Euro/GJnet și 90 Euro/t de CO₂, în ipotezele celor trei ani climatici reprezentativi din PECD, are ca efect, pentru România, variația participării centralelor pe combustibili fosili la acoperirea consumului ilustrată în Figura 1.5.

Se observă cum, creșterea prețului la gaze a generat o substituție a energiei electrice produse în CCGT cu energie din termocentralele pe lignit și ulei ce mai sunt în funcțiune la nivelul anului 2031 și cu energie electrică din import.

Astfel, soldul schimburilor în SEN, pe export în scenariul de referință, la o astfel de evoluție a prețurilor la gaze naturale și/sau CO₂, trece pe import.

Figura 1.5 Structura producției de energie electrică în SEN
Scenariul de sensibilitate preț combustibili și CO₂



Volumul schimburilor transfrontaliere de energie electrică variază permanent, în funcție de evoluțiile, pe termen mai lung sau mai scurt, ale pieței de energie electrică.

Așa cum a fost exemplificat de analiza de sensibilitate, dinamica funcționării pieței este generată nu doar de deficitul sau excedentul de capacitate disponibilă în SEN la un moment dat. Importul rezultă fie ca o necesitate de completare a cererii interne, în caz de deficit de capacitate în SEN, fie substituie o parte din producția internă, ca urmare a diferenței de costuri marginale orare între sistemele europene - în acest context, evoluția prețurilor combustibililor având un rol esențial.

Analizele de modelare a pieței de energie electrică, realizate cu rezoluție orară în perimetrul pan-european, ținând seama de funcționarea SEN interconectată cu sistemele electroenergetice europene, au fost însoțite de analize de rețea detaliate pentru diferite paliere orare selectate, considerate critice din punct de vedere al consumului (VSI, VDI, VDV, GNV) și/sau al producției SRE (maxim eolian, maxim solar, hidro maxim).

În Anexa C3 (***nu se publică***) sunt prezentate încărcările nete ale centralelor din SEN pentru acoperirea cererii de energie electrică în Scenariul de Referință corespunzător Regimului Mediu de Bază (RMB) la palierle caracteristice pentru anii 2022, 2026, 2031, rezultate din prelucrarea rezultatelor analizelor de piață.

La modelarea RMB pentru palierle de sarcină caracteristice, pentru toți anii analizați, au fost considerate aceleași valori procentuale corespunzătoare funcționării centralelor eoliene și solare - fotovoltaice, față de puterea netă maxim disponibilă a acestora - Tabelul 1.3:

Tabelul 1.3 Contribuția centralelor eoliene și fotovoltaice la acoperirea curbei de sarcină la palierle caracteristice - RMB [% * Pnet]

	VSI	VDI	VDV	GNV
Centrale eoliene	30%	30%	20%	20%
Centrale solare fotovoltaice	--	15%	65%	--

Valorile referitoare la soldul net la palierle de sarcină critice selectate, reflectă puternica variabilitate a cantităților transferate peste graniță, rezultată din analizele de modelare a pieței la nivel pan-european, realizate cu considerarea limitelor NTC pe liniile de interconexiune.

Tabelul 1.4 prezintă evoluția capacității nete de transfer a României pentru orizonturile considerate, care, pentru granițele cu țările UE, Bulgaria și Ungaria, reflectă traiectoria asumată în acord cu prevederile Planului de acțiuni pentru perioada 2021–2025 și ale Derogării 2022, în vederea atingerii, începând cu anul 2026, a țintei de minim 70% a capacității rețelei de a permite schimburile comerciale pe piața de energie electrică, conform Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului.

Tabelul 1.4 Valorile NTC pentru orizonturile 2025 și 2030

	2025	2030
RO export	4910	6500
RO - HU	1520	1700
RO - BG	2190	2600
RO - RS	1000	2000
RO - UA	200	200
RO import	4910	6500
HU - RO	1520	1700
BG - RO	2190	2600
RS - RO	1000	2000
UA - RO	200	200

Pentru analizele de rețea, pornind de la cazul corespunzător regimului mediu de bază, s-au construit cazuri *de dimensionare* care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții de schemă normală de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față – Regimurile de Dimensionare (RD) – pentru Metodologie vezi Anexa A.

Având în vedere numărul mare de proiecte de centrale bazate pe surse regenerabile de energie pentru care există solicitări de racordare, în cadrul analizelor de rețea prezentate la Capitolul 10 au fost studiate:

- zonele cu potențial de dezvoltare a surselor regenerabile de energie;
- scenarii suplimentare cu puteri instalate în centralele eoliene mai mari decât țintele asumate în PNIESC;
- scenarii suplimentare cu puteri mai mari instalate în centralele eoliene și fotovoltaice, conform solicitărilor care au contracte/avize tehnice de racordare, în diferite locații, analizate în cadrul studiilor de soluție de racordare.

În scenariile analizate au fost, de asemenea, considerate mai multe ipoteze de localizare a unor grupuri termoelectrice noi.

În tabelul 1.5 se prezintă situația din luna februarie 2022 a puterilor instalate în centrale regenerabile, care sunt în diferite etape ale procesului de racordare la rețea: au studiu de soluție aprobat, aviz tehnic de racordare (ATR), sau în etapa cea mai avansată, au contract de racordare semnat (CR).

Tabelul 1.5. Proiecte de centrale electrice regenerabile

Tip centrală	Studiu de soluție [MW]	ATR [MW]	CR [MW]	Total [MW]
Eoliană	1978	1264	1481	4723
Solară	2406	567	787	3762
Hidro		53	138	191

În afară de proiectele de centrale electrice eoliene și fotovoltaice precizate în tabelul de mai sus, există numeroase proiecte pentru care a fost depusă cerere de racordare la Transelectrica. Rezultă că există foarte multe șanse să se atingă țintele asumate prin PNIESC și chiar să se depășească.

2. Analiza adecvanței SEN pe termen mediu și lung

Schimbările fără precedent aduse de îndeplinirea angajamentelor asumate de țările europene în cadrul Pactului Verde (Green Deal), pentru asigurarea unui sistem energetic mai puțin poluant, transpuse în volume mari de energie electrică din surse regenerabile intermitente ce vor substitui o parte însemnată din contribuția centralele termoelectrice clasice în mixul energetic, reprezintă adevărate provocări pentru sistemul european, ce trebuie să se adapteze rapid pentru a menține siguranța alimentării și respectiv, echilibrul continuu dintre cererea și producția de energie electrică.

Având în vedere nivelul de interconectare al sistemului european, un deficit sau excedent de capacitate într-o zonă a acestuia, poate afecta adecvanța într-o altă zonă. Este necesară, deci, o abordare coordonată pentru evaluarea adecvanței sistemului interconectat și respectiv, o modelare la nivel pan-european. Simulările de piață trebuie să includă un număr foarte mare de stări și configurații în care se poate afla sistemul interconectat,

generate de diverse condiții climatice posibile și indisponibilizări planificate și neplanificate, aleatorii, ale grupurilor convenționale și ale elementelor de rețea, pentru a permite identificarea unor eventuale situații critice în care capacitățile de producere nu pot acoperi cererea de energie electrică la un moment dat.

Ca urmare, în vederea evaluării adecvanței SEN pe termen mediu și lung au fost considerate, ca punct de plecare, datele de intrare, ipotezele, metodologiile și rezultatele Studiului de evaluare a adecvanței la nivel european (ERAA2021), realizat în cadrul ENTSO-E, pentru identificarea potențialelor deficiențe ale sistemului românesc.

Analizele de piață pentru ERAA2021 au inclus modelarea explicită a 37 de țări, împărțite în 56 de zone de ofertare, pentru două orizonturi de timp: 2025 și 2030.

Pe baza datelor transmise de fiecare OTS european cu privire la evoluția consumului și a capacității de producere, au fost elaborate două scenarii bottom-up, “National Estimates” (NE) și “National Estimates – Low Thermal” (NE-LT), cel din urmă caracterizat de o capacitate totală disponibilă în centralele convenționale diminuată cu cea corespunzătoare grupurilor cu termene de casare sau de punere în funcțiune incerte (simulând astfel casări anticipate sau investiții nerealizate la timp, conform PIF estimat inițial).

De menționat că orizontul 2025 este critic pentru verificarea adecvanței la nivel european, datorită reducerilor de capacitate anticipate în centralele pe cărbune, în acord cu proiecțiile descrise de scenariile NE pentru majoritatea țărilor.

Suplimentar față de scenariile bottom-up, pentru prima dată în studiile de adecvanță ENTSO-E, a fost inclusă o evaluare a reducerii de capacitate de producere la nivel european (scenariile EVA) pentru orizontul 2025, impusă de restricții ce țin de viabilitatea economică a unor grupuri ineficiente, modelată în două ipoteze: cu și fără introducerea unor măsuri de intervenție în piață (*mecanisme de asigurare a capacității* - CM).

Pentru surprinderea tuturor evenimentelor neplanificate ce pot apărea în sistem, generate de valorile variabilelor stocastice ce definesc cererea, generarea și disponibilitatea rețelei de transport, a căror combinație poate influența nivelul de adecvanță a sistemului, s-au realizat analize de piață probabilistice cu ajutorul programelor de modelare specifice, cu multiple iterații Monte-Carlo (MC) - ce simulează, pe baza probabilităților de avarie specifice, indisponibilitatea liniilor (de interconexiune) și/sau a grupurilor generatoare, pentru fiecare an climatic din eșantionul celor 35 de ani-tip disponibili în PECD. Utilizarea celor 35 de ani climatici reflectă imprevizibilitatea consumului de energie electrică și a generării din surse regenerabile (eoliană, solară, hidro), introdusă de variația factorilor climatici (temperatura aerului, viteza vântului, radiația solară, precipitații).

Un aspect deosebit de important în simularea unor situații diverse din punct de vedere climatic, dar *rezonabile* ca probabilitate de apariție, este reprezentat de faptul că seriile de variabile orare corespunzătoare fiecărui an climatic din PECD sunt corelate spațial și temporal: reflectă deci condiții armonizate pe întregul perimetru european și coerente din punct de vedere cronologic (de exemplu, valorile temperaturii sunt similare pentru zone/țări învecinate și prezintă variații orare în limite acceptabile).

Data fiind complexitatea sistemului european analizat, pentru a se atinge convergența valorilor indicatorilor de fiabilitate rezultați din studiile probabilistice de piață, este necesar să se simuleze un număr semnificativ de situații posibile. Astfel, pentru ERAA2021 au fost realizate, cu fiecare program de modelare, câte 700 de simulări (35 ani-climatici * 20 iterații MC), pentru fiecare an țintă și scenariu analizat.

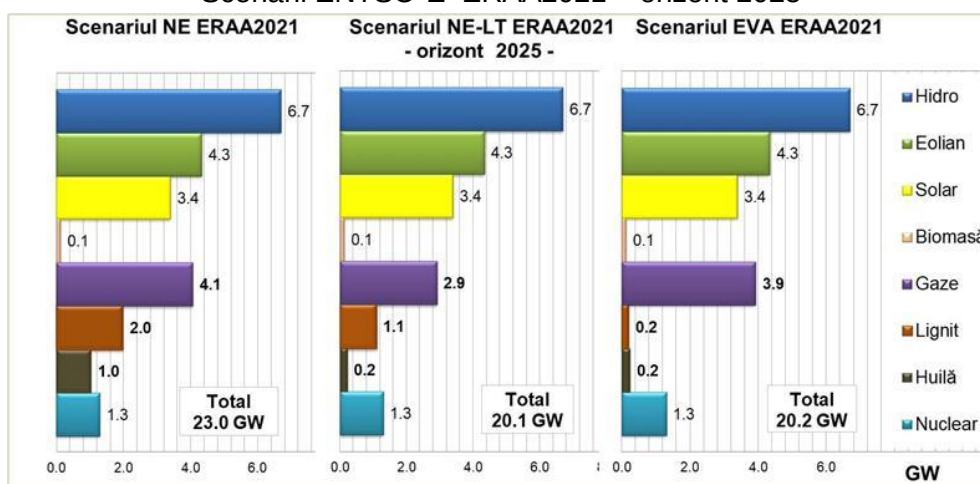
Pentru evidențierea situațiilor critice din sistem, au fost determinați și analizați indicatorii de fiabilitate ENS [GWh] (*Energy Not Served*) – energia nelivrată și LLD [ore/an]

(Loss of Load Duration) - durata de pierdere a consumului, respectiv numărul de ore cu energie nelivrată în cursul anului, corespunzători fiecărei simulări Monte Carlo.

Din prelucrarea indicatorilor ENS și LLD au rezultat valorile *anticipate* la nivelul orizontului analizat pentru fiecare țară, respectiv EENS (Expected Energy Not Served) și LOLE (Loss of Load Expectation) - ca valori medii ale tuturor iterațiilor MC realizate cu un program de modelare, dar și valorile mediane (percentila P50) și maxime (determinate ca percentila P95 – ignorând astfel valorile mai mari ce apar în mai puțin de 5% de cazuri din setul total de simulări MC), corespunzători fiecărui scenariu.

În Figura 2.1 sunt prezentate datele referitoare la puterile instalate în SEN – valori nete, ce caracterizează scenariile modelate în ERAA2021 pentru România, orizontul 2025, derivate din scenariul de bază, National Estimates.

Figura 2.1 Evoluția capacității disponibile în SEN
Scenarii ENTSO-E ERAA2021 – orizont 2025



Rezultatele ERAA2021 referitoare la România, centralizate în Tabelul 2.1, arată ca riscurile de neacoperire a consumului intern cu capacitățile de generare disponibile în SEN plus import, sunt minime în ipotezele modelate de scenariile analizate.

De menționat că, pentru majoritatea țărilor europene, indicatorul LOLE are valori țintă standardizate, cuprinse, în general, între 3 și 8 ore/an.

Tabelul 2.1 Valorile medii, P50 și P95 pentru ENS și LLD rezultate pentru România, în scenariile modelate pentru ERAA2021, orizonturile 2025 și 2030

Scenarii ERAA2021	2025						2030					
	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95
	ore/an			GWh			ore/an			GWh		
NE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NE-LT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EVA - fără CM	0,24	0,00	2,00	0,09	0,00	0,27	..	..	..	..	..	..
EVA – cu CM	0,17	0,00	1,00	0,08	0,00	0,13	..	..	..	..	..	..

Pentru România, nici în scenariul NE-LT, căruia îi corespunde o reducere de capacitate totală de 2,9 GW la nivelul anului 2025, față de scenariul de bază NE, compusă din ~1,7 GW în centrale pe cărbune și ~1,2 GW pe gaze naturale, nu rezultă perioade de neacoperire a sarcinii.

Etapa de verificare a viabilității economice EVA pentru acest orizont a identificat grupurile termoelectrice din SEN nerentabile, ce nu-și pot recupera costurile de funcționare, în lipsa unor mecanisme de piață specifice, totalizând 2734 MW. Ieșirea din funcțiune a acestor grupuri, ineficiente în scenariul modelat, ar putea cauza, în situații extreme, apariția unor perioade de deficit de capacitate în SEN, evaluate la maxim 2 ore/an în cele mai severe condiții, cantitatea totală de energie ce ar putea să nu fie livrată, fiind de maxim 0,27 GWh la nivelul anului 2025.

Din Tabelul 2.1 se observă cum, prin introducerea unor mecanisme de capacitate în țările vecine, se realizează scăderea valorilor indicatorilor LOLE și pentru România (scenariul EVA cu CM).

De menționat că în valorile de deficit de capacitate rezultate pentru fiecare țară în ERAA2021 sunt incluse și rezervele ce trebuie menținute în sistem pentru asigurarea, suplimentar față de consum, a reglajelor necesare în SEN. În funcție de particularitățile fiecărui sistem, acestea au fost modelate în mod simplificat în ERAA2021, prin diminuarea capacității de producere în centralele hidroelectrice cu acumulare disponibile (dacă există) și/sau printr-o creștere artificială a sarcinii orare cu valoarea de reglaj FRR ce trebuie asigurată de grupurile termoelectrice.

Pentru România, în studiile de piață s-au considerat următoarele valori pentru *rezervele necesare modelării* pentru ERAA2021, *similar funcționării PZU – FCR*, rezerva de stabilizare a frecvenței (rezervă de reglaj primar) și FRR, rezerva de restaurare a frecvenței (reglaj secundar și terțiar rapid):

Tabelul 2.2 Rezerve de putere activă în SEN
utilizate în studiile de modelare a pieței pentru ERAA2021

Servicii tehnologice de sistem	2025 [MW]	2030 [MW]
FCR total	62	65
<i>Furnizat de grupuri termoelectrice</i>	20*	20*
<i>Furnizat de grupuri hidroelectrice</i>	42	45
FRR total (automat+manual)	580	500
<i>Furnizat de grupuri termoelectrice</i>	280	200
<i>Furnizat de grupuri hidroelectrice</i>	300	300
<i>Ipoteze de modelare simplificată a rezervelor în ERAA2021:</i>		
Creștere orară curbă de sarcină	280	200
Reducere capacitate centrale hidroelectrice cu acumulare	342	345

Notă: * reducerea de capacitate pentru reglaj primar a fost exclusă din valoarea Pmax.disponibil net a grupurilor termoelectrice, utilizată în simulările de piață

Având în vedere diferențele semnalate în Figura 2.1 între capacitatea de producere considerată în Scenariul de Referință al Planului de dezvoltare și cea din Scenariul NE ERAA2021, au fost reevaluate valorile indicatorilor rezultați pentru România, cu ajutorul simulărilor probabilistice de piață suplimentare, utilizând aceeași metodologie de calcul.

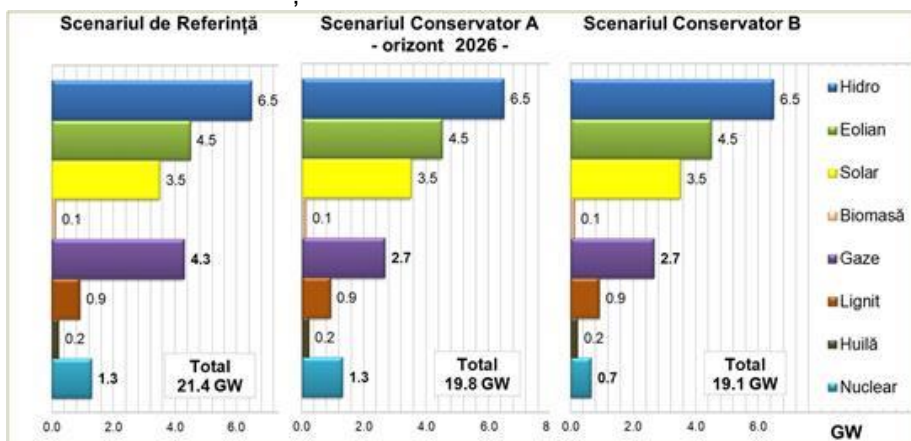
Simulările Monte Carlo probabilistice realizate pentru scenariul de referință al Planului de dezvoltare RET la nivelul anului 2026, au confirmat rezultatele LOLE / EENS din scenariul NE ERAA2021– orizont 2025.

Suplimentar față de scenariul de referință, similar ipotezelor de construire a scenariului ERAA NE-LT, a fost analizat și un scenariu de sensibilitate cu privire la evoluția capacității disponibile în SEN la nivelul anului 2026 – Scenariul Conservator A, în care au fost reconsiderate termenele de punere în funcțiune ale grupurilor noi pe gaze – CCGT, datorită incertitudinilor legate de finanțare, transpuse într-o reducere a capacității totale disponibile în SEN la nivelul anului 2026 cu ~1,6 GW (respectiv, 1284 MW la CE Oltenia și 369 MW la Borzești).

De asemenea, având în vedere că în perioada 2027-2029 este prevăzută oprirea pentru re tehnologizare a unității 1 de la Cernavodă, a fost analizat, în Scenariul Conservator B, impactul combinat al reducerii capacității nucleare cu nerealizarea proiectelor de grupuri noi pe gaze naturale CCGT, estimate în scenariul de referință.

În Figura 2.2 sunt prezentate datele referitoare la puterile instalate în SEN – valori nete, ce caracterizează scenariile de sensibilitate modelate, pornind de la Scenariul de referință – orizont 2026.

Figura 2.2 Evoluția capacității disponibile în SEN
Scenariul de Referință Plan dezvoltare RET versus Scenarii de sensibilitate

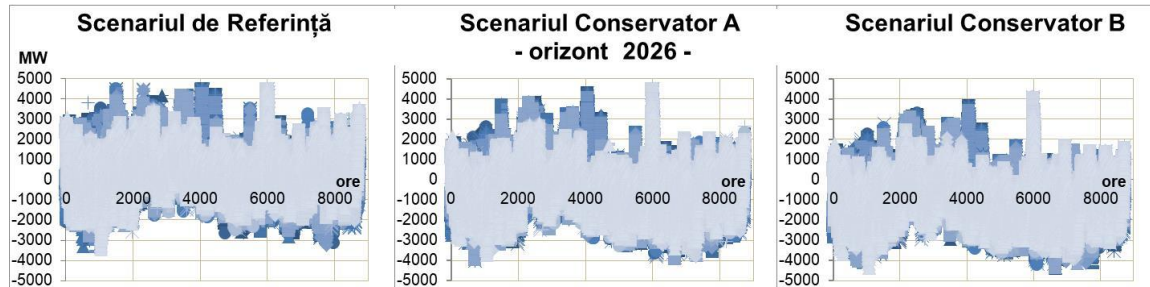


Rezultatele analizelor de piață modelate în ipotezele descrise de scenariile de sensibilitate elaborate, conservatoare în ceea ce privește evoluția capacităților noi ce vor fi instalate în SEN, arată că riscurile de neacoperire a consumului de energie electrică cu resursele interne de producere sunt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

În Figura 2.3 este evidențiată variația orară în cursul anului a soldului net al țării ("+" pentru export, "-" pentru import) în scenariile suplimentare modelate, ce se încadrează în limitele fixe NTC considerate, reprezentată grafic pentru un eșantion de 30 ani Monte-Carlo. Deși probabilitatea de apariție a unor caracteristici climatice extreme este scăzută, în eșantionul reprezentat grafic au fost incluși anii climatici ce au rezultat în unele valori diferite de zero pentru indicatorii LLD și ENS ai României în scenariile ERAA2021, inclusiv 1985 și 1987, caracterizați de temperaturi extreme în sezonul de iarnă atât în țara noastră, cât și la nivel european, mult scăzute față de condițiile normale. Valorile medii ale indicatorilor

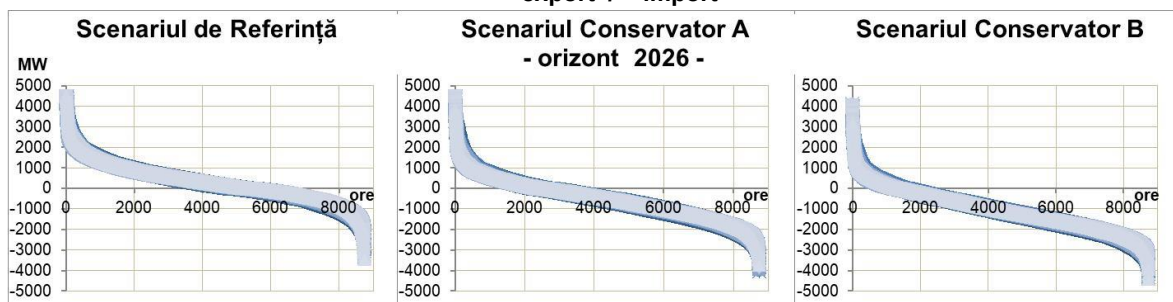
anticipați în scenariile conservatoare nu le depășesc însă pe cele semnalate de scenariile EVA din ERAA2021.

Figura 2.3 Schimburi orare cu sistemele vecine – limite de variație
Scenariul de Referință vs. Scenarii de sensibilitate
+ export / - import



Perioadele de import net, export net, respectiv de utilizare a limitelor maxime de import / export sunt evidențiate în reprezentarea curbelor clasate ale schimburilor comerciale orare de energie electrică rezultate cu sistemele vecine, în Figura 2.4.

Figura 2.4 Curbe clasate export / import net
Scenariul de Referință vs. Scenarii de sensibilitate
+ export / - import



Dacă în scenariul de referință, se importă, în medie, ~40% din an, se observă că în scenariul conservator A, importul net are loc ~71% din timp, iar în scenariul conservator B - cel mai restrictiv din punct de vedere al capacității disponibile în SEN, ~84 % din ore sunt cu import net.

Analizele de sensibilitate au confirmat faptul că adecvanța generării nu poate fi corect evaluată și asigurată decât la nivel regional și pan-european.

Trebuie menționat că, deși furnizează o reprezentare destul de bună, simplificată, a capacităților trans-frontaliere disponibile, valorile NTC fixe pe granițe, planificate pe termen lung, pot devia (în sus sau în jos) în ceea ce privește capabilitățile fizice de transport ale rețelei, față de valorile rezultate din abordarea "flow based", ce modelează cu acuratețe îmbunătățită configurația rețelei, mai apropiată de realitatea operării sistemului, ținând cont în plus și de schimburile ce au loc între alte granițe.

Analizele pentru ERAA2021 au arătat că efectele sinergice ale schimburilor de energie electrică pe mai multe granițe, considerate în modelarea "flow based", pot conduce atât la valori mai mari ale capacității trans-frontaliere față de limitele NTC planificate, cât și la valori diminuate, în special în perioadele de deficit de capacitate de generare sau cu congestii de rețea.

3 Analiza adecvanței SEN la vârful de sarcină în condiții extreme – abordarea deterministă

Așa cum a fost evidențiat în subcapitolul anterior, indicatorii de fiabilitate rezultați din simulările probabilistice Monte Carlo determină nivelul anticipat de adecvanță al sistemului, ca medie a tuturor valorilor LOLE și ENS ce caracterizează multitudinea de stări viitoare posibile modelate prin combinarea efectelor anilor climatici cu avariile aleatorii ale grupurilor generatoare și liniilor electrice. Majoritatea acestor stări reflectă însă configurații și condiții normale de funcționare, ce nu ridică probleme de adecvanță, iar utilizarea indicatorilor statistici LOLE, EENS poate ascunde situațiile extreme, puțin frecvente, deci cu probabilitate de apariție foarte redusă, ce pot reprezenta însă un risc potențial în ceea ce privește adecvanța sistemului. Astfel, chiar dacă simulările de adecvanță probabilistice au arătat valori minime ale indicatorilor LOLE și EENS pentru România în scenariile analizate, ar putea exista evenimente neprevăzute, în care securitatea SEN ar putea să fie supusă la condiții de stres, ce ar necesita activarea unor măsuri excepționale.

Spre deosebire de simulările orare probabilistice, abordarea deterministă se bazează pe analiza unui număr redus de configurații ale sistemului, selectate ca fiind cele mai reprezentative pentru situațiile *extreme* care pot solicita sistemul, fără a include în analize însă *probabilitatea lor de apariție*. Acesta este dezavantajul principal al acestei metode, ce împiedică o determinare globală a riscurilor la care poate fi supus sistemul dar permite estimarea impactului anumitor situații specifice asupra fiabilității, evidențiind limitele critice ale variabilelor scenariului ce pot influența evaluarea adecvanței.

Astfel, în plus față de modelarea stocastică, pentru a se putea realiza o comparație cu situațiile realizate istoric, a fost inclusă o analiză dedicată orelor critice, cu risc crescut în ceea ce privește adecvanța, care coincid cu palierele de vârf de consum. În timpul acestor perioade (vârf de seară iarna), contribuția centralelor fotovoltaice este zero, iar în situația în care funcționarea centralelor eoliene este la un nivel minim, România (și regiunea) se poate baza în principal pe funcționarea centralelor termo clasice și a celor hidroelectrice, ce poate fi și ea restricționată.

De asemenea, situația temperaturilor extreme reprezintă o specificitate a regiunii, când SEN este supus vulnerabilităților în asigurarea integrală a acoperirii cererii de energie pentru consumul intern, în situația în care și statele vecine se confruntă cu aceeași situație.

Având în vedere incertitudinea legată de evoluția portofoliului de producere în SEN, cazurile de studiu critice au fost construite pornind de la scenariul de referință, considerând ipotezele *conservatoare* privind întârzierea instalării capacităților de producere noi pe gaze CCGT în perioada 2026-2030 (~1,6 GW la nivelul anului 2026, similar scenariului conservator A enunțat anterior și, incluzând și grupurile noi de la București, ~2,3 GW în perioada 2027-2029 și ~2,5 GW în 2030), respectiv nucleare, corespunzător punerii în funcțiune doar a unității 3 nucleare în 2031. Perioada 2027-2029 corespunde funcționării cu un singur grup nuclear, datorită opririi în reabilitare a unității 1 (ce este considerat în funcțiune din septembrie 2029 în scenariul de referință).

Metodologia deterministă de calcul utilizată consideră că, pentru acoperirea în condiții de siguranță a cererii, este necesar să existe în SEN o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sau sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale, temporare sau

definitive ale disponibilității, din diferite cauze. De asemenea, trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă operațională.

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 din cauza unor restricții tehnice, de mediu și legale, respectiv indisponibilitatea sursei primare de energie;
- serviciilor tehnologice de sistem.

Ca urmare, în cazul unei evoluții conservatoare a portofoliului de producere în SEN, ce implică întârzieri în ceea ce privește punerea în funcțiune a grupurilor noi, în situația unor condiții extreme din punct de vedere climatic, ce conduc la o creștere a sarcinii la palierul de vârf (~+500 MW) și o participare minimă a surselor SRE la acoperirea acestora (0% eolian+solar și 30% hidro), situația adecvanței în perioada critică analizată 2026-2031 este reprezentată în Tabelul 3.1.

Tabelul 3.1. Adecvanța parcului de producere din SEN la vârful de sarcină, în condiții climatice extreme [MW]

Putere netă în SEN	2026	2027	2028	2029	2030	2031
centrale nucleare	1300	650	650	650	1300	1965
centrale termoelectrice conventionale	3839	3839	3839	3839	3839	6003
• pe lignit	905	905	905	905	905	905
• pe huila	219	219	219	219	219	219
• pe gaze naturale / hidrocarburi	2715	2715	2715	2715	2715	4879
resurse energetice regenerabile	8128	8688	9250	9812	10446	10540
• eoliene	4500	4680	4860	5040	5255	5300
• fotovoltaice	3500	3880	4260	4640	5054	5100
• biomasa	128	128	130	132	137	140
centrale hidroelectrice	6486	6738	6784	6784	6784	6784
baterii	150	200	250	300	400	440
Capacitatea de producere netă [6=1+2+3+4+5]	19903	20115	20773	21385	22769	25732
Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și din indisponibilitatea sursei primare de	14200	14920	15495	16045	16665	17040
• Putere indisponibilă (Reduceri temporare, lipsă sursă primară SRE	12540	13276	13869	14429	15058	15149
• Putere în reparație planificată și accidentală (după avarie)	1037	1040	1043	1043	1043	1327
• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	623	603	584	574	565	565
Puterea efectiv disponibilă [8=6-7]	5704	5195	5278	5340	6104	8692
Consum intern net la vârful de sarcină-condiții extreme (+500 MW)	10600	10680	10765	10900	10945	11080
Capacitate rămasă în SEN [10=8-9]	-4896	-5485	-5487	-5561	-4841	-2388
Capacitate simultană de import / export	4910	5500	5750	6000	6250	6500

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

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

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

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

1. Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă

Pentru a evalua adecvanța RET și necesitățile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcționare în parametrii normativi, prin efectuarea de calcule de regim staționar [14], stabilitate statică, stabilitate dinamică și evaluarea curenților de scurtcircuit [5].

Calcululele și analizele se realizează pentru scenariul de bază și pentru un număr rezonabil de scenarii alternative privind evoluția consumului, componența parcului de producție la diferite orizonturi de timp și încărcarea centralelor pentru echilibrarea consumului și soldului de schimb cu sistemele vecine.

Rețeaua funcționează în prezent cu un grad scăzut de încărcare (a se vedea anexa 1). În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în anumite zone ale țării și odată cu intensificarea schimburilor de energie electrică pe liniile de interconexiune din zona de vest și de est, rețeaua de transport din acele zone va fi foarte solicitată și nu va asigura în structura actuală criteriile tehnice normate și cerințele din Standardul de performanță al serviciilor de transport și de sistem.

Pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET, au fost elaborate mai multe studii [5], [8], [12], [13], [14], [19], [20], [22], [24], [26], [29], care au verificat încadrarea regimurilor de funcționare a RET în condițiile normate, pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani). S-au analizat regimurile staționare, condițiile de stabilitate statică și tranzitorie, regimurile de scurtcircuit.

De asemenea, au fost avute în vedere concluziile studiilor de soluție de racordare elaborate la solicitarea utilizatorilor RET privind racordarea unor centrale noi și proiectele de creștere a capacității de interconexiune dezvoltate în cooperare cu operatorii de rețea vecini.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcționare:

- încărcarea elementelor RET (linii, transformatoare, autotransformatoare) în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune;
- nivelul de tensiune în nodurile RET în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune și gradul de compensare a puterii reactive;
- nivelul pierderilor de putere activă în RET;
- nivelul puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
- stabilitatea statică și tranzitorie.

Calcululele s-au efectuat pe modele ale sistemului corespunzând scenariilor de evoluție a SEN considerate pentru perspectiva de cinci și zece ani, în scopul verificării adecvării rețelei și identificării necesității dezvoltării acesteia.

Calcululele de verificare a dimensionării RET s-au efectuat, pentru regimurile medii de bază și regimurile de dimensionare, conform regulilor prezentate în Anexa A rezultate pornind de la PE 026/92 (Normativ privind principiile, criteriile și metodele pentru fundamentarea strategiei de dezvoltare a SEN) și considerând funcționarea interconectată sincron cu sistemul european continental.

În vederea realizării analizelor de sistem s-au elaborat modele de calcul corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcționare a RET;
- cazuri care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB și RD s-au construit pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineața iarnă (VDI), vârf de consum dimineața vară (VDV) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare orizont de prognoză și scenariu: 2022, 2026, 2031.

Modelele de rețea pentru studiile de sistem au fost construite în anul 2021. În construirea Regimurilor Medii de Bază (RMB) s-a avut în vedere implementarea dezvoltărilor de rețea planificate de CNTEE Transelectrica SA cât și a dezvoltărilor de rețea comunicate de către operatorii de distribuție, prevăzute a fi puse în funcțiune conform Planurilor de Dezvoltare pentru perioada 2020-2029 (în rețeaua de distribuție de 110kV au fost modelate numai dezvoltările puse în funcțiune):

Etapa 2022:

CNTEE Transelectrica SA:

- Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;
- Racordarea LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud printr-o LEA 400 kV d.c.;
- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud-Nădab;
- Montare Trafo T3 – 250 MVA (400/110 kV) în stația 400/110 kV Sibiu Sud;
- Montare al II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut;
- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești și punerea în funcțiune a două bobine 2x100 MVar la tensiunea de 110kV;
- Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier;

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Mall Promenada, 2x25 MVA, racordată în H sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Otopeni-Fundeni;
- Stația 110/20 kV Voluntari, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Fundeni 1-Pipera 1, cu racordare ulterioară în stațiile CET Brazi, Afumați și Fundeni;
- Stația 110/20 kV Parc Drumul Taberei, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Sălaj-Drumul Taberei;
- Înlocuirea LES 110 kV Grozăvești - Răzoare, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Pipera - Fundeni 2, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Grozăvești-Militari, AL 1600 mmp;
- LES 110 kV Fundeni -Afumați trecere partiala LEA LES, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret – Grozavesti, AL 1600 mmp;
- LES 110 kV nou Masini Grele – IMGB, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Vulcan – Sălaj, AL 630 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Drumul Taberei – Sălaj, AL 630 mmp.

E-Distribuție Banat SA:

- Recondutorarea LEA 110 kV Hășdat - Hațeg - OIAI 185/32mmp
- Recondutorarea LEA 110 kV d.c. Hășdat - PUI, stâlp 82-157 cu Baru Mare -Hațeg stâlp 29-104 / Baru Mare-Pui cu Baru Mare - Hațeg stâlp 1-28 / Hășdat- Pui stâlp 157-173 cu Baru Mare - Pui stâlp 28-44 - OIAI 185/32mmp

SDEE Muntenia Nord SA

- Realizarea stației electrice de conexiuni 110/20 kV Ulmi racordată la LEA 110 kV Târgoviște – Titu, 2018;
- Racordarea la RED a locului de consum și producere CEF Ploiești West-Park, 2022-2023;
- Modernizare LEA 110kV Vulturul-Tătăranu, OL-AL 150/25, PIF 2020;
- Modernizare LEA 110kV Focșani Vest-Tătăranu, OL-AL 150/25, PIF 2020;
- Modernizarea RED 110kV din zona Smârdan – Barboși – Filești – Arcelor Mittal (realizarea a două linii 110 kV între stațiile Smârdan și Filești, realizate combinat cu LES 110 kV din AI de 1600 mmp și LEA 110 kV OIAI 2X3X185 mmp);

SDEE Transilvania Sud

- Stația electrică de transformare 110/20 kV Sibiu Vest racordată la LEA 110 kV Sibiu Nord – Orlat (prin secționarea acesteia), 2022;

SDEE Transilvania Nord

- LEA – LES 110kV Vetis -Carei, PIF 2018;
- LES 110kV Oradea Sud – Oradea Vest, LES 110kV Oradea Sud –Iosia, LES 110kV Salca – Mecanica, PIF 2021;

Distribuție Energie Oltenia SA

- Stație electrică de transformare 110/20 kV zona industrială de est Craiova conectată prin două LES 110kV noi cu Craiova Nord și Ghercești, PIF 2018;
- LEA 110kV Craiova Est – DIF, PIF 2018;
- Modernizarea stațiilor DIF Craiova, Alexandria, Port Teleorman și Textila Argeș, Strehaia (Mehedinți) și Mioveni (Argeș), PIF 2020;
- Modernizarea stațiilor Caracal Vest (Olt), Căzănești (Vâlcea), Ocolna și Podari (Dolj), PIF 2022-2023

Etapa 2026:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (etapa I din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad);
- LEA 400 kV d.c. Reșița–Timișoara/Săcălaz–Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier–Reșița–Timișoara–Săcălaz–Arad);
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad;
- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia) (linie nouă);
- Racordarea stației 220 kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într-un circuit al LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
- Stația nouă 400/220/110kV Arefu racordată intrare – ieșire pe LEA 400kV Țânțăreni - Sibiu Sud;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud–Constanța Nord;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni – Fântânele
- Mărirea capacității de transport LEA 400 București Sud – Pelicanu
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpul;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpul;
- AI II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Brazi Vest;
- AI III-lea AT 400MVA, 220/110kV Fundeni;
- TR 400/110kV București Sud;

- Al II-lea AT 200MVA, 220/110kV în stația Hășdat;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive (SVC) în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Instalarea unei bobine de compensare a puterii reactive de 100MVAR în stația Porțile de Fier

E-Distribuție Muntenia:

- LES 110 kV Voluntari - CET Brazi, PIF 2023;
- LES 110 kV Voluntari – Afumați, PIF 2023;
- LES 110 kV Voluntari - Fundeni 2, PIF 2023;
- Stația Mircea Eliade cu racord intrare-iesire în LES 110kV Centru-Nord cu racordare ulterioară în stațiile Pipera si Băneasa;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Centru, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Nord, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Pipera 2, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Baneasa 2, PIF 2024;
- Stația Henry Coandă cu racord intrare-ieșire în LES 110kV Baneasa - Pipera 1;
- LES 110 kV Baneasa - Henry Coandă, PIF după 2025;
- LES 110 kV Pipera 1- Henry Coandă, PIF după 2025;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret - Vacaresti, AL 1600 mmp, 2023;
- Înlocuirea LES 110 kV Pajura - Băneasa, AL 1600 mmp, 2024,
- Înlocuirea LES 110 kV Toporasi - Jilava C1, AL 1600 mmp, 2024;
- Înlocuirea LES 110 kV Toporasi - Jilava C2, AL 1600 mmp, 2024;
- Înlocuirea LES 110 kV Vacaresti - Toporasi, AL 1600 mmp, 2025;
- Înlocuirea LES 110 kV Centru - Sud, AL 1600 mmp, 2026;
- Trecerea parțială din LEA în LES 110kV Fundeni - CET Brazi, AL 1600 mmp, 2023;
- Trecerea din LEA în LES 110kV Crangasi-Bujoreni, AL 630 mmp, 2024;
- Trecerea din LEA în LES 110kV Cotroceni -Bujoreni, AL 1600 mmp, 2024.

E-Distribuție Dobrogea SA:

- Stație 110/20 kV Mamaia Nord, 2x25 MVA, racordată radial din statia 110 kV Năvodari;
- LES 110 kV Mamaia Nord – Năvodari, AL 630 mmp, 2023;
- Realizare LES 110 kV Tomis Nord – Tăbăcărie, AL 630 mmp, 2025;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Constanța Nord-Medgidia Nord, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia 1-Nazarcea, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Mircea Vodă Nord – Mircea Vodă, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV d.c. Sitorman – Săcele – Mihai Viteazu, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog OLAL 300mmp, 2023.

E-Distribuție Banat SA:

- Stație 110/20 kV Covaci, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara, PIF 2023;
- Stație 110/20 kV B BRAUN, 1x16 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara, PIF 2023

- Stație 110/20 kV Ineu, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Pancota – Sebeș, PIF 2025;
- Recondutorarea LEA 110 kV Baru Mare - Lonea- OIAI 185/32mmp, PIF 2023;
- Recondutorarea LEA 110 kV Resita - IAZ- OIAI 185/32mmp, PIF 2026;

Delgaz Grid SA

- Introducere tensiune 110 kV în stația Onești Centru. Construire LEA 110 kV dublu-circuit, racordată la stâlpul 67 al LEA 110 kV d.c. Gutinaș-Aroma Rise-T1 Cauciuc și LEA 110 kV Gutinaș-Bloc 5 CET 2 Onești, trim. 3, 2023;
- Racordare extindere ansamblu PALAS Iași printr-o stație de transformare de tip interior 110/20kV, 2x25 MVA de tip racord adânc prin utilizarea LEA DC 110kV Terom (CFS 1), în prezent retrase din exploatare, care se vor continua prin LES 110kV, trim. 3, 2023;

SDEE Transilvania Nord

- Stație 110/20 kV Leordina, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Sighet CEIL-Baia Borșa;
- Stație 110/20 kV Someșeni, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Alverna-Cluj Est;
- Stație 110/20 kV Teraplast, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Vișoara-Lechința;
- Stație 110/20 kV CEF Comcris, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Sărmășag-Suplac;
- Stație 110/20 kV Sâmbăta, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Oradea Sud-Sudrigiu;

SDEE Transilvania Sud

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Albac prin secționarea liniei electrice aeriene 20kV Câmpeni – Băița, 2025;

Etapă 2031:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2;
- Realizare stație nouă 400/110kV Grozăvești și două bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozăvești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozăvești;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin–Suceava;
- LEA 400 kV Suceava – Bălți;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea–Tulcea de la simplu circuit la dublu circuit;
- LEA 400 kV d.c. Stâlp–Brașov (1 circuit echipat);
- Montare AT nou 400/220 kV în stația Roșiori
- Instalarea a trei mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Suceava, Gutinaș și Roșiori;
- Recondutorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat
- Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Giulești, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Cotroceni-Radu Zane, PIF 2029;

- Stație 110/20 kV Antiaeriană, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Vulcan-Sălaj, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C1, AL 1600 mmp, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C2, AL 1600 mmp, PIF 2028;

E-Distribuție Banat SA:

- LEA nouă 110 kV Giulvaz – Deta, PIF 2031
- LEA nouă 110 kV HD Oras - Oxigen, PIF 2031

Delgaz Grid SA

- Stație transformare pentru preluarea consumului viitorului Spital Regional de Urgență Iași. Soluția propusă constă în racordarea în LEA 110 kV Iași Sud-Breazu, trim. 3, 2027;

Distribuție Energie Oltenia SA

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Vlădești în zona de vest a municipiului Rm Vâlcea, PIF 2030;
- Stație electrică de transformare 110/20 kV Bascov (Pitești), PIF 2030;

SDEE Transilvania Sud

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Alba Sud în imediata vecinătate a zonei industriale, 2030;

1.1 Analiza regimurilor staționare

1.1.1. Analiza regimurilor medii de bază pentru toate zonele

În regimul mediu de bază (RMB) cu N și N-1 elemente în funcțiune, s-au constatat următoarele:

- La etapa 2022
 - Palierul VSI, VDV și GNV nu au fost detectate depășiri în regimul cu N, N-1 și N-2 elemente în funcțiune, în secțiunile analizate S1, S5 și S6.
 - În zona București apar suprasarcini pe AT1/AT2 220/110 Fundeni (6.6%) la declanșarea AT2/AT1 și suprasarcini pe T1/T2 400/110 Domnești (25%) la declanșarea TR2/TR1.
- La etapa 2026
 - Palierul VSI – În regimul cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET/RED. În regimul cu N-1 elemente în funcțiune se evidențiază depășiri pe T1/T2 400/110kV Domnești la declanșarea T2/T1 400/110kV Domnești.
 - Palierul VDV – au fost detectate încărcări peste limită pe LEA 110kV Bujoreni – Militari1, pe LEA 110kV Clejani – Videle (3%) la declanșarea T1 sau T2 400/110kV Domnești și suprasarcini pe LEA 110kV Timișoara – Dumbrava (15%) la declanșarea T 400/110kV Săcălaz.
- La etapa 2031
 - Palierul VSI – au fost detectate depășiri în regimul cu N-1 pe AT3/AT4 400/220kV București Sud la declanșarea AT4/AT3 400/220kV București Sud (4%). De asemenea au rezultat suprasarcini pe AT3 și AT4 400/220kV București Sud (8.8%) la declanșarea LEA 220kV d.c. Brazi Vest – Fundeni.

- Palierul VDV – au fost detectate încărcări peste limită pe c1/c2 LEA 220kV București Sud - Fundeni (2.4%) la declanșarea c2/c1 al acestei LEA și suprasarcini pe LEA 110kV Progresu – IMGB (4.8%) la T1 220/110 București Sud. Apar suprasarcini și pe LEA 110kV Timișoara – Dumbrava (15%) la declanșarea T 400/110kV Săcălaz.

S-au efectuat verificări ale regimului staționar de funcționare a RET și în regimurile de dimensionare (RD), prin calcule cu N și N-1 elemente de rețea în funcțiune. Pentru evacuarea puterii din CNE Cernavodă s-au verificat și regimurile cu N-2 elemente în funcțiune. De asemenea s-au efectuat și regimuri cu deconectarea simultană a liniilor RET care sunt dublu circuit pe o porțiune mai mare de 10 km.

Din analizele efectuate pe termen mediu și pe termen lung au rezultat proiectele necesare în plus față de cele prevăzute conform Planului de Dezvoltare 2020-2029. Anumite proiecte au rezultat necesare de la etapa de analiza 2022 (termen scurt).

1.1.1 Analiza regimurilor de dimensionare pentru zona de sud-est (secțiunea S6)

Analize pe termen scurt (2022)

În cadrul Studiului privind dezvoltarea RET pe termen scurt, analiza zonei de sud-est s-a făcut considerând regimul de dimensionare, construit pornind de la RMB, cu o putere instalată în CEE și CEF conform scenariului de referință, față de care s-au introdus următoarele modificări: CEE în zonă au fost încărcate la 70% Pinstalat în RET și 85% Pinstalat în RED. CEF au fost încărcate la 80% din Pinstalat la palierul VDV.

VDV 2022

În regimul cu N elemente în funcțiune apar depasiri in RED pe LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog (106,2%). Recondutorarea LEA 110kV Tulcea Vest – Topolog este prevăzută a fi recondutorată de EDD în 2023.

La verificarea criteriului N-2 pentru stația 400kV Cernavodă apar suprasarcini pe LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomitei, LEA 400kV Cernavodă – Pelicanu și LEA 400kV Tulcea Vest – Isaccea care se elimina prin realizarea LEA 400 kV d.c. Cernavoda –Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie noua), prevăzută în Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029.

Apar suprasarcini pe LEA 110kV Smârdan – Filești la declanșarea AT4 400/220kV Lacu Sărat: această suprasarcină se poate elimina prin conectarea celui de-al doilea AT aflat în rezervă în stația Lacu Sărat.

La declanșarea LEA 400kV Gura Ialomitei – București Sud apar suprasarcini pe LEA 110kV Slobozia – Dragoș Vodă- Vlad Țepeș – Lehliu. Pentru eliminarea suprasarcinilor apărute în zona 110kV Slobozia, se conectează liniile 110kV Valea Călugăreasca-Urziceni, LEA 110kV Râmnicu Sărat - Costieni și cupla 110kV din stația 400/110kV Gura Ialomitei.

GNV 2022

În regimul cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET si RED și nu apar depășiri pe elementele de rețea.

La verificarea criteriului N-1 apare suprasarcină pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei la declanșarea LEA 400kV Cernavodă – Pelicanu care se elimina prin realizarea LEA 400 kV d.c. Cernavoda –Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie noua), prevăzută în Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029.

De asemenea, apare suprasarcină pe LEA 220kV Stejaru-Gheorgheni la declanșarea LEA 400kV Gutinas-Brasov și LEA 400kV Brașov Sibiu. Rezultă că este necesară reconductorarea LEA 220kV Stejaru-Gheorgheni, prevăzută în Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029.

În cadrul Studiului de dezvoltare pe termen scurt, la VDV 2022 a fost determinată creșterea de capacitate adusă de următoarele proiecte de dezvoltare a RET:

- LEA 400kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, fără trecerea la 400kV a axului 220kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest,
- LEA 400kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, cu trecerea la 400kV a axului 220kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest,
- LEA Smârdan – Gutinaș (dupa PIF a LEA 400kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, fără trecerea la 400kV a axului 220kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest),
- reconductorarea LEA 220kV Stejaru-Gheorgheni.

Din calculele efectuate pe secțiunea 6, au rezultat următoarele creșteri de capacitate:

Proiect RET	Creștere capacitate adusă de proiect [MW]	Creștere de putere instalată în CEE (CR+ATR) [MW]
LEA 400kV Cernavodă – Stâlp și racord în Gura Ialomiței	313	452
introducerea liniilor de interconexiune Stupina – Varna și Rahman – Dobrudja în stația 400/110kV Medgidia Sud	218	304
LEA 400kV Smârdan – Gutinas d.c. (1c.e.) împreună cu reconductorarea LEA 220kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele aduc un plus de capacitate de 361,2MW	361	424
Trecerea la 400kV a axului Stâlp – Teleajen – Brazi Vest	595	828
Total	1487	2008

Din analizele de dimensionare pentru VDV 2022 pentru S6 rezultă că datorită proiectelor din Planul de Dezvoltare perioada 2020-2029, în această secțiune se pot instala în plus față de prezent 2008MW în CEE. Luând în considerare și puterea instalată în alte zone, rezultă că se poate atinge ținta din PNIESC în ceea ce privește puterea instalată în CEE pentru 2030 (5225MW). La 2022 au fost considerate în funcțiune cele două grupuri existente la CNE Cernavodă.

În tabelul următor se prezintă bilanțul puterilor pe secțiunea 6 la VDV 2022 în regimurile limită, cu și fără proiectele din Planul de Dezvoltare

	Pinstalat[MW]	Pprodus[MW]	Consum[MW]	Pierderi[MW]	Circulația prin secțiune[MW]
Fără proiectele din PDRET 2020-2029	1300MW CNE 2850MW CEE 68MW CEF Total 4218	1300MW CNE Cernavodă 2130MW CEE (75%) 54MW CEF Total 3465MW	900	109,6	2456
Cu	1300MW CNE	1300MW CNE	900	121	3950

proiectele din PDRET 2020-2029	Cernavodă 4858MW CEE 68MW CEF Total 6226	Cernavodă 3617MW CEE (75%) 54MW CEF Total 4971			
--------------------------------------	---	---	--	--	--

Analize pe termen mediu și lung

Pentru Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031 au fost realizate următoarele două studii suport care au analizat zona de sud-est:

- Studiu privind creșterea capacității de transport pentru LEA 400 kV din zona de sud-est a României (secțiunea 6) prin soluții de reconductorare
- Studiu privind soluții în curent continuu de evacuare a puterii din zona de sud-est a României (secțiunea 6)

În continuare se prezintă concluziile acestor studii:

Studiu privind creșterea capacității de transport pentru LEA 400 kV din zona de sud-est a României (secțiunea 6) prin soluții de reconductorare

În Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada 2020-2029 sunt cuprinse proiecte mature de evacuare a puterii din secțiunea 6 a SEN: LEA 400kV Smârdan-Gutinaș și LEA 400kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp. Studiul a trebuit să detecteze necesități de reconductorare pentru creșterea capacității de evacuare din Secțiunea 6 peste valoarea dată de cele două proiecte menționate.

Ipoieza care a stat la baza studiului a fost atingerea ȋntelilor de integrare a centralelor electrice eoliene conform PNIESC. De asemenea, s-au considerat grupurile 3 și 4 la CNE Cernavodă la orizontul 2031; pentru acoperirea curbei de sarcină s-au considerat în funcțiune 3 unități vara și 4 unități iarna.

S-a considerat puterea instalată în centrale electrice eoliene de 4500MW la 2026 și 5300MW la 2031 la nivel național. S-au considerat două scenarii de analiză: un scenariu în care centralele electrice eoliene au fost considerate la 85% din capacitatea totală instalată și un scenariu în care centralele electrice eoliene au fost considerate la 100% din capacitatea totală instalată.

S-a avut în vedere faptul că solicitările de racordare se concentrează preponderent în zona de sud est a țării (secțiunea 6) unde există condiții meteo favorabile. Deoarece puterea din zona de sud tranzitează zona Moldova unde de asemenea se vor instala centrale electrice eoliene, s-a analizat și secțiunea 3.

Principalele premise de calcul considerate la nivelul secțiunii S3 în ceea ce privește integrarea SRE au fost:

- Pentru etapa 2026:
 - 4293,6 MW putere instalată în CEE;
 - 178,6 MW puterea instalată în CEF;
- Pentru etapa 2031:
 - 5093,5 MW putere instalată în CEE;
 - 242,7 MW putere instalată în CEF.

În urma analizelor întreprinse în cadrul studiului au fost reținute următoarele LEA RET ce vor prezenta un grad ridicat de încărcare asociat celor două etape de timp analizate (2026, 2031):

- La nivelul secțiunii S6
 - LEA 400 kV Constanța – Tariverde
 - LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței (2031)
 - LEA 400 kV București Sud – Pelicanu (2031)

- LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă (2031)
- La nivelul secțiunii S3
 - LEA RET identificate la nivelul secțiunii S6
 - LEA 220 kV Fântânele – Ungheni
 - LEA 220 kV Stejaru – Dumbrava
 - LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava (2031)
 - LEA 400 kV Sibiu – Brașov (2031)
 - LEA 400 kV Gutinaș – Brașov (2031)
 - LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni reconductorată
 - LEA 220 kV Gheorghieni – Fântânele reconductorată (2031).

Suprasarcinile pe LEA 400 kV Constanța – Tariverde apar chiar luând în considerare puterea instalată în prezent în ipoteza de producție 100%. Reconductorarea acestei linii are doar un efect local.

Având în vedere faptul că proiectul de reconductorare a LEA 220kV Stejaru-Gheorgheni este la faza execuție și nu se va relua proiectarea pentru a crește capacitatea conductorului, a fost necesar a se calcula care este reducerea de putere în regenerabile pentru a nu se depăși capacitatea prevăzută în proiect pentru această linie. S-a prezentat procentul de producție în centrale regenerabile care se poate accepta în loc de 85% sau 100%. Pentru 2026 a rezultat un procent de 94% încărcare a centralelor eoliene pentru secțiunea S3. Pentru 2031 a rezultat că se poate respecta procentul de 100% încărcare dacă se realizează celelalte proiecte de reconductorare propuse.

S-a solicitat calcularea reducerii de putere necesară în CEE pentru a se evita reconductorarea LEA 400kV București Sud - Gura Ialomiței (și alte reconductorări care nu sunt în planul de dezvoltare) la VDV 2031 pentru S6 (în două cazuri: cu LEA 400kV Stâlp Brașov și fără această linie).

A rezultat că puterea maximă care se poate evacua fără supraîncărcarea liniilor de transport în cadrul regimului VDV 2031 (inclusiv N-2 la Cernavodă) pentru S6 considerând LEA 400 kV Stâlp Brașov în funcțiune este de 4512 MW, astfel centralele electrice eoliene vor necesita o limitare a nivelului de încărcare la 68% din puterea maximă instalată. În cazul în care linia de 400 kV Brașov – Stâlp nu se realizează, puterea maximă care se poate evacua este de 4411 MW, astfel centralele electrice eoliene vor necesita o limitare a nivelului de încărcare la 65% din puterea maximă instalată.

În tabelul următor se prezintă bilanțul puterilor pe secțiunea 6 la VDV 2031 în regimurile limită, cu și fără linii reconductorate

	Pinstalat[MW]	Pprodus[MW]	Consum[MW]	Pierderi[MW]	Circulația prin secțiune[MW]
Fără reconductorare	1950MW CNE Cernavodă 5118MW CEE 68MW CEF Total 7018	1950MW CNE Cernavodă 3582MW CEE (70%) 54MW CEF Total 5586	936	138	4512
Cu reconductorare	1950MW CNE Cernavodă 5118MW CEE 68MW CEF Total 7018	1950MW CNE Cernavodă 4351MW CEE (85%) 54MW CEF Total 6355	936	153	5266

În concluzie, datorită proiectelor din Planul de Dezvoltare perioada 2020-2029 la VDV 2031 în secțiunea 6 se pot instala în plus față de prezent 2200MW în CEE dacă se consideră o producție de 70% din puterea instalată. Luând în considerare și puterea instalată de 300MW în CEE în plus față de prezent în S5, rezultă că se poate atinge ținta din PNIESC în ceea ce privește puterea instalată în CEE pentru 2030 (5225MW).

Pentru a verifica necesitatea reconductorării LEA 400kV Stâlp-Telejen-Brazi Vest, s-au realizat analize de sensibilitate fără considerarea liniei de 400 kV Brașov – Stâlp în funcțiune, în cazul regimurilor de dimensionare RD 85% VDV 2031. Analizele au scos în evidență următoarele aspecte:

- LEA 400 kV Stâlp – Telejen prezintă un nivel de încărcare de 92% din capacitatea maxim admisibilă fără reconductorare în situații de contingență în SEN asociate LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței în regimuri de dimensionare secțiunea S6 a SEN;
- LEA 400 kV Stâlp – Telejen prezintă un nivel de încărcare de 100% din capacitatea maxim admisibilă fără reconductorare în situații de contingență în SEN asociate LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței în regimuri de dimensionare secțiunea S3 a SEN;
- LEA 400 kV Telejen – Brazi Vest prezintă un nivel de încărcare de 80% din capacitatea maxim admisibilă fără reconductorare în situații de contingență în SEN asociate LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței în regimuri de dimensionare secțiunea S6 a SEN;
- LEA 400 kV Telejen – Brazi Vest prezintă un nivel de încărcare de 86% din capacitatea maxim admisibilă fără reconductorare în situații de contingență în SEN asociate LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței în regimuri de dimensionare secțiunea S3 a SEN;

În urma analizelor întreprinse în cadrul studiului a fost recomandată reținerea următoarelor scenarii de reconductorare:

- Lista cu liniile reconductorate care să satisfacă nivelul de încărcare din regimurile de dimensionare cu centralele eoliene la 85% din capacitatea maximă (**scenariul 1**):
 1. LEA 220 kV Stejaru – Dumbrava – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 56% față de capacitatea actuală;
 2. LEA 220 kV Fântânele – Ungheni – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 17% față de capacitatea actuală;
 3. LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 17% față de capacitatea actuală;
 4. LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava – reconductorare cu un conductor ACSS având o capacitate mărită cu 17% față de capacitatea actuală;
 5. LEA 400 kV București Sud – Pelicanu – mărirea capacității de transport a liniei prin uniformizarea conductorului pe o distanță de aproximativ 8 km cu un conductor de tip ACSR 3 x 300 mm²;
 6. LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu – mărirea capacității de transport a liniei prin uniformizarea conductorului pe o distanță de aproximativ 53 km cu un conductor de tip ACSR 3 x 300 mm²;

Se recomanda implementarea listei cu liniile reconductorate care să satisfacă nivelul de încărcare din regimurile de dimensionare cu centralele eoliene la 85% din capacitatea maximă. Trebuie menționat că s-a analizat nu numai secțiunea 6 a SEN, ci toată zona de est și sud-est adică secțiunea 3.

Trebuie menționat că s-a considerat grupul 3 la CNE Cernavodă în funcțiune la 2031.

În concluzie setul de linii propuse pentru reconducătoare asigură evacuarea puterii din grupul 3 CNE Cernavodă și evacuarea puterii produse de 85% din puterea instalată în CEE corespunzător Țintelor din PNIESC pentru 2030.

Studiu privind soluții în curent continuu de evacuare a puterii din zona de sud-est a României (secțiunea 6)

Prezentul studiu este realizat în vederea identificării unor soluții de dezvoltare a sistemului energetic național, prin implementarea unor legături la tensiune continuă T.C., VSC HVDC, astfel încât să fie posibilă integrarea în condiții de funcționare sigură a unei capacități crescute instalate în surse de energie regenerabile la nivelul zonei de est și de sud-est a României. Capacitatea suplimentară considerată în analize a constat într-un volum de până la 3000 de MW (analizați în etape distincte de 1000 MW, 2000 MW și 3000 MW) a fi integrați la nivelul secțiunii S6 complementar unei puteri totale generate de 100% din capacitatea disponibilă în zonă în SRE conform Țintelor impuse la nivel național în PNIESC pentru etapa 2031.

Astfel în cadrul studiului au fost incluse analizele de oportunitate privind realizarea unor legături în curent continuu, de tip VSC-HVDC sau legături în curent alternativ pentru evacuarea puterii excedentare din zona de sud-est a SEN

În studiu au fost identificate 3 soluții la tensiune continuă

- **Soluția 1TC:** implementarea unei legături VSC – HVDC Bipolară, cu o lungime de ~230 km, ce leagă noua stație de 400 kV Constanța Sud, de stația deja existentă 400 kV București Sud;
- **Soluția 2TC:** implementarea unei legături VSC – HVDC Bipolară, cu o lungime de ~391 km, ce leagă nouă stație de 400 kV Constanța Sud, de stația deja existentă 400 kV Slatina;
- **Soluția 3TC:** implementarea unei legături VSC – HVDC Multiterminal, cu o lungime de ~876 km, ce leagă nouă stație de 400 kV Constanța Sud, de stațiile deja existente 400 kV București Sud, 400 kV Slatina, 400 kV Arad.

și 1 soluție la tensiune alternativă.

- **Soluția 1TA:** construirea unei legături d.c. LEA 400 kV Constanța Sud – București Sud, completată de reconducătoare liniilor RET din S6 la nivelul cărora mai apar supraîncărcări, în urmă analizelor regimurilor de dimensionare (ex reconducătoare LEA 400kV București Sud - Gura Ialomiței)

Soluțiile în curent continuu presupun realizarea unei stații noi 400kV Constanța Sud racordată în LEA nouă 400kV Constanța Nord - Medgidia Sud prevăzută în Planul de dezvoltare a RET.

Din analize a reieșit că în stațiile 400kV București sud și Slatina nu se poate injecta o putere mai mare de 1000MW fără să apară suprasarcini locale și în concluzie soluția S3TC a fost reformulată și redenumită S2TCMT (soluție Multi-Terminal) și s-a propus realizarea etapizat, într-o primă etapă realizându-se preluarea puterii din stația 400kV Constanța Sud și injectarea în stațiile 400kV București Sud și Slatina și o etapă ulterioară cu extinderea proiectului până la Arad și transportarea unei puteri suplimentare de 1000MW.

Soluția S2TCMT Etapa I: preluarea puterii de 2000MW din stația Constanța Sud și injectarea în stațiile București Sud și Slatina cuprinde următoarele investiții:

- Cablu XLPE bipolar 2 X 1500 MW / 400 kV Constanța Sud – Jonchiune București Sud (200 km),
- Cablu XLPE bipolar 2 X 500 MW / 400 kV Jonchiune București Sud – București Sud (30 km),
- 1 stație de conversie VSC Constanta Sud (capacitate 2000 MW) cu 3 transformatoare 1000 MVA 400/110 kV,
- 1 stație de conversie VSC București Sud (capacitate 1000 MW) cu 2 transformatoare 800 MVA 400/110 kV
- cablu XLPE bipolar 2 X 1000 MW / 400 kV Jonchiune București Sud – Slatina (190 km)
- 1 stație de conversie VSC Slatina (capacitate 1000 MW) cu 2 transformatoare 1000 MVA 400/110 kV.

În etapa a II-a se prevede extinderea proiectului cu cablu bipolar 2x1000MW (456km) până la Arad și construirea unei stații de conversie VSC la Arad (capacitate 1000 MW).

Soluția S1TA cuprinde LEA d.c. 400 kV Constanța Sud – București Sud (230 km), Al-OI 3x(3x300) mm² (capacitate 2 x 1184 MVA – 40° C)

Analiza comparativă a celor două soluții reținute pentru analizele de cost beneficiu a scos în evidență următoarele aspecte:

Soluția S2TCMT etapa I

- Nu va necesita completări cu alte întăriri de rețea în zonele de injecție în vederea respectării condițiilor de funcționare sigură a SEN în configurație N și N-1 asociat unei puteri totale instalate suplimentar (față de etapa 2022) la nivelul secțiunii S6 de aproximativ 4400 MW (30 % nuclear + 70% SRE), cu excepția dezvoltării stației 400 kV Fundeni și a legăturilor asociate acesteia (linie nouă 400kV Fundeni-Brazi Vest și racordarea stației Fundeni 400kV la LEA 400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomiței), proiecte prevăzute în Planul de Dezvoltare a RET cu realizare după 2030).
- Va conduce la creșterea timpului critic de eliminare a defectului TCED (față de regimul cu soluția 1TA), în urma unui scurtcircuit în vecinătatea stației 400 kV Cernavodă cu ~120%.
- Va conduce la creșterea nivelului curenților de scurt-circuit trifazat (față de regimul fără soluție) de 15% la nivelul stației 400 kV Constanța Sud, 10% la nivelul Stației 400 kV București Sud, și de 12% la nivelul Stației 400 kV Slatina.

Soluția S1TA

- Va necesita completări cu alte întăriri de rețea în zonele de injecție în vederea respectării condițiilor de funcționare sigură a SEN în configurație N și N-1 asociat unei puteri totale instalate suplimentar (față de etapa 2022) la nivelul secțiunii S6 de aproximativ 4400 MW (30 % nuclear + 70% SRE), după cum urmează:
 - Recondutorarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, cu o lungime de aprox. 140 km;
 - Instalarea de surse suplimentare de compensare a puterii reactive pentru o putere totală de aprox. 900 MVar;
 - Dezvoltarea stației Fundeni 400 kV cu legăturile asociate (linie nouă 400kV Fundeni-Brazi Vest și racordarea stației Fundeni 400kV la LEA 400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomiței), proiecte prevăzute în Planul de Dezvoltare a RET cu realizare după 2030).
- Va conduce la creșterea timpului critic de eliminare a defectului TCED (față de regimul fără soluție), în urma unui scurtcircuit în vecinătatea stației 400 kV Cernavodă cu ~26%;

- Va conduce la creșterea nivelului curenților de scurt-circuit trifazat (față de regimul fără soluție) de 10% la nivelul stației 400 kV Constanța Sud, 14% la nivelul Stației 400 kV București;

Trebuie menționat că cei 4400MW instalați în plus față de 2022 cuprind:

- 30% nuclear adică 1320MW (grupurile 3 și 4 CNE Cernavodă)
- 70% CEE adică 3080MW (2000MW pentru atingerea țintelor PNIESC +1000MW suplimentar).

Pentru regimul VDV 2031 au fost modelate inițial grupul 3 CNE Cernavodă și 2000MW pentru atingerea țintelor PNIESC.

Datorită soluțiilor propuse (HVDC respectiv TA) s-au modelat în plus grupul 4 CNE Cernavodă și 1000MW CEE.

Rezultatele regimului în care s-a modelat o producție de 100% CEE la VDV 2031 arată că apar următoarele suprasarcini în afara secțiunii S6:

Contingență	Element sensibil	S _{max}	S _N	S _{N-1}		I _{N-1}
LI RSUCEA1 -RROMAN1 -1	LI RDUMBR2A-RSTEIA2 -1	284.00	259.80	371.10	130.67	125.20
LI RBACAU1 -RROMAN1 -1	LI RGUTIN22-RDUMBR2A-1	284.00	240.90	373.90	131.65	123.60
LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1	LI RTG.JI2 -RPAROS2 -1	261.20	202.70	292.80	112.10	108.50
LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1	LI RURECH2 -RTG.JI2 -1	261.20	203.60	295.00	112.94	108.50
LI RGADAL1 -RCLUJ 1 -1	LI RIERNU2 -RCTUR22 -1	284.00	233.70	308.90	108.77	106.20
LI XKQ_TI11-RTANTA1 -1	LI XSO_NI11-VSOFIZ1 -1	1310.00	994.90	1310.50	100.04	105.40
LI XKQ_TI11-RTANTA1 -1	LI XSO_NI11-JNIS2 12-1	1330.20	994.90	1310.50	98.52	103.80
LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	284.00	175.10	304.70	107.29	100.90
LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	284.00	175.40	304.80	107.32	100.90

În zona secțiunii S6 apar următoarele suprasarcini la verificarea criteriului N-1:

Contingență	Element Sensibil	S _{max}	S _N	S _{N-1}	S _{N-1} / S _{max}	I _{N-1} / I _{lim.term.}
		MVA			[%]	
LI RBUC.S1 -RPELIC1 -1	LI RBUC.S1 -RGR.IA1 -1	1032.8	914.0	1220.0	118.1	117.0
LI RBUC.S1 -RGR.IA1 -1	LI RBUC.S1 -RPELIC1 -1	1032.8	773.5	1064.3	103.0	104.0
LI RBUC.S1 -RGR.IA1 -1	LI RPELIC1 -RCERNA1 -1	1032.8	785.2	1069.6	103.6	102.0

În zona secțiunii S6 apar următoarele suprasarcini la verificarea criteriului N-2:

Indisponibilitate + Contingență	Element Sensibil	S _{max}	S _N	S _{N-1}	S _{N-1} / S _{max}	I _{N-1} / I _{lim.term.}
		MVA			[%]	
LI RPELIC1 -RCERNA1 -1	LI RBUC.S1 -RGR.IA1 -1	1032.8	914.0	1325.9	128.4	131.4
LI RSTILP1 -RCERNA1 -1						
LI RTULCE1 -RISACC1 -1	LI RCONST1 -RTARIV1 -1	1032.8	292.5	1088.8	105.4	107.2
LI RTULCE1 -RISACC1 -2						
LI RSTILP1 -RCERNA1 -1	LI RBUC.S1 -RPELIC1 -1	1032.8	773.5	1037.1	100.4	104.3
LI RGR.IA1 -RSTILP1 -1						
LI RSTILP1 -RCERNA1 -1	LI RPELIC1 -RCERNA1 -1	1032.8	785.2	1052.8	101.9	103.3
LI RGR.IA1 -RSTILP1 -1						

Rezultă că funcționarea 100%CEE la VDV 2031 poate fi asigurată cu următoarele proiecte de reconductorare:

LEA 400kV Bucuresti Sud - Gura Ialomitei, LEA 400kV Bucuresti Sud - Pelicanu, LEA Pelicanu - Cernavodă, LEA 220kV Dumbrava - Stejaru, LEA 220kV Gutinas – Dumbrava, LEA 220kV Urechesti - Targu Jiu - Paroseni.

Rezultatele regimului în care s-a modelat o producție de 100% CEE la VDV 2031 cu soluția S1TA arată că apar următoarele suprasarcini în afara secțiunii S6:

Contingență	Element sensibil	S _{max}	S _N	S _{N-1}		I _{N-1}
		[MVA]			[%]	
<i>LI RSUCEA1 -RROMAN1 -1</i>	<i>LI RDUMBR2A-RSTEJA2 -1</i>	284	253.3	362.2	127.5	122
<i>LI RBACAU1 -RROMAN1 -1</i>	<i>LI RGUTIN22-RDUMBR2A-1</i>	284	235	365.2	128.6	120
LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	284	192.2	334	117.6	110
LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	284	192.5	334.1	117.6	110
<i>LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1</i>	<i>LI RTG.JI2 -RPAROS2 -1</i>	261.2	208.3	298.4	114.2	110
<i>LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1</i>	<i>LI RURECH2 -RTG.JI2 -1</i>	261.2	209.3	300.7	115.1	110
<i>LI RGADAL1 -RCLUJ 1 -1</i>	<i>LI RIERNU2 -RCTUR22 -1</i>	284	232.6	307.5	108.3	106

Rezultă că sunt necesare în plus următoarele proiecte:

Reconductorarea LEA 220kV Gutinas - Dumbrava, Dumbrava-Stejaru, Urechesti - Targu Jiu Paroseni, stația Fundeni 400kV.

O linie nouă către București Sud duce la creșterea fluxului de putere spre stația București Sud și la suprasarcini pe LEA 220kV Bucuresti Sud-Fundeni.

Rezultatele regimului în care s-a modelat o putere instalată de 1000MW în plus față de VDV 2031 și soluția S1TA arată că apar mai multe suprasarcini:

Contingență	Element sensibil	S _{max}	S _N	S _{N-1}		I _{N-1}
		[MVA]			[%]	
<i>LI RSUCEA1 -RROMAN1 -1</i>	<i>LI RDUMBR2A-RSTEJA2 -1</i>	284	303.4	429.5	151.2	148
<i>LI RBACAU1 -RROMAN1 -1</i>	<i>LI RGUTIN22-RDUMBR2A-1</i>	284	281.2	433.1	152.5	145
<i>LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1</i>	<i>LI RTG.JI2 -RPAROS2 -1</i>	261.2	247.7	354.5	135.7	133
<i>LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1</i>	<i>LI RURECH2 -RTG.JI2 -1</i>	261.2	249.1	357.8	137.0	133
<i>LI RGADAL1 -RROSIO1 -1</i>	<i>LI RIERNU2 -RBAIA 2 -1</i>	284	207.8	366.9	129.2	124
<i>LI RSUCEA1 -RGADAL1 -1</i>	<i>LI RBRASO1 -RSIBIU1 -1</i>	1033	1028	1209	117.1	119
<i>LI RIERNU1 -RGADAL1 -1</i>	<i>LI RIERNU2 -RCTUR22 -1</i>	284	260.6	357.2	125.8	119
LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	284	201.4	350.3	123.3	116
LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	284	201.7	350.4	123.4	116
<i>LI XBE_NA11-RNADAB1 -1</i>	<i>LI XSA_AR11-RARAD 1 -1</i>	1033	752.2	1203	116.5	115
<i>LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1</i>	<i>LI RBARU 2 -RHAJD 2 -1</i>	284	212	317.4	111.8	111
<i>LI RGUTIN1 -RPECH1W -2</i>	<i>LI RSMIRD1 -RGUTIN1 -1</i>	1033	603.7	1134	109.8	109
<i>LI RSMIRD1 -RGUTIN1 -1</i>	<i>LI RGUTIN1 -RPECH1W -2</i>	1184	958	1294	109.3	108
<i>LI XSA_AR11-RARAD 1 -1</i>	<i>LI XBE_NA11-RNADAB1 -1</i>	1184	877.7	1255	106.0	107
<i>LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1</i>	<i>LI RPAROS2 -RBARU 2 -1</i>	284	208.8	304.9	107.4	106
<i>LI RUNGHE2 -RIERNU2 -2</i>	<i>LI RUNGHE2 -RIERNU2 -1</i>	261.2	153.2	289.5	110.8	105
<i>LI RBUC.S1 -RPELICI -1</i>	<i>LI RBUC.S1 -RGR.IA1 -1</i>	1033	848.3	1082	104.8	104
<i>LI RP.D.F1 -RRESIT1 -1</i>	<i>LI RP.D.F2B-RRESIT2A-1</i>	284	187.7	311.5	109.7	103
<i>LI RP.D.F1 -RRESIT1 -1</i>	<i>LI RP.D.F2A-RRESIT2A-2</i>	284	187.6	311.3	109.6	103

Rezultă că sunt necesare în plus următoarele proiecte:

Reconductorarea LEA 220kV Gutinas - Dumbrava, Dumbrava-Stejaru, Urechești - Targu Jiu Paroseni - Baru Mare-Hășdat, stația Fundeni 400kV dar și reconductorarea LEA 220kV Iernut-Campia Turzii, Iernut-Baia Mare, LEA 400kV Brasov – Sibiu, București Sud - Gura Ialomiței, etc. Apar suprasarcini și pe iniile de interconexiune cu Ungaria, rezultând necesară o nouă linie de interconexiune cu Ungaria.

Rezultatele regimului în care s-a modelat o putere instalată de 1000MW în plus față de VDV 2031 și soluția S2TCMT (1000MW injectat în București Sud și 1000MW injectat în Slatina) arată că apar mai multe suprasarcini:

Contingență	Element sensibil	S _{max}	S _N	S _{N-1}		In-1
		[MVA]			[%]	
LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1	LI RTG.JI2 -RPAROS2 -1	261.20	272.40	375.40	143.72	139.20
LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1	LI RURECH2 -RTG.JI2 -1	261.20	272.40	375.40	143.72	139.20
LI RSUCEA1 -RROMAN1 -1	LI RDUMBR2A-RSTEJA2 -1	284.00	273.90	390.20	137.39	131.80
LI RBACAU1 -RROMAN1 -1	LI RGUTIN22-RDUMBR2A-1	284.00	254.30	394.80	139.01	129.90
LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	284.00	220.00	382.40	134.65	124.40
LI RBUC.S2B-RFUNDE22-1	LI RBUC.S2A-RFUNDE21-1	284.00	219.70	382.30	134.61	124.30
LI RGADAL1 -RROSIO1 -1	LI RIERNU2 -RBAIA 2 -1	284.00	200.40	352.20	124.01	117.60
LI RIERNU1 -RGADAL1 -1	LI RIERNU2 -RCTURZ2 -1	284.00	252.90	350.40	123.38	116.60
LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1	LI RBARU 2 -RHAJD 2 -1	284.00	235.40	335.30	118.06	116.50
LI XBE_NA11-RNADAB1 -1	LI XSA_AR11-RARAD 1 -1	1032.80	637.90	1166.00	112.90	113.10
LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1	LI RPAROS2 -RBARU 2 -1	284.00	230.40	321.90	113.35	111.60
LI XSA_AR11-RARAD 1 -1	LI XBE_NA11-RNADAB1 -1	1184.10	935.20	1312.30	110.83	109.60
LI RAREF1 -RSIBIU1 -1	LI RBRASO1 -RSIBIU1 -1	1032.80	952.10	1136.20	110.01	108.60
LI RP.D.F1 -RRESIT1 -1	LI RP.D.F2B-RRESIT2A-1	284.00	195.00	324.00	114.08	107.40
LI RP.D.F1 -RRESIT1 -1	LI RP.D.F2A-RRESIT2A-2	284.00	194.90	323.70	113.98	107.30
LI XSA_AR11-RARAD 1 -1	LI XBE_NA11-MBEKO 1 -1	1211.70	892.30	1243.80	102.65	101.60
LI RMINTI1 -RSIBIU1 -1	LI RP.D.F1 -RRESIT1 -1	1184.10	1095.70	1224.70	103.43	101.00
LI XSA_AR11-RARAD 1 -1	LI RARAD 1 -RNADAB1 -1	1184.10	781.70	1183.20	99.92	100.20
LI XKO_TI11-RTANTA1 -1	LI XSO_NI11-VSOFIZ1 -1	1310.00	1058.60	1336.30	102.01	100.20

Rezultă că și în acest caz sunt necesare în plus următoarele proiecte:

Reconductorarea LEA 220kV Gutinas - Dumbrava, Dumbrava-Stejaru, Urechesti - Targu Jiu Paroseni - Baru Mare-Hășdat, stația Fundeni 400kV dar și reconductorarea LEA 220kV Iernut-Campia Turzii, Iernut-Baia Mare, LEA 400kV Brasov – Sibiu, etc.

Apar suprasarcini și pe iniile de interconexiune cu Ungaria rezultând necesară o nouă linie de interconexiune cu Ungaria.

În concluzie, pentru o putere instalată de 1000MW în plus în S6 trebuie analizată situația în întregul sistem național, nu doar în S6.

Puterea instalată de 4400MW în plus față de 2022 nu se poate realiza fără a adăuga numeroase proiecte de dezvoltare în plus față de S1TA sau S2TCMT.

Costul proiectului de transport în curent continuu etapa I (2694 mil Euro) este foarte mare și proiectul nu este fezabil fără atragerea de fonduri nerambursabile.

Astfel, a fost considerată oportună considerarea unei scheme de finanțare de tip Proiect de Interes Comun (PCI) ENTSO-E cu o rată de cofinanțare de 85% fonduri nerambursabile (grant), respectiv 15% din capitaluri proprii. În această configurație, indicatorii de fezabilitate ai proiectului se îmbunătățesc semnificativ.

Costul proiectului de transport în curent alternativ (222 mil Euro) face ca proiectul să fie fezabil la limită. Și în cazul acestui proiect a fost considerată oportună atragerea de fonduri nerambursabile.

1.1.3 Analiza regimurilor de dimensionare pentru zona Moldova (secțiunea 5)

În cadrul Studiului privind dezvoltarea RET pe termen scurt s-au analizat regimurile de dimensionare pentru palierul VDV 2022.

În regimurile cu N, N – 1 elemente în funcțiune, în zona analizată, nu apar depășiri ale limitelor de tensiune sau ale limitelor termice pe elementele de rețea.

S-a realizat și un calcul pe secțiunea 5 pentru determinarea creșterii de capacitate a reconductorării LEA 220kV Stejaru – Gheorghieni – Fântânele:

Proiect RET	Creștere capacitate [MW]
Reconductorarea LEA 220kV Stejaru – Gheorghieni - Fântânele	527

1.1.4 Analiza regimurilor de dimensionare pentru zona Transilvania de Nord (secțiunea 4)

1.1.4.1. Oportunitatea realizării unei stații de injecție în RED în zona Bistrița, conectată la RET în schemă intrare-ieșire în LEA 400kV Suceava – Gădălin; evidențierea elementelor/ipotezelor diferite față de studiul din anul 2009

În cadrul regimurilor analizate la etapa 2024 la palierul VSI, considerând secțiunea S4 deficitară cu CTE lernut oprită și CHE din secțiune la 0% Pinst, TR 400/110kV Cluj Est se încarcă până la 112,3%, în regimul cu N – 1 elemente, la declanșarea LEA d.c cu stâlpi comuni pe lungime > 10km (LEA 220kV lernut – Cp. Turzii și a LEA 220kV Cluj Florești – Alba Iulia).

Se evidențiază în același regim de dimensionare suprasarcini și pe AT 400/220kV Roșiori.

Suprasarcina pe TR 400/110kV Cluj Est nu se elimina la punerea în funcțiune al celui de al II-lea TR 400/110kV Oradea (maxim 108%).

Se evidențiază încă de la această etapă de calcul o creștere a consumului în zona 110kV Cluj Est – Cluj Florești – Bistrița până la cca. 422,4MW, mai mare decât capacitatea unităților de transformare din zonă, în cazul unei avarii pe LEA d.c menționată anterior.

Pentru eliminarea acestei suprasarcini este necesară o altă injecție de putere în zona, cum ar fi un nou TR 400/110kV în stația Cluj Est.

La această etapă de calcul, în lipsa realizării LEA 400kV Suceava – Gădălin realizarea unei injecții 400/110kV în stația Bistrița nu se pune în discuție.

În cadrul regimurilor analizate la etapa 2031 la palierul VSI, considerând secțiunea S4 deficitară cu CTE lernut oprită și CHE din secțiune la 0% Pinst, TR 400/110kV Cluj Est se încarcă până la 121,7%, în regimul cu N – 1 elemente în funcțiune, la declanșarea LEA d.c cu stâlpi comuni pe lungime > 10km (la deconectarea simultană a LEA 220kV lernut – Cp. Turzii și a LEA 220kV Cluj Florești – Alba Iulia).

Creșterea suprasarcinii la regimul similar de dimensionare, este justificată prin creșterea de consum din zonă de la 422,4MW la 438,1MW.

Se evidențiază în același regim de dimensionare suprasarcini și pe AT 400/220kV Roșiori, AT 400/220kV Iernut și pe TR 400/110kV Oradea Sud

Aceste suprasarcini nu se elimină integral la punerea în funcțiune al celui de al II-lea TR 400/110kV Oradea (maxim 116,7% pe TR 400/110kV Cluj Est).

Pentru eliminarea acestei suprasarcini este necesară o altă injecție de putere în zonă, cum ar fi un nou TR 400/110kV în stația Cluj Est.

La această etapă când se consideră că este realizată LEA 400kV Suceava – Gădălin, suprasarcinile menționate pot fi eliminate și prin realizarea unei injecții 400/110kV în stația Bistrița.

În regimul de dimensionare menționat nu apar suprasarcini în regimul cu $N - 1$ elemente în funcțiune în rețeaua de distribuție de 110kV din zonă.

În cadrul regimurilor analizate la etapa 2029 scenariul verde la palierul VSI, considerând secțiunea S4 deficitară cu CTE Iernut oprită și CHE din secțiune la 0% Pinst, TR 400/110kV Cluj Est se încarcă până la 131,2%, în regimul cu $N - 1$ elemente, la declanșarea LEA d.c cu stâlpi comuni pe lungime > 10km (la deconectarea simultană a LEA 220kV Iernut – Câmpia Turzii și a LEA 220kV Cluj Florești – Alba Iulia).

Creșterea suprasarcinii la regimul similar de dimensionare, este justificată prin creșterea de consum din zonă de la 438,1 MW la 451,5 MW.

Se evidențiază în același regim de dimensionare suprasarcini și pe AT 400/220kV Iernut.

Aceste suprasarcini nu se elimină la punerea în funcțiune al celui de al II-lea TR 400/110kV Oradea (maxim 126,5% pe TR 400/110kV Cluj Est).

Pentru eliminarea acestei suprasarcini este necesară o altă injecție de putere în zonă, cum ar fi un nou TR 400/110kV în stația Cluj Est.

La această etapă când se consideră că este realizată LEA 400kV Suceava – Gădălin, suprasarcinile menționate pot fi eliminate și prin realizarea unei injecții 400/110kV în stația Bistrița.

În regimul de dimensionare menționat nu apar suprasarcini în regimul cu $N - 1$ elemente în funcțiune în rețeaua de distribuție de 110kV din zonă.

În cadrul studiului din 2009 nu a reieșit eficiența realizării unei injecții de 400/110kV în zona analizată, având în vedere consumul redus din zonă la momentul respectiv. S-a evidențiat la momentul respectiv faptul că la creșterea consumului din zonă (peste 350MW) este posibilă necesitatea unei noi injecții 400/110kV în zonă:

„O nouă stație de injecție (sau mărirea capacității într-o stație existentă (de ex. Cluj Est 400/110kV) s-ar justifica la un consum total al zonei de peste 350MW (~ 400MVA))”.

Calcululele efectuate în actualul studiu confirmă concluziile studiului din 2009.

Spre deosebire de TR2 400/110kV în stația Cluj Est, realizarea stației 400/110kV Bistrița implică cheltuieli mai mari și este dependentă de realizarea LEA 400kV Suceava – Gădălin.

Spre deosebire de TR2 400/110kV în stația Cluj Est, realizarea stației 400/110kV Bistrița implică pierderi mai mici în rețeaua de distribuție 110kV Bistrița – Cluj Est.

1.1.5 Analiza regimurilor de dimensionare pentru zona de Sud-Vest (Secțiunea 1)

Analiza pe termen scurt

În cadrul Studiului privind dezvoltarea RET pe termen scurt (2022), din analiza regimurilor de dimensionare pe secțiunea S1 a SEN cu încărcarea CHE din S1 cu 90% Pd și rețeaua de 110kV din zonă în schema normală de funcționare, s-a constatat că la palierul GNV nu apar suprasarcini sau tensiuni în afara limitelor admise, la palierul VSI apare doar o suprasarcină de 8% pe LEA 220kV Porțile de Fier – Reșița la declanșarea celui alt circuit, iar la palierul VDV apar următoarele suprasarcini:

- suprasarcina pe LEA 110kV Tg Jiu Sud – Urechești de la N elemente (nu mai apare dacă se buclează rețeaua conectând L110kV Pojaru – Berbești, Bărbăești – Cărbunești),
- iar la N-1 apar:
 - o suprasarcini pe LEA 110kV Drăgănești Olt – Grădiște (126%), LEA 110kV CHE Slatina – Grădiște (103%) și LEA 110kV Arcești - CHE Slatina (105%) care se pot rezolva prin închiderea LEA 110kV Caracal Vest – Jianca și a LEA 110kV Bechet – Horezu Poenari, dar apare suprasarcină pe LEA 110kV DIF Craiova – Leu (109%) la aceleași contingente. Acestea (inclusiv suprasarcina pe LEA 110kV Tg Jiu Sud – Urechești) dispar dacă reducem încărcarea CHE din S1 la 80%.
 - o suprasarcina pe LEA 220kV Porțile de Fier – Reșița (127%) la declanșarea celui alt circuit care, până la punerea în funcțiune a LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița, se poate rezolva cu reglajul de unghi al TR 400/220kV Arad în sens crescător și închiderea cuplei în Topleț 110kV, dar apare suprasarcină pe LEA 110kV Turnu Severin – Topleț (115%). Aceste suprasarcini se reduc până la 6% respectiv 4% dacă reducem încărcarea CHE din S1 la 80%.

La modelul VDV 2022 RD dacă adăugăm modelele de rețea ale Ucrainei și Moldovei se constată că suprasarcinile în regimul cu N-1 elemente în funcțiune se mențin aceleași ca și în regimul inițial (doar cu insula Burshtyn).

La modelul VSI 2022 RD dacă adăugăm modelele de rețea ale Ucrainei și Moldovei se constată că suprasarcina de 8% pe LEA 220kV Porțile de Fier – Reșița la declanșarea celui alt circuit nu mai apare datorită circulației în buclă RO – MD – UA - RO.

Din analizele efectuate în secțiunea S1 a SEN a rezultat importanța urgentării punerii în funcțiune a LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița, nu a rezultat ca fiind necesare la această etapă o bobină în Porțile de Fier și nici mărirea capacității pe axul de 220kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat.

Analize pe termen mediu și lung

Analizele pe termen mediu și lung efectuate în cadrul studiilor de soluție au confirmat necesitatea proiectelor aflate în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2020-2029.

1.1.7 Analiza privind alimentarea municipiului 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.

A fost 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 cu energie electrică a 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*". 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.

Din "*Studiul privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani*" au rezultat următoarele concluzii:

S-au construit regimurile de dimensionare pentru o zonă deficitară, prin oprirea grupului cu cea mai mare putere în funcțiune în RMB în zona București, centralele electrice eoliene (CEE) din zona Dobrogea s-au considerat cu 70% P_{inst} , iar după analiza regimului de dimensionare s-au realizat o serie de alte regimuri definite ca analize de sensibilitate după cum urmează:

- Analiza de sensibilitate A1: toată producția din București este oprită (exclusiv la VSI);
- Analiza de sensibilitate A2: toată producția în OMV Brazi oprită;
- Analiza de sensibilitate A3: centrala OMV Brazi încărcată la maxim;
- Analiza de sensibilitate A4: Scenariu optimist de dezvoltare a consumului în zona analizată;
- Analiza de sensibilitate A5: prezentarea regimurilor staționare cu un element în reparație și un element declanșat (N-2).

Analiza pe termen scurt

Din analizele efectuate, au rezultat două categorii de suprasarcini:

- a) pe unitățile de injecție de putere din RET în RED: AT 220/110 kV Fundeni (încă din RMB, VSI) și AT 220/110 kV București Sud;
- b) la interfața dintre rețeaua 400 kV și 220 kV pe AT 400/220 kV București Sud și pe AT 400/220 kV Brazi Vest, dar și în rețeaua de 220 kV pe LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni (doar în analiza de sensibilitate A2, la VDV). Aceste suprasarcini sunt determinate de circulațiile de putere din rețeaua 400 kV către și prin rețeaua de 220 kV, în special pentru alimentarea zonei Fundeni.

S-a propus realizarea următoarelor investiții pe termen scurt:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400 MVA în stația 220/110 kV Fundeni;

- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/220/110 kV București Sud.

Din rezultatele obținute considerând aceste întăriri s-au constatat următoarele:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV, 400 MVA, în stația 220/110 kV Fundeni elimină toate suprasarcinile apărute pe celelalte două AT-uri;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația 400/220/110 kV București Sud:
 - elimină suprasarcinile care apar pe AT 400/220 kV și AT 220/110 kV București Sud în analizele efectuate, cu excepția analizei de sensibilitate 2 la VSI (centrala OMV oprită) la care avaria unui AT 400/220 kV conduce la supraîncărcarea celuilalt cu 9% S_{nom} (pentru a nu apărea suprasarcină centrala OMV trebuie să producă minim 195 MW);
 - elimină unele suprasarcini care apăreau pe LEA 110 kV din RED, singurele suprasarcini rămase fiind pe LES 110 kV Militari–Răzoare și LES 110 kV Grozăvești–Răzoare care sunt în planul E-Distribuție Muntenia pentru înlocuire cu cabluri de capacitate mărită în perioada 2021-2022.
- rămân suprasarcinile pe AT3 400/220 kV Brazi Vest și pe LEA 220 kV București Sud-Fundeni (sensibilitatea A2, la VDV), dar așa cum s-a arătat în analizele pentru 2024, dezvoltările rețelei de transport prevăzute prin planul de investiții al CNTEE Transelectrica SA și anume LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpul nouă, cu racordarea unui circuit prin stația Gura Ialomiței și trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest–Teleajen–Stâlpul, inclusiv achiziție AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, conduce la eliminarea acestora. Suplimentar, aceste dezvoltări ale rețelei de transport conduc și la eliminarea suprasarcinilor care rămăneau pe AT 400/220 kV București Sud. Dacă se devansează doar AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, suprasarcinile care rămăneau pe AT 400/220 kV București Sud scad la cca 3% S_{nom} iar cele pe LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni scad la cca 8% I_{lim} .

Până la montarea AT4 400/220 kV Brazi Vest este recomandat ca grupul de la OMV Brazi care evacuează pe bara 220 kV Brazi Vest să fie disponibil să producă putere cât mai aproape de puterea maximă, iar în caz de avarie și suprasarcină pe AT3 400/220 kV Brazi Vest o parte din consumul zonei 110 kV Fundeni să fie preluat prin rețeaua 110 kV, pe zonele adiacente (Domnești, București Sud).

- Se poate avea în vedere de la această etapă și reconductorarea circuitelor LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni, având în vedere că încărcarea LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni–Brazi Vest ajunge la capacitatea limită în etapa de analiză 2029 și apar suprasarcini pe aceasta după 2030, chiar cu considerarea întăririlor menționate mai sus, deci se poate avea în vedere mărirea capacității acestui tronson prin reconductorare, care este necesară din prezent până la etapa 2024 în cazul indisponibilității centralei OMV Brazi la VDV, dar și după anul 2030 în cazul declanșării ambelor circuite de 220 kV pe LEA 220 kV București Sud–Fundeni sau Fundeni–Brazi Vest.

Analiza pe termen mediu

Calculule de regimuri permanente au considerat realizate dezvoltările prevăzute în Planul de Dezvoltare pentru această etapă: LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpul nouă, cu racordarea unui circuit prin stația Gura Ialomiței și trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest-Teleajen–Stâlpul, inclusiv achiziție AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest și lucrări de extindere în stațiile 400 kV și 220 kV aferente.

Această investiție împreună cu cele două unități de transformare propuse la etapa de termen scurt (2020), rezolvă integral problemele constatate în zona municipiului București în cele două etape de analiză (2020, 2024).

Analiza pe termen lung

Proiectele propuse anterior sunt suficiente la limită pentru funcționarea fără probleme a rețelelor municipiului București în regimuri cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Dacă se consideră o posibilă dezvoltare mai pronunțată a consumului din zona municipiului București (de ex. o dezvoltare substanțială a electromobilității) există situații în analiza de sensibilitate 4 care are în vedere o prognoză optimistă a consumului, în care apar suprasarcini pe TR 400/110 kV Domnești și pe AT 400/220 kV București Sud.

Pentru rezolvarea acestor suprasarcini s-a propus realizarea unei stații noi de injecție de 400/110 kV.

Situația prezentată mai sus se agravează considerabil în etapa imediat următoare (**etapa 2034 cu o creștere mai mare de consum**), făcând necesară realizarea cel puțin a unei noi stații de injecție de 400/110 kV completată de unități de transformare suplimentare în stații existente sau de o a doua stație 400/110 kV.

Având în vedere că o nouă stație necesară începând cu **etapa 2029** trebuie să apară în zona București, unde identificarea terenurilor pentru stația nouă, respectiv a culoarelor pentru LEA/LES 400 kV de racord este extrem de dificilă, se consideră necesar ca toate acțiunile care trebuie întreprinse pentru realizarea stației să fie începute cât mai curând.

Analiza din studiu a evidențiat faptul că noua stație poate fi în egală măsură realizată la Grozăvești sau la Fundeni. În ambele cazuri se realizează două conexiuni de 400 kV și două TR 400/110 kV racordate la bare de 110 kV existente. Prin realizarea oricărei stații se închide o buclă de 400 kV între stațiile 400 kV București Sud și Domnești, prin stația 400 kV nouă și în varianta stației la Fundeni și prin stația 400 kV Brazi Vest.

S-a propus realizarea unei stații de 400/110 kV la Grozăvești, racordată prin LES 400 kV cu stațiile București Sud și Domnești, care este necesară încă din etapa 2029 în ipoteza unei evoluții optimiste a consumului.

Realizarea într-o primă etapă a unei noi stații de 400 kV la Fundeni, racordată printr-o nouă LEA 400 kV Fundeni–Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV, chiar dacă are o investiție mai redusă, are dezavantajul că va necesita un timp mult mai mare pentru obținerea acordurilor și avizelor decât cele necesare pentru o nouă stație la Grozăvești, ca urmare a dificultăților de realizare a unor LEA 400 kV lungi, de la Brazi Vest la Fundeni și de la Fundeni până la LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței.

Analiza realizată pentru etapa 2034 de consum a arătat că o nouă stație 400/110 kV propusă la Grozăvești nu poate asigura singură alimentarea în siguranță a celor trei zone (aferele stațiilor de injecție Domnești, București Sud și Fundeni). Acest lucru e valabil și dacă noua stație ar fi amplasată la Fundeni.

Pentru a rezolva aceste suprasarcini care pot apărea ar fi necesare investiții suplimentare în unități de transformare, aferente stațiilor București Sud și Domnești și, de asemenea, reconducerea LEA 220 kV d.c. București Sud-Fundeni-Brazi Vest, în funcție de una din cele două variante.

Investiții suplimentare în unități de transformare nu pot fi practic realizate din cauza lipsei de spațiu din stațiile existente.

În această situație se propune realizarea succesivă a ambelor stații la Grozăvești (2029), respectiv Fundeni (2034).

Conform calculelor, termenul de realizare al ambelor stații ar trebui să fie cel târziu 2034.

S-a efectuat analiza circulațiilor de putere reactivă pornind de la o situație reală din sistem care să fie relevantă pentru detectarea necesităților de compensare a puterii reactive pentru soluțiile de dezvoltare a RET propuse. S-a utilizat un model de rețea care tinde să reproducă starea sistemului în RET din data de 14.07.2019 ora 04:30 (snapshot) și s-au verificat pentru soluțiile propuse de dezvoltare a RET în zona București care sunt necesitățile de compensare a puterii reactive.

Cu considerarea în funcțiune a celor 4 bobine în zona analizată: o bobină 100 MVar în stația 110 kV Fundeni, o bobina 100 MVar în stația 400 kV București Sud și două bobine în stația 110 kV Domnești, în regimurile de funcționare fără investiții suplimentare toate tensiunile sunt în limitele admisibile.

Necesarul de bobine de compensare suplimentare pentru soluțiile analizate a rezultat după cum urmează:

- stație nouă 400/110 kV Grozăvești: două bobine de compensare 100 MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- stație nouă 400/110 kV Fundeni, racordată intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței și prin LEA 400 kV nouă 400 kV Fundeni-Brazi Vest: o bobină de compensare 100 MVar montată la 400 kV în stația nouă.

În concluzie, din studiu a reieșit necesitatea următoarelor proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare 2020-2029:

Pe termen scurt:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400 MVA în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/220/110 kV București Sud.

Pe termen lung:

- 2029 - stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100 MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- 2034 - stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni–Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100 MVar în stația nouă 400 kV.

1.1.8 Analiza zonei Argeș-Vâlcea

În anul 2017 Transelectrica a contractat un Studiul privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș–Vâlcea, zonă de rețea importantă atât prin puterea generată în centralele electrice din zonă cât și prin existența unor mari consumatori industriali și a consumului neindustrial.

În ultimii ani, ca urmare a reducerii activităților unor mari consumatori industriali din zonă (Rafinăria Arpechim Pitești a fost închisă, Oltchim SA și-a redus consumul de la 150 MW la 56 MW), în perioadele cu hidraulicitate ridicată, excedentul zonei Argeș - Vâlcea a crescut, ceea ce conduce la regimuri la limita normală de funcționare a RET și RED din zonă, în condițiile în care toate echipamentele din RET și RED sunt în funcțiune. În consecință, în schemele în care mai mult de un echipament din RET sau RED din zonă și/sau din Stația 400/220/110 kV Bradu este retras din exploatare sau indisponibil, la verificarea criteriului de siguranță N-1 se obțin regimuri la limita normală de funcționare a RET și RED, în funcție de nivelul de producție în CHE aferente râurilor Argeș, Dâmbovița, Oltul mijlociu și ultima secțiune a Oltului superior.

Astfel, obiectivele studiului de sistem au fost:

- Identificarea punctelor slabe/critice din RET și RED prin analiza regimurilor permanente de funcționare cu verificarea criteriului (N - 1) în schema completă și în scheme cu retrageri din exploatare în RET și RED pentru etapele 2018, 2022 și 2027. Analizele au fost realizate considerând producția din zona Argeș - Vâlcea conform RMB, RD cu 70% din puterea instalată și RD cu 100% din puterea instalată în centralele din zonă;

- Verificarea măsurilor de creștere a siguranței în funcționare a zonei Argeș – Vâlcea recomandate:

o reconfigurare/ reconducătoare în RET și RED,

o analiza oportunității introducerii nivelului de 400 kV în stația Arefu și/sau realizarea unei stații electrice 400/110 kV în zona Căineni (Vâlcea) pentru evacuarea producției de energiei electrice din CHE de pe amenajarea hidroenergetică a râului Oltul mijlociu;

De asemenea, studiul a mai avut ca obiective specifice:

- Modelarea dinamică a grupurilor generatoare și verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie a grupurilor generatoare care evacuează în zona de rețea Argeș – Vâlcea în schemă completă și în scheme cu retrageri din exploatare în RET și RED;
- Analiza cost - beneficiu și Evaluarea estimativă a indicatorilor de eficiență economică conform metodologiei „ENTSO - E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects”, pentru fiecare proiect de dezvoltare de rețea de transport identificat.

Din analizele de regimuri de dimensionare pe termen scurt (situația actuală) a rezultat că, în condițiile în care centralele hidroelectrice din zona Argeș-Vâlcea funcționează la 70% din puterea instalată, la verificarea criteriului N-1 la VSI apar depășiri de capacitate pe AT 220/110 kV 200 MVA Râureni și AT220/110 kV 200 MVA Stupărei iar la VDV apar depășiri de capacitate pe AT220/110 kV 200 MVA Râureni, LEA 220 kV d.c. Bradu – Târgoviște, LEA 220 kV Bradu – Stupărei, LEA 220 kV Bradu – Arefu. De asemenea, apar numeroase depășiri de capacitate pe liniile de 110V din zonă.

Dacă centralele hidroelectrice din zona Argeș-Vâlcea funcționează la 100% din puterea instalată, la verificarea criteriului N-1 la VSI apar depășiri de capacitate pe AT 220/110 kV 200 MVA Râureni și AT220/110 kV 200 MVA Stupărei, LEA 220 kV Stupărei – Bradu, LEA 220 kV Bradu – Arefu iar la VDV apar depășiri de capacitate pe AT1 400/220 kV 400 MVA Bradu, AT 220/110 kV 200 MVA Stupărei, AT220/110 kV 200 MVA Râureni, LEA 220 kV d.c. Bradu – Târgoviște, LEA 220 kV Bradu – Stupărei, LEA 220 kV Bradu – Arefu, LEA 220 kV Râureni - Stupărei. De asemenea, apar numeroase depășiri de capacitate pe liniile de 110V din zonă. La VDV apar depășiri de capacitate pe LEA 220 kV Arefu – Bradu și LEA 220 kV Stupărei – Bradu chiar în condițiile cu N elemente în funcțiune.

Din Studiul privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea a rezultat necesară pentru evacuarea puterii din hidrocentralele din zonă, realizarea unei stații de 400 kV la Arefu racordată în LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud. Acest proiect a rezultat eficient d.p.d.v economic.

Soluția avizată de Transelectrica a fost:

Stația 400/220/110 kV Arefu:

- Stație 400 kV Arefu în triunghi cu trei întreruptoare;
- AT1 400/220 kV 400 MVA Arefu;

Racord în LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud :

- LEA 400 kV dublu circuit în lungime de aproximativ 0,05 km

Reconfigurare rețea 110 kV:

- Trecere LEA 110 kV Stupărei – Căzănești de pe Bara 2 Stupărei 110 kV pe Bara 1 Stupărei 110 kV.

Pentru a putea evacua toată puterea din CHE din zonă, pe lângă realizarea stației 400kV Arefu mai este necesară reconductorarea următoarelor linii electrice (pentru eliminarea congestiilor în schemă completă, fără retrageri de echipamente din funcționare):

LEA 220kV (179km):

LEA d.c. 220kV Bradu-Târgoviște

LEA 220kV Stupărei-Bradu

LEA 110kV (424km):

LEA 110 kV Arefu – CHE Oiești - CHE Albești - CHE Cerbureni - Electroargeș - V.Danului

LEA 110 kV Argeș S - Vâlcele c1

LEA 110 kV Argeș S - Vâlcele c2 -d. CHE Zigoneni

LEA 110 kV CHE Turnu – Jiblea

LEA 110 kV Jiblea - Argeș S

L110 kV Rm. Vâlcea N – Jiblea – d. CHE Dăești

L110 kV Jiblea - Rm.Vâlcea S

L110 kV Rm. Vâlcea S - Râureni

LEA 110 kV V. Danului - CHE Cornetu -d. CHE G.Lotrului

LEA 110 kV V.Danului - Argeș S

LEA 110 kV Bradu - Pitești N

LEA 110 kV Pitești V - Bradu

LEA 110 kV Pitești N - Pitești V

L110 kV Stupărei - Rm.Vâlcea N

LEA 110 kV Traian - Stupărei -d. CHE Ionești

LEA 110 kV Stupărei - Marcea -d. CHE Băbeni

LEA 110 kV Drăgășani - Marcea -d. CHE Zăvideni

LEA 110 kV Râureni - CET Govora

LEA 110 kV Râureni - Stupărei

LEA 110 kV Vâlcele - Pitești N c2

L110 kV Vâlcele - Pitești N c1 -d. CHE Merișani

L110 kV Vâlcele - Textila -d. CHE BudeasaL110 kV Textila - Pitești N

Ca o alternativă la proiectul de realizare a stației 400kV Arefu, a fost analizată și o soluție de eliminare a suprasarcinilor în RET și RED prin realizarea unei stații 400/110kV în zona Căineni și conectarea ei la RET prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud la aproximativ 229 km de stația Țânțăreni și 35 km de stația Sibiu Sud. S-a considerat că racordarea barei 110 kV Căineni la rețeaua de distribuție 110 kV se face printr-o linie 110 kV dublu circuit, având un circuit conectat la LEA 110 kV Brădișor –CHE Cornetu – d. Brezoi și al doilea circuit la LEA 110 kV Valea Danului – CHE Cornetu – d. CHE G. Lotrului. Această soluție are costuri mai mari decât cea care prevede stația 400kV Arefu, din cauza racordurilor lungi de 110kV (16km) și a configurației stației de 400/110kV care presupune bară simplă secționată 400 kV, bară simplă secționată 110 kV, cuplă longitudinală 400 kV, cuplă longitudinală 110 kV.

Pentru a putea evacua toată puterea din CHE din zonă, pe lângă realizarea stației 400kV Căineni mai este necesară reconductorarea următoarelor linii electrice (pentru eliminarea congestiilor în schemă completă, fără retrageri de echipamente din funcționare):

LEA 220kV (253km):

LEA 220 kV Stupărei - Bradu

LEA 220 kV d.c. Bradu - Târgoviște c1

LEA 220 kV Arefu – Bradu

LEA 110kV (285km):

L110 kV Argeş S - Vâlcele c1
L110 kV Argeş S - Vâlcele c2 -d, CHE Zigoneni
L110 kV Bradu - Piteşti N
L110 kV Piteşti V - Bradu
L110 kV Brădişor - Căineni -d, Cornetu
L110 kV Jiblea - Argeş S
L110 kV CHE Turnu – Jiblea
L110 kV Traian - Stupărei -d, CHE Ioneşti
L110 kV Stupărei - Marcea -d, CHE Băbeni
L110 kV Drăgăşani - Marcea -d, CHE Zăvideni
L110 kV Vâlcele - Piteşti N c1 -d, CHE Merişani
L110 kV Piteşti N - Piteşti V
L110 kV Vâlcele - Piteşti N c2
L110 kV Vâlcele - Textila -d. CHE Budeasa
L110 kV Textila - Piteşti N
L110 kV Râureni - CET Govora

Se observă că soluția cu stația Căineni 400/110kV presupune reconducătorarea LEA 220kV Bradu-Arefu (74km) în plus față de soluția cu stația 400kV Arefu. În schimb soluția cu stația Căineni 400/110kV presupune reconducătorarea unui număr mai mic de linii de 110kV decât soluția cu stația 400kV Arefu.

Luând în considerare toate reconducătorările necesare în pus față de soluția de bază, a rezultat că soluția care presupune realizarea stației Arefu 400kV are costuri totale mai mici decât soluția cu stația 400/110kV Căineni.

Indicatorii economici pentru soluțiile de bază propuse arată că soluția cu stația 400 kV Arefu, are patru dintre indicatorii economici calculați mai performanți decât soluția cu stația 400/110 kV Căineni.

În concluzie proiectul de realizare a stației Arefu 400kV a fost introdus în Planul de Dezvoltare a RET.

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

Majoritatea proiectelor prevăzute în Planul de Dezvoltare a RET 2018-2027 au rezultat ca fiind necesare din analizele pe termen scurt prezentate mai sus.

Pe termen mediu și lung necesitatea acestor proiecte devine și mai mare datorită faptului că se prognozează o creștere de consum și instalarea mai multor centrale regenerabile.

Prezentăm în continuare congestii apărute în perioada 2017-2022 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 (Ukrenergro).
- noiembrie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 pe perioada retragerii din exploatare programate a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud, pentru lucrări de relocare a unui stâlp la intersecția cu un drum județean, solicitate de o terță parte.

- aprilie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile retragerii din exploatare planificate a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo, la solicitarea OTS ucrainian.
- septembrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.
- octombrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.
- octombrie și noiembrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud.
- ianuarie 2019 - pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4 la retragerea accidentală a LEA 220 kV Fântânele-Gheorgheni, în condiții de forță majoră (exista aviz de FM).
- mai 2019 - pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4, în condițiile retragerii programate din exploatare a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud, strict pe perioada de timp necesară ca echipa de intervenție să fie scoasă de pe teren și linia să fie redată în exploatare.
- ianuarie 2019, pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4 la retragerea accidentală a LEA 220 kV Fântânele - Gheorgheni, ca urmare a situației de forță majoră creată de viscolul din zonă.
- mai 2019, pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4 la retragerea programată 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).
- decembrie 2019 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la deconectarea LEA 400 kV Constanța Nord-Tariverde, solicitată de către echipele ISU pentru evitarea accidentelor de natură electrică (un cetățean s-a urcat pe stâlpul nr. 21 (de tip PAS), în zona localității Ovidiu, cu intenția de a se sinucide).

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).

Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat racordarea liniilor 400 kV Stupina - Varna și Rahman - Dobrudja în stația Medgidia Sud

- decembrie 2019, pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la retragerea accidentală a LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde.

În ianuarie 2021, în cazul avariei la nivel european.

Ar fi ajutat, realizarea LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab, finalizarea axului de 400 kV PdF-Reșița-Timișoara-Arad, reconducătorarea axului 220 kV Urechești -Tg. Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hășdat, LEA 400 kV Suceava - Gădălin.

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

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

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

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

*

În ceea ce privește stațiile ce urmează a fi retehnologizate se precizează importanța creșterii nivelului de siguranță al funcțiilor pe care le îndeplinesc aceste stații ce urmează a fi retehnologizate și anume:

- reducerea cheltuielilor de exploatare la maxim 1%
- tranzitul de putere
- racordarea și evacuarea puterii unei surse
- stație de transformare și siguranța alimentării zonelor de consum.

1.2 Gradul de încărcare a elementelor RET

În regimurile staționare medii de bază, fluxurile de putere pe elementele RET se situează sub limitele termice. Gradul de utilizare a RET este scăzut în RMB față de capacitatea de transport la limită termică a elementelor componente.

Trebuie avut în vedere, însă, faptul că, în exploatare, regimurile de funcționare se pot îndepărta semnificativ de RMB, ca urmare a modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

De asemenea, este obligatorie o rezervă, deoarece elementele RET trebuie să poată prelua în orice moment sarcina suplimentară, în cazul declanșării oricărui element din SEN: linie, transformator, grup sau consumator.

În anexa G se prezintă încărcările elementelor RET în regimurile medii de bază la palierul VSI, GNV, VDV pentru orizonturile de prognoză pe termen mediu și lung.

1.3 Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive

Din studiile efectuate, a rezultat faptul că valorile tensiunilor în noduri se înscriu în limitele normate conform Codului Tehnic al RET și cuprinse în Tabelul 10.3.

Tabelul 10.3 [kV]

Tens. nominală	Marja de variație normată
750	735-765
400	380-420
220	198-242

Verificările efectuate pentru regimurile cu N-1 elemente în funcțiune la VSI și GNV au evidențiat niveluri ale tensiunilor în RET încadrate în benzile admisibile.

1.4 Pierderi de putere în RET, la palierul caracteristic al curbei de sarcină

Valorile obținute din calcule pentru pierderile de putere activă, în regimuri medii de bază cu toate elementele de rețea în funcțiune, la palierul caracteristic de sarcină sunt prezentate în tabelele 1.4.1 și 1.4.2:

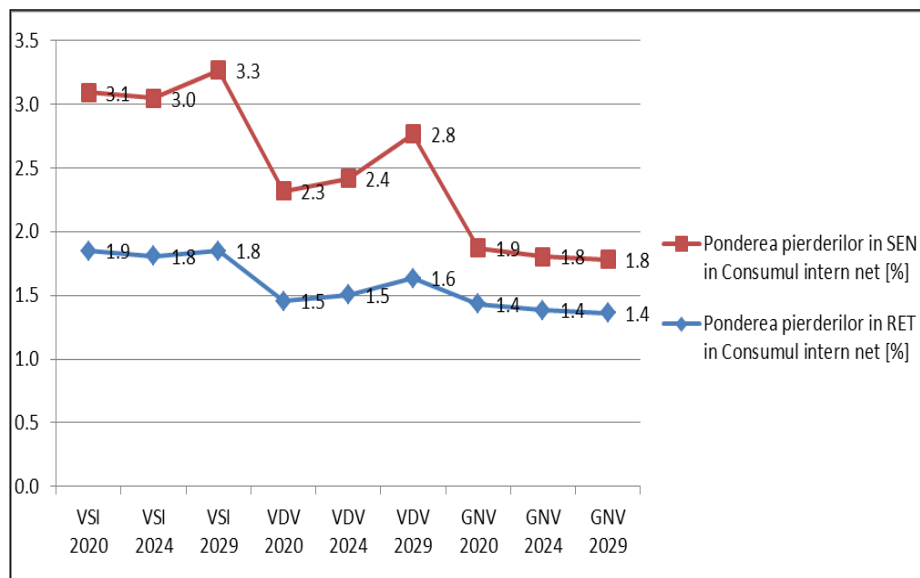
Tabelul 1.4.1- Evoluția pierderilor de putere în SEN și RET

Palier	VSI2022		VDV2022		GNV2022		VSI2026		VDV2026		GNV2026		VSI2031		VDV2031		GNV2031	
Total pierderi	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET
[MW]	275	192	215	132	149	114	264	166	219	130	159	117	314	202	267	159	187	143
[%]	100	70	100	61	100	76	100	63	100	59	100	74	100	64	100	60	100	77

Tabelul 1.4.2 - Ponderea pierderilor de putere în RET pe elemente de rețea

Palier	VSI2022		VDV2022		GNV2022		VSI2026		VDV2026		GNV2026		VSI2031		VDV2031		GNV2031	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
LEA 400kV	107	56	71	54	67	59	100	60	79	61	76	65	128	63	99	62	97	68
LEA 220kV	58	30	39	30	29	26	40	24	29	22	22	19	46	23	37	23	26	18
TR 400/110kV	9	5	7	5	5	4	11	7	9	7	7	6	12	6	9	6	7	5
AT 400/220kV	7	3	5	4	4	4	6	4	5	4	5	4	7	3	5	3	5	3
AT 220/110kV	11	6	9	7	7	6	9	6	8	6	7	6	10	5	8	5	7	5
Total pierderi																		
RET	192	100	132	100	114	100	166	100	130	100	117	100	202	100	159	100	143	100

Figura 1.4 - Evoluția ponderii pierderilor în consumul intern net de energie electrică



Pierderile în diferite regimuri de funcționare pot varia mult față de cele calculate pentru regimurile medii, în special ca urmare a modificării încărcării centralelor. Astfel, în intervalele cu producție mare în CEE/CFE din Dobrogea sau/și Moldova, se estimează că pierderile vor crește conform tabelelor de mai jos:

Pentru termen scurt (2022)

În Studiul privind dezvoltarea RET pe termen scurt, s-au obținut următoarele rezultate:

		Secțiunea S1		Secțiunea S5		Secțiunea S6	
		RMB	RD	RMB	RD	RMB	RD
VSI	RET	22,26	19,58	11,77		23,52	
	RED	13,68	38,8	12,53		22,83	
	Tot Sect	35,94	58,38	24,3		46,35	
	Tot SEN	267,9	336	267,9		267,9	
VDV	RET	13,54	14,43	10,76	8,53	22,01	51,81
	RED	12,21	30,38	12,14	19,7	20,2	61,59
	Tot Sect	25,75	44,81	22,9	27,6	42,21	113,4
	Tot SEN	217,1	261,6	217,1	227,1	217,1	328,6
GNV	RET	11,42	9,87	11,6		22,86	81,73
	RED	6,2	11,99	3,5		17	57,77
	Tot Sect	17,62	21,86	15,1		39,86	139,5
	Tot SEN	143,9	147,2	143,9		143,9	343,6

Pentru termen mediu (2026) si lung (2031)

În Studiul privind creșterea capacității de transport pentru LEA 400 kV din zona de sud-est a României (secțiunea 6) prin soluții de reconductorare, s-au obținut următoarele rezultate:

Pierderile de putere în SEN [MW]						
2026				2031		
	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV
RMB	256	225	117	313	274	182
RD 85% RES S6	373	340	344	497	526	508
RD 85% RES S3	424	413	420	558	584	616
RD 100% RES S6	415	391	419	580	596	628

RD 100% RES S3	479	480	494	644	729	794
-----------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica SA are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare, strategii interne, după cum urmează :

- 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 nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;
- Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (P.N.A.E.E. IV 2017-2020);
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat la nivel de guvern la 04.10.2021;
- LEGE NR. 101 din 1 iulie 2020 pentru modificarea și completarea Legii nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor;
- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul Eficienței Energetice.

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

- Reducerea cantităților de energie electrică pentru compensarea pierderilor din RET (CPT);
- Eficientizarea reglajului de frecvență și putere activă;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea serviciilor proprii din stațiile electrice;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea sediilor administrative;
- Reducerea consumului de energie termică pentru clădiri (atât prin reconsiderarea instalațiilor cât și prin creșterea eficienței energetice a clădirilor);
- Reducerea consumului de carburanți pentru auto.

CNTEE Transelectrica SA 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 la nivelul RET, sunt:

- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor prin tehnologii cu nivel ridicat de fiabilitate și consumuri interne reduse.
- Realizarea de linii electrice noi sau reconducerea celor existente cu utilizarea unor materiale ce reduc pierderile Corona și/sau Joule.
- Continuarea înlocuirii flotei de transformatoare și autotransformatoare, urmărind creșterea fiabilității acestora dar și reducerea pierderilor.
- Realizarea de instalații pentru reglarea eficientă a tensiunii în SEN (bobine de compensare, dispozitive FACTS și automatizările aferente) și reducerea circulațiilor de putere reactivă.
- Realizarea unui sistem centralizat de reglare coordonată a tensiunilor din SEN, reglaj secundar și tețiar la nivel SEN și zonal;

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

1.5 Solicitățile la scurtcircuit

În conformitate cu PE 026, nivelurile curenților de scurtcircuit în rețelele de 400 kV, 220 kV și 110 kV, luate în considerare la dimensionarea instalațiilor energetice din SEN, sunt, de regulă, următoarele:

- la tensiunea de 400 kV: 31,5-50 kA (20-35 GVA);
- la tensiunea de 220 kV: până la 40 kA (15 GVA);
- la tensiunea de 110 kV: până la 40 kA (7,5 GVA).

Etapa 2022

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Țânțăreni 400 kV, $I_3 = 26,03$ kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_3 = 30,5$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 26,77$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 35,47$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_1 = 39,95$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV $I_{2p} = 21,885$ kA, Țânțăreni 400 kV $I_{2p} = 25,612$ kA, Porțile de Fier 400 kV $I_{2p} = 24,422$ kA ;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 30,913$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_{2p} = 40,1$ kA.

Valorile curenților de scurtcircuit calculate au fost comparate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor din stațiile electrice analizate. În urma acestei analize, există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclată a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapa 2026

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Țânțăreni 400 kV, $I_3 = 28,01$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 29,90$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 33,48$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 37,46$ kA;
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pamântul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV, $I_{2p} = 23,985$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_{2p} = 32,858$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_{2p} = 38,9$ kA.

De asemenea au rezultat depășiri în 29 de stații de 110 kV din zona București.

Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclat a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapă 2031

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV, $I_3 = 29,42$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 32,68$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_3 = 38,92$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV, $I_1 = 29,42$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 32,68$ kA ;
 - București Sud B 110 kV, $I_1 = 38,71$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pamântul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - eCernavodă 400 kV, $I_{2p} = 26,237$ kA, Porțile de Fier 400 kV, $I_{2p} = 29,174$, Țânțăreni 400 kV, $I_{2p} = 26,307$;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 33,647$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_{2p} = 39,02$ kA.

Există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclat a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

1.6 Verificarea RET la condiții de stabilitate statică

1.6.1 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen mediu

Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie s-a făcut prin studii dedicate [5].

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen mediu, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 1.6.1.

Tabelul 1.6.1-Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	403
S2	Deficitar	-933
S3	Excedentar	937
S4	Deficitar	-857
S5	Deficitar	-349
S6	Excedentar	1286

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D - tabelele 1.1 - 1.12.

1.6.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen lung

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen lung, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 1.6.2:

Tabelul 1.6.2 - Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen lung [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung
S1	Excedentar	153
S2	Excedentar	631
S3	Excedentar	2678
S4	Deficitar	-921
S5	Deficitar	-43
S6	Excedentar	2721
S7	Deficitar	-1879

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele 2.1 - 2.12.

Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice ale SEN, au fost identificate rezervele suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staționar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 1.6.3:

Tabelul 1.6.3 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secțiunile caracteristice

Secțiunea	Termen mediu (2026)		Termen lung (2031)	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	3885	3144	4169	3625
S2	2291	1264	3080	2536
S3	3227	2560	3356	2346
S4	525	169	805	575
S5	749	406	1454	1184

Secțiunea	Termen mediu (2026)		Termen lung (2031)	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S6	3877	2915	2984	2259
S7			1523	1057

Cu ajutorul datelor prezentate în Anexa D pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staționar mediu de bază:

În cazul funcționării în configurație de durată N:

- **Pe termen mediu (etapa 2026)**, toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 888 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4154 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 525 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 1%/32%/36% asociat secțiunilor excedentare S6/S3/S1.
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 13%/45% asociat secțiunilor deficitare S2/S4;
 - rezervă mai restrictivă la palierul VDV față de palierul VSI cu 23% în cazul secțiunii deficitare S5.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 99%/91%/123% pentru palierul VSI respectiv 80%/74%/116% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 23%/14%/0% pentru palierul VSI respectiv 19%/7%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.
- Dezvoltările RET planificate pentru intrare în funcțiune până la etapa 2026 conduc la creșterea puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN S1/S2/S3/S4/S5/S6 la etapa 2026 comparativ cu etapa 2022 după cum urmează:
 - + 42%/8%/30%/8%/15%/50% asociat palierului VSI
 - + 81%/12%/29%/31%/2%/115% asociat palierului VDV
- **Pe termen lung (etapa 2031)**, toate secțiunile caracteristice (S1-S7) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1614 MW (la nivelul secțiunii S5) și 3618 MW (la nivelul secțiunii S6). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind semnalată pentru secțiunea S5 - 1129 MW.
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 13%/31%/31% asociat secțiunilor excedentare S6/S3/S1.
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 7%/29%/22%/30% asociat secțiunilor deficitare S2/S4/S5/S7.

- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 93%/85%/97% pentru palierul VSI respectiv 73%/71%/96% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 18%/0%/0%/1% pentru palierul VSI respectiv 12%/0%/0%/5% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5/S7.
- Dezvoltările RET planificate pentru intrare în funcțiune până la etapa 2031 conduc la creșterea puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN S1/S2/S3/S4/S5/S6 la etapa 2031 comparativ cu etapa 2026 după cum urmează:
 - + 1%/15%/45%/25%/36%/11% asociat palierului VSI
 - - 11% și + 20%/39%/19%/29%/2% asociat palierului VDV.

În cazul funcționării în configurație de durată N-1:

- **Pe termen mediu**, toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 608 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2549 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 169 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 39%/15%/25% asociat secțiunilor excedentare S1/S3/S6.
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 31%/76% asociat secțiunilor deficitare S2/S4;
 - rezervă mai restrictivă la palierul VDV față de palierul VSI cu 19% în cazul secțiunii deficitare S5.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 86%/81%/104% pentru palierul VSI respectiv 69%/70%/87% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 32%/37%/17% pentru palierul VSI respectiv 25%/20%/11% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.
- Dezvoltările RET planificate pentru intrare în funcțiune până la etapa 2026 conduc la creșterea puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN S1/S2/S3/S4/S5/S6 la etapa 2026 comparativ cu etapa 2022 după cum urmează:
 - + 54%/18%/29%/2%/47%/77% asociat palierului VSI;
 - + 91%/40%/42%/23%/2%/91% asociat palierului VDV.
- **Pe termen lung (etapa 2031)**, toate secțiunile caracteristice (S1-S7) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1504 MW (la nivelul secțiunii S5) și 3000 MW (la nivelul secțiunii S1). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind înregistrată pentru secțiunea S5 - 955 MW.

- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 46%/14% asociat secțiunilor excedentare S1/S3; rezervă mai restrictivă la palierul VDV față de palierul VSI cu 10% în cazul secțiunii deficitare S6.
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 24%/29% asociat secțiunilor deficitare S2/S5; rezervă mai restrictivă la palierul VDV față de palierul VSI cu 33%/26% în cazul secțiunilor deficitare S4/S7.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 84%/70%/80% pentru palierul VSI respectiv 63%/59%/74% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 22%/9%/0%/11% pentru palierul VSI respectiv 16%/13%/0%/21% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5/S7.
- Dezvoltările RET planificate pentru intrare în funcțiune până la etapa 2031 conduc la creșterea puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN S1/S2/S3/S4/S5/S6 la etapa 2031 comparativ cu etapa 2026 după cum urmează:
 - + 7%/44%/44%/46%/63%/19% asociat palierului VSI;
 - - 13% și + 37%/24%/33%/53%/17% asociat palierului VDV.

Evoluția limitelor de stabilitate statică și a puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN în regimul cu N elemente în funcțiune este prezentată în tabelul 10.6.4. Se poate observa că în general realizarea proiectelor de dezvoltare a RET duce la creșterea limitelor de stabilitate statică sau a puterilor maxim admisibile prin secțiunile caracteristice:

Tabelul 1.6.4

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2022	2026	2031
S1	LSS	3219	4946	5607
	P _{max adm}	3030	4288	4322
	Elemente noi in secțiune/în zona aferentă		- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița	LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/ Săcălaz-Arad
			- LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo	
			- Stația 220 kV Ostrovu Mare	
				-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Tântăreni
S2	LSS	3497	4326	5092
	P _{max adm}	2983	3224	3711
	Elemente noi in secțiune/în zona	- Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna		- LEA 400 kV Gădălin-Suceava;

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii afereantă	Etapa		
		2022	2026	2031
		(Bulgaria) intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.; - Racordarea LEA 400 kV Rahman-Dobrudja (Bulgaria) intrare-ieșite în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;		- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat); - Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Tântăreni
S3	LSS	3258	4317	7624
	P _{max adm}	3194	4164	6034
	Elemente noi în secțiune/ elemente care influențează zona afereantă secțiunii	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpul	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul cu funcționare la 400 kV	- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat)
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
			- Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă-Pelicanu;	
			- Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV	

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2022	2026	2031
			București Sud-Pelicanu	
			- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	
S4	LSS	1500	1616	2456
	P _{max adm}	1281	1382	1726
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	- Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
			LEA 400 kV Oradea-Nadab	
S5	LSS	1219	1420	2240
	P _{max adm}	958	1098	1497
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
S6	LSS	3515	5262	7176

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2022	2026	2031
	P _{max adm}	3446	5163	5705
Elemente noi în secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia		- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp	-LEA 400 kV d.c. Stâlp-Brașov (1 circuit echipat)
			- LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlp cu funcționare la 400 kV	
			- Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă-Pelicanu;	
			- Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud-Pelicanu	
			- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	

1.7 Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET

Având în vedere impactul major al calității instalațiilor de protecție asupra siguranței SEN, la un cost relativ mic (față de costul echipamentelor primare), CNTEE Transelectrica SA a adoptat ca strategie echiparea tuturor stațiilor cu sisteme moderne, performante, de comandă, control și protecție. Aceste sisteme se introduc atât cu prilejul rețehnologizării stațiilor de transport, cât și printr-un program special de modernizare aplicat în restul stațiilor. De asemenea, se utilizează teletransmisia pe liniile RET și, cu prilejul rețehnologizării stațiilor, se instalează întrerupătoare moderne, cu timpi mici de acționare. Aceste acțiuni conduc la îmbunătățirea stabilității tranzitorii în SEN.

Pentru identificarea situațiilor care impun măsuri pentru asigurarea stabilității tranzitorii, ca și pentru stabilirea reglajelor la protecții, se efectuează calcule dedicate, care iau în considerare caracteristicile exacte, la momentul respectiv, ale echipamentelor primare și secundare din stații și ale grupurilor instalate în sistem. Având în vedere incertitudinile legate de parcul de producție, ca și modificările etapizate în timp ale rețelei, calculele de verificare a stabilității tranzitorii, care identifică măsuri necesare (parametrizare protecții și automatizări, asigurare teletransmisii, stabilire set de parametri PSS la grupuri) se realizează la fiecare modificare de situație și periodic, cel puțin odată pe semestru. Conform Codului tehnic al RET, art. 132 a, verificarea RET din condiții de stabilitate tranzitorie se face pentru o perspectivă de până la cinci ani.

Pentru perspectiva de cinci și zece ani acoperită de Planul de dezvoltare, s-a realizat un set de calcule, cu scopul de a oferi o imagine asupra aspectelor semnificative ale funcționării sigure și stabile a SEN și de a identifica eventuale probleme majore, a căror rezolvare trebuie pregătită din timp, prin analize mai exacte și detaliate. În aceste calcule, pentru verificarea stabilității tranzitorii la scurtcircuite pe liniile RET, în regimuri staționare caracterizate prin rezervă normată de stabilitate statică, s-a utilizat în calcule o durată acoperitoare de eliminare a defectelor - referință de lucru - de 200ms (semnificativ mai mare decât timpii reali). Pentru scurtcircuite pe barele centralelor, s-a utilizat un timp - referință de lucru - de eliminare a defectului, care ia în considerare timpul total cerut de toate acționările asociate unui defect pe bare eliminat corect de protecții și automatizări, de 100ms. S-a ținut seama de faptul că declanșarea prin PDB în stație este transmisă ca declanșare directă prin teleprotecție în capetele liniilor adiacente barei cu defect/refuz de declanșare ($t = 100\text{ms}$).

Analiza stabilității tranzitorii-palierul VSI - 2022

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile potențial periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 650 \text{ MW}$;
- CTE Turcenii, $P_i = 2 \times 298 \text{ MW} + 1 \times 302 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 2 \times 298 \text{ MW} + 1 \times 294 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 4 \times 60 \text{ MW} + 2 \times 75,5 \text{ MW}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 285 \text{ MW} + 1 \times 290 \text{ MW}$;
- CTE Ișalnița, $P_i = 1 \times 292 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 193,5 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 1 \times 170 \text{ MW} + 1 \times 150 \text{ MW} + 1 \times 130 \text{ MW}$;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 169,6 \text{ MW}$.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED). Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 1.7.1:

Tabelul 1.7.1 - Timp critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2022

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	296	337	100	237	70,3	G1
Turcenii 400 kV	280	330	100	230	69,7	G4
Urechești 400 kV	560,9	568,8	100	468,8	82,4	G4
Porțile de Fier 400 kV	240	274	100	174	63,5	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV - A	197	221	100	121	54,8	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Ișalnița 220 kV	231,2	240,6	100	140,6	58,4	G7
OMV Brazi 400 kV	294,0	330	100	230	69,7	G2
OMV Brazi 220 kV	244	273	100	173	63,4	G3
Iernut 400 kV	294	310	100	210	67,7	G5,G6
Iernut 220 kV	346	365	100	265	72,4	G5,G6
Mintia 400 kV	340	381	100	281	73,8	G4
Mintia 220 kV	299	313	100	213	68,1	G4
Lotru 220 kV	287,5	243,7	100	193,7	66	G3

¹⁾ TCED-Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED-Durată eliminare defect, ³⁾ RS-Rezervă de stabilitate

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 69,7% în CCC OMV Brazi, secția 400 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 63,5% în CHE Porțile de Fier, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șapte secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent, $P_{8\%} = 3576$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 3885$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 3620$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1667$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1363$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 3905$ MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 682 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 668 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Analiza stabilității tranzitorii - palierul VSI-2026

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii posibil a fi identificate în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 650 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 2 \times 298 \text{ MW} + 1 \times 400 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 3 \times 298 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 4 \times 60 \text{ MW} + 2 \times 75,5 \text{ MW}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 285 \text{ MW} + 1 \times 290 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 1 \times 170 \text{ MW} + 1 \times 190 \text{ MW} + 1 \times 360 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 193,5 \text{ MW}$;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 169,6 \text{ MW}$.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED).

Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 1.7.2:

Tabelul 1.7.2 - Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	251	263.0	100	163.0	62	G2
Turceni 400 kV	240	264	100	164	62,1	G3, G7
Urechești 400 kV	244	282	100	182	65	G4
Porțile de Fier 400 kV	345	384	100	284	74	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV - A	298	319	100	219	69	G1,G2,G3,G4,G5,G6
OMV Brazi 400 kV	246	266.0	100	166.0	62	G2

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
OMV Brazi 220 kV	286	302	100	202	67	G3
Iernut 400 kV	298	311	100	211	68	G5, G6
Iernut 220 kV	343	367	100	267	73	G5, G6
Mintia 400 kV	344	390	100	290	74	G3
Mintia 220 kV	293	317	100	217	68	G3
Lotru 220 kV	55.0	63.0	50	13	21	G1, G2, G3

¹⁾ TCED-Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED-Durată eliminare defect, ³⁾ RS-Rezervă de stabilitate

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 62,1% în Turceni, secția 400 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 74,4% în Mintia, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șapte secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent, $P_{8\%} = 5495$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 4807$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 4797$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1795$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1621$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 5847$ MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 682 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 668 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Încărcarea fiecăreia dintre secțiuni la valoarea puterii limită de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate nu prezintă risc de pierdere a stabilității grupurilor generatoare din SEN la solicitări de scurtcircuit trifazat simetric în RET.

1. 8 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-S6).

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 „*Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET (2022-2026-2031)*” - Tractebel Engineering S.A. și sunt prezentate în Anexa D.

1.8.1 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-Brad
- LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud
- LEA 400 kV Țânțăreni (RO)-Kozlodui (BG) d.c. (1/2 circuite în funcțiune)
- LEA 220 kV 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 2022, 2026 și 2031 .

Tabel 1.9.1

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2022	1082	1754	3551	4633	3030	3551
2026	1162	1565	4324	5486	4288	4324
2031	1096	1248	4729	5825	4322	4729

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 Craiova, CHE Porțile de Fier I și II, hidrocentrale din amenajările Motru-Tismana, Olt, centralele eoliene din Banat, centralele fotovoltaice din Oltenia. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă va crește la 2026 și 2031 datorită LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și datorită trecerii la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

1.8.2 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-Brad
- LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud (2022) sau Țânțăreni – Arefu (2026 și 2031)
- LEA 400 kV Gădălin-Suceava (linie nouă)-etapa 2031
- LEA 220 kV Iernut-Ungheni (d.c.)
- LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele
- LEA 110 kV Iernut-CIC (d.c.)
- LEA 110 kV Iernut-Târnăveni (d.c.)
- LEA 400 kV Medgidia Sud (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV 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 2022, 2026 și 2031.

Tabel 1.9.2

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2022	5687	5090	-597	9836	2983	4149
2026	6181	5248	-933	12614	3224	6433
2031	6553	7184	631	15575	5092	9022

Zona este excedentară din punct de vedere al puterii disponibile, limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum.

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.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2031 datorită LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpul-Brașov și datorită stației 400 kV Arefu.

1.8.3 Secțiunea S3

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

- LEA 400 kV Medgidia Sud (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV 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 2031
- 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-Drăgoș 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 2020, 2024 și 2031.

Tabel 1.9.3.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2022	2117	2855	738	5791	3194	3674
2026	2215	3152	937	7052	4164	4837
2031	2272	4950	2678	9297	7624	7025

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, 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 2026 și 2031 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp, LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlp-Brașov.

1.8.4 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 2031
- 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 Gheorgieni, 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 2022, 2026 și 2031 .

Tabel 1.9.4.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2022	1476	544	932	1490	1281	14
2026	1605	743	668	1578	1382	-27
2031	1700	780	920	2396	2456	696

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.

Limita admisibilă în secțiune va crește la 2031 datorită LEA 400 kV Suceava-Gadalin.

1.8.5 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 2022, 2026 și 2031.

Tabel 1.9.5

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2022	1063	698	365	1572	958	509
2026	1086	737	349	1938	1098	852
2031	1079	1035	43	2251	2240	1172

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.

1.8.6 Secțiunea S6

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

- LEA 400 kV Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV 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 2022, 2026 și 2031 .

Tabel 1.9.6.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2022	1054	2157	1103	4219	3446	3165
2026	1129	2415	1286	5114	5163	3985
2031	1193	3915	2721	7046	7176	5853

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 2031 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp.

1.8.7 Concluzii

Rezultatele de calcul obținute confirmă impactul pozitiv asupra creșterii limitelor de stabilitate statică pe secțiunile caracteristice ale SEN generat de lucrările de investiții a fi întreprinse între etapele 2026 și 2031.

Trebuie menționat totuși că asociat secțiunii caracteristice S1 întăririle de rețea trebuie suplimentate în vederea securizării unei creșteri a limitelor de stabilitate statică în special asociat palierelor caracteristice de funcționare în regim de vârf de sarcină vară. Elementul sensibil necesar a fi adresat pentru securizarea creșterii limitelor de stabilitate este asociat axului LEA 220 kV Urechești - Tg. Jiu N - Paroșeni.

Analizele de sensibilitate asociate secțiunii S7 din zona de Vest - Nord Vest a SEN au evidențiat că în contextul realizării lucrărilor de investiții specifice etapei finale 2031 (LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV Suceava – Gădălin, LEA 400 kV Țânțăreni – Arefu, LEA 400 kV Arefu - Sibiu) secțiunea în discuție se recomandă a fi monitorizată ca și secțiune caracteristică a SEN în eventualitatea renunțării la monitorizarea secțiunii S4. Secțiunea S7 va putea securiza deficite maxime asociate unei puteri minim generate în zona de interes de numai 5% (la funcționare în configurație N), respectiv de numai 21% (la funcționarea în configurație N-1).

Rezultatele de calcul obținute confirmă că apariția LEA 400 kV Suceava – Gădălin și reconducerea arterei 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele vor conduce la eliminarea problemelor de deficit maxim admisibil al zonei delimitate de secțiunea caracteristică S4 a SEN.

Se recomandă ca în contextul realizării lucrărilor de investiții în RET preconizate pentru etapa 2031 precum și asociat dezvoltărilor de surse de generare distribuită, secțiunea caracteristică S5 a SEN să nu mai fie monitorizată din perspectiva caracterului deficitar ci numai din perspectiva unui caracter excedentar.

1. Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor.

1.1 Generalități

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica SA are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare, strategii interne, după cum urmează :

- 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 nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;
- Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (P.N.A.E.E. IV 2017-2020);
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat la nivel de guvern la 04.10.2021;
- LEGE NR. 101 din 1 iulie 2020 pentru modificarea și completarea Legii nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor;
- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul Eficienței Energetice.

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

- Reducerea cantităților de energie electrică pentru compensarea pierderilor din RET (CPT);
- Eficientizarea reglajului de frecvență și putere activă;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea serviciilor proprii din stațiile electrice;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea sediilor administrative;
- Reducerea consumului de energie termică pentru clădiri (atât prin reconsiderarea instalațiilor cât și prin creșterea eficienței energetice a clădirilor);
- Reducerea consumului de carburanți pentru auto.

CNTEE Transelectrica SA 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 retehnologizarea 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 la nivelul RET, sunt:

- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor prin tehnologii cu nivel ridicat de fiabilitate și consumuri interne reduse.

- Realizarea de linii electrice noi sau reconducerea celor existente cu utilizarea unor materiale ce reduc pierderile Corona și/sau Joule.
- Continuarea înlocuirii flotei de transformatoare și autotransformatoare, urmărind creșterea fiabilității acestora dar și reducerea pierderilor.
- Realizarea de instalații pentru reglarea eficientă a tensiunii în SEN (bobine de compensare, dispozitive FACTS și automatizările aferente) și reducerea circulațiilor de putere reactivă.
- Realizarea unui sistem centralizat de reglare coordonată a tensiunilor din SEN, reglaj secundar și tețiar la nivel SEN și zonal;
- 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.
- Optimizarea utilizării energiei în sediile Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).
- 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 SA 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).

1.2 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:

- *Siguranță, solidaritate și încredere*
- *Completa integrare a pieței europene de energie*
- *Eficiența Energetică*
- *Protecția mediului și decarbonizare*
- *Cercetare, dezvoltare, inovație și competitivitate*

Realizarea și dezvoltarea rețelelor inteligente pentru tranziția energiei, este o acțiune în slujba societății (a cetățeanului) și vin în sprijinul măsurilor privind 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 CO₂ și circulară până în anul 2050, menținând și poziția de leader în sistemele energetice globale în timpul tranziției energetice.*

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.

1.3 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:

- Audit energetic clădiri-etapa 1 - privește 50 de clădiri din patrimoniu. Este finalizat.
- Audit energetic clădiri-etapa a 2-a - privește 120 de clădiri din patrimoniu. Este în curs de derulare contractul C 152/08.07.2020. Realizat
- Audit energetic tehnologic stații electrice pe conturul serviciilor interne din stații-etapa 1. Au fost realizate audituri pentru 3 stații din RET.
- Audit energetic tehnologic stații electrice pe conturul serviciilor interne din stații-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;
- Audit energetic pe conturul RET în baza Studiului multianual privind bilanțul energetic și CPT pe fiecare UTT și pe ansamblul RET. Inițiere procedură de achiziție.
- Studiu privind analiza impactului înlocuirii flotei auto existente, din gestiunea Executiv – CNTEE Transelectrica SA, cu mașini electrice. Caietul de Sarcini avizat cu aviz CTES.

La începutul anului 2020 a fost adoptată Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul eficienței energetice (2020 - 2029). Aceasta 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.

1.3.1 Proiectele inițiate la nivelul Companiei pentru creșterea Eficienței Energetice:

- 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 - Inițiere procedură de achiziție CS.
- 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.
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice, prin instalarea de echipamente de tip FACTS în stațiile electrice Gutinaș, Suceava și Roșiori. Proiectul CARMEN – cofinanțat prin UE (smart grid)
- Studiu privind posibilitățile de reducere a dezechilibrelor CPT în RET prin instalarea unor mijloace de stocare a energiei-în curs de clarificare privind elementele de compatibilitate cu reglementarea.
- Utilizarea bateriilor Li-Ion pentru servicii interne în stațiile Transelectrica și flexibilizarea consumului aferent-Studiul a fost finalizat cu surse proprii.
- Utilizarea sistemelor RTDS-Real Time Digital Simulation-în cadrul analizelor de sistem la nivelul CNTEE Transelectrica SA-în analiză oportunitatea și necesitatea.
- Modernizarea clădirilor prin mijloace de termoizolare și realizarea unor instalații în tehnologii eficiente.Urmărirea posibilității de implementare a Conceptului de Clădire Pasivă.

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

- Oportunitatea instalării unui mijloc de compensare a puterii reactive în stația 400/220 kV 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 (agregarea consumatorilor mici disponibili pentru dispecerizare) și stocarea.

1.3.2 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 (extinderi). 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, conform Programului de îmbunătățire a Eficienței Energetice la nivelul Companiei 2021.

1.3.2.1 Măsuri pe termen scurt

Măsurile de îmbunătățire a eficienței energetice pe termen scurt constau în execuția de lucrări de retehnologizare și modernizare a stațiilor existente, utilizând tehnologii moderne cu consumuri specifice mai reduse și performanțe funcționale superioare celor existente (spre exemplu, consumurile specifice pentru operarea noilor întrerupătoare cu SF6 sunt mai reduse și oferă timpi de comutație mai mici decât vechile întrerupătoare de tip IO), cu scopul aducerii instalațiilor la o stare tehnică și de operare superioară sau similară celei pentru care au fost proiectate. Totodată sunt avute în vedere proiecte privind creșterea eficienței energetice a clădirilor și proiecte privind eficientizarea proceselor electrice și termice din stații și clădiri.

Proiecte de investiții aflate în derulare (care au contracte de executie semnate):

Anexa 4

- Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara
- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice Etapa 2, faza 2 - Lot I - AT-uri
- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice Etapa 2, faza 2 - Lot II- Trafo
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud (GIS)
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova
- Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Ungheni
- Modernizare stația 220/110/20 kV Vetis - echipament primar
- Modernizare statia 400 (220)/110/20 kV Munteni
- Retehnologizare stația 400/110/20 kV Smârdan
- Retehnologizare stație 220/110 kV Craiova Nord
- Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat
- Retehnologizarea stației 400/220/110 kV Reșița
- Retehnologizare stația 220/110/ kV Iaz
- Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud
- Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței
- Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3
- Extinderea stației 400 kV Cernavodă Etapa II - Racordare linii noi
- Statia 400 kV Stalpu si Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp
- Retehnologizare stația 220/110/MT kV Baru Mare
- Optimizarea funcționării LEA 400kV Isaccea -Tulcea Vest, LEA 400 kV Gura Ialomitei - Lacu Sarat, prin montare de sisteme de monitorizare
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan
- Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu
- Retehnologizare stația 220/110 kV Arefu
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitatile de transformare din statiile CNTEE Transelectrica
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Statia 400/220/110 kV Resita Reabilitare termica Cladire Anexa Bloc Comanda in statia Isaccea

1.3.2.2 Măsurile pe termen mediu

Proiectele noi de investiții (cu procedura de achiziții în curs)

Pentru aceste proiecte au început demersurile de lansare a investițiilor dar încă nu au început lucrările:

- LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord - Medgidia Sud
- Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile 400kV și 220kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest
- Stația de 220 kV Ostrovu Mare
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET
- Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea - Etapa II

1.3.2.3 Măsurile pe termen lung

Proiecte de investiții (în curs de proiectare - pregătire a documentelor de achiziție)

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz
- Proiect pilot Smart Grid Realizarea unei soluții de Smart-grid de utilizare a energiei regenerabile și stocare pentru asigurarea unei soluții de alimentare de rezerva a serviciilor interne în stația 400/220/110kV Brazi Vest
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa III: LEA 400 kV Timișoara - Arad + Stația 400 kV Arad + Stația 400 kV Săcălaz
- Sediul operațional DET Craiova
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru
- LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord - Medgidia Sud
- Platformă integrată de conducere operativă a SEN
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României
- 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 Brad
- Modernizare stația 220/110 kV Alba Iulia – stație digitală
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori

În următoarea perioadă, se vor finaliza proiectele de retehnologizare aflate în derulare și totodată au început proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică a instalațiilor și importanța stațiilor.

- Sistem fotovoltaic off-grid stația Gutinaș
- Modernizare sistem comandă control protecție Stație 400kV Tantăreni
- Marirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km)

1. Viziunea CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid si managementul activelor

1.1 Provocări prezente și viitoare pentru operatorii de transport și sistem (OTS)

Uniunea Europeană (UE) și-a asumat un rol de lider în tranziția energetică. Comisia Europeană a propus în 2018, o strategie pentru atingerea neutralității climatice până în 2050.

Pachetul Energie Curată (The Clean Energy Package) se constituie într-un reper important pentru tranziția Europei spre energia verde. Implementarea Pachetului Energie Curată este prioritatea pentru ENTSO-E și OTS.

În orizontul 2030, la nivelul operatorilor de transport din cadrul ENTSO-E din perspectiva operațională și cea a pieței de energie electrică sunt definite două proiecte majore:

- Viziunea unui singur sistem (One System Vision);
- Viziunea unei singure piețe de energie (Market Design).

În acord cu viziunea ENTSO-E privind designul și operarea sistemului paneuropean-orizont 2030, operarea în viitor a sistemului se va baza pe conceptul sistem al sistemelor (system of systems).

1.2 Trenduri și ținte la nivelul european

Pachetul Energie curată pentru toți europenii (The Clean Energy Package - CEP) este un element important un pas către un sistem energetic european mai puțin carbonizat. CEP stabilește obiective ambițioase pentru 2030 legate de eficiența energetică (32,5 %) și surse regenerabile de energie (32 %). Acestea din urmă se traduc într-o pondere de 57 % a surselor regenerabile în energie sector, cu condiția ca Planurile Naționale pentru Energie și Clima (PNESC) să fie la înălțimea acestui obiectiv.

În acord cu Planul de dezvoltare la nivel European (Ten Year Network Development Plan 2018 -TYNDP) sunt evidențiate următoarele trenduri:

- apariția de noi surse de energie regenerabilă;
- intensificarea electrificării în industrie, transport, și încălzire și climatizare;
- descentralizare sporită a surselor de energie;
- digitalizarea va ajuta la valorificarea potențialului noilor surse de energie regenerabilă prin flexibilizarea managementului rețelilor;
- cuplarea piețelor de energie.

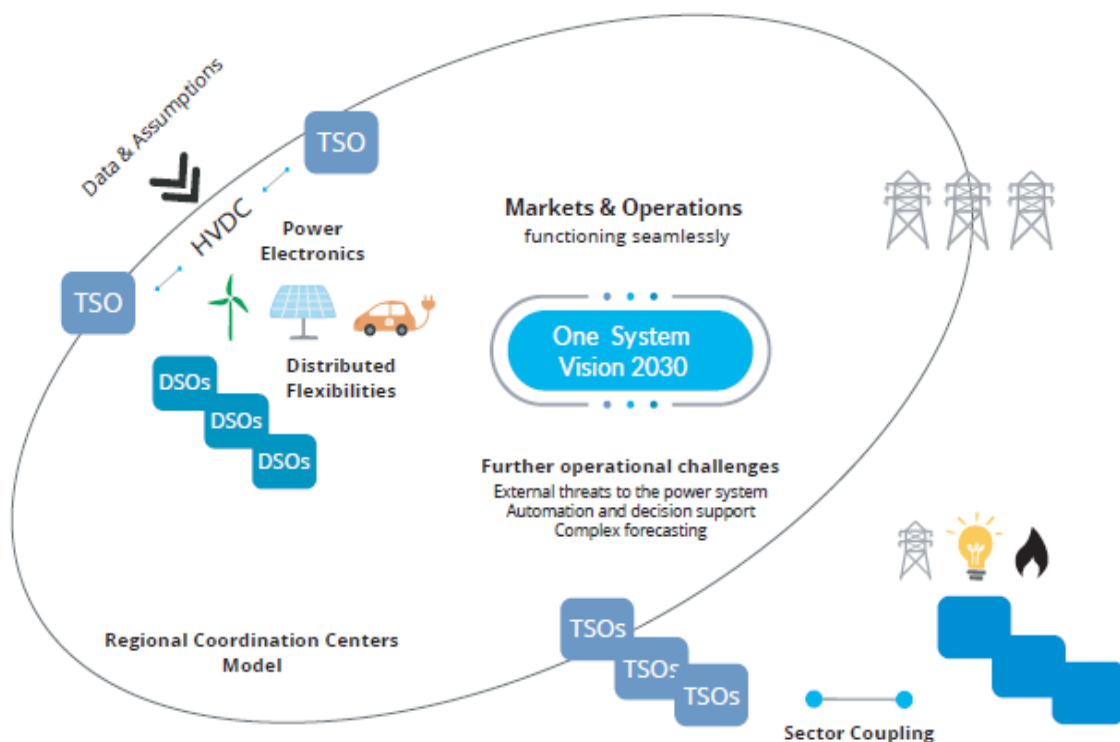


Figure 5: ENTSO-E's one system vision 2030

Provocări privind managementul activelor la Operatorii de Transport și de Sistem (OTS)

Conceptele și standardele Smart Grid se aplică în cadrul european în corelare cu cerințele standardelor specifice „Managementului Activelor” (Asset Management).

La nivelul membrilor ENTSO-E se găsesc implementate inițiative Smart Grid consistente:

- strategii și politici în domeniul Smart Grid;
- management unitar privind organizarea și implementarea conceptelor Smart Grid (grup de lucru, obiective clare, delegări și împuterniciri de roluri și sarcini etc.);
- proiecte de infrastructură care aplică:
 - standardele de interoperabilitate CEN/CENELEC/ETCI/ ISO/IEC;
 - standardele și politicile în domeniul securității informației (cybersecurity);
- concepte integrate de management active, susținute de conceptele Smart Grid:
 - organizare-centre de sănătate active;
 - concept Indice de sănătate;
 - concept Indice de risc;
 - concept monitorizare condiție tehnică active.

Dezvoltarea practicilor referitoare la managementul activelor necesită cunoștințe, metodologii și tehnologii pentru:

- **concepte de monitorizare a condiției tehnice** pentru activele care fac parte din rețelele electrice de transport (echipamente primare și secundare) prin utilizarea masivă de senzori în vederea programării mentenanței care maximizează flexibilitatea și fiabilitatea rețelei;

- **utilizarea mentenanței bazată pe condiție tehnică** (Condition based maintenance) pentru vizualizarea utilizării optime a activelor și creșterea disponibilității rețelei;
- **optimizarea costurilor pe ciclul de viață al instalației/echipamentului** (LCC-Life Cycle Costing) prin algoritmi de optimizare a costurilor și analize de sensibilitate în acord cu prevederile IEC 60300-3-3-„*Dependability management: Application guide-Life cycle costing*”;
- **dezvoltarea metodologiilor noi de întreținere pentru noile tehnologii energetice** (linii HVDC, convertoare electronice de putere, cabluri subterane etc.);
- **o mai bună înțelegere a modului în care funcționează rețeaua și a condițiilor care afectează îmbătrânirea activelor critice.**

Din perspectiva Smart Grid, **managementul activelor va permite** evoluții importante în următoarele domenii:

- **Planificarea rețelei** (noile metode de management al activelor vor permite o planificare eficientă a rețelei prin creșterea infrastructurii care permite monitorizarea stării (condiției) activelor rețelei, permițând un program de mentenanță și dezvoltare mai performant);
- **Operarea rețelei** (instrumentele dinamice de management al activelor vor permite suplimentar măsuri proactive pentru îmbunătățirea securității și rezilienței rețelei). Monitorizarea stării activelor rețelei permite operatorilor de rețea să utilizeze la maxim capacitatea activelor, sporind astfel flexibilitatea rețelei și a continuității serviciului de transport al energiei;
- **Impactul socio-economic** (inovația privind managementul activelor poate îmbunătăți dezvoltarea rețelei prin echilibrarea diferitelor aspecte ale riscului legate de operarea sistemelor și poate contribui la reducerea defecțiunilor sistemelor).

Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid si Asset management

Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid si Asset management pentru susținerea unui management performant al activelor:

- îmbunătățirea performanței financiare;
- deciziile privind investițiile și mentenanța activelor sunt bine consolidate;
- gestionarea riscurilor aferente operării sistemelor energetice;
- servicii și rezultate îmbunătățite;
- creșterea eficienței și eficacității operaționale (Excelența Operațională);
- extinderea duratei de viață a activelor.

Arhitectura de referință Smart Grid specifică CNTEE Transelectrica SA împreună cu sistemele și subsistemele care o compun este prezentată în Anexa H-4 și respectiv Anexa H-5.

Acțiunile periodice de mentenanță preventivă bazate pe fiabilitatea activelor rețelei vor sprijini deciziile strategice și operaționale în vederea îmbunătățirii flexibilității generale a sistemelor energetice contribuind la un nivel mai înalt de integrare a surselor și energiilor regenerabile de energie.

Pentru îmbunătățirea managementului riscului în rețelele de transport este necesară implementarea politicilor de mentenanță predictivă bazate pe estimări mai exacte ale duratei de viață a activelor.

1.3. Factori critici de succes care sa sustina viziunea europeana

Evoluția sistemului energetic paneuropean va necesita la același timp:

- **cooperare transfrontalieră mai puternică** pentru a aborda provocările care va avea un caracter regional și paneuropean:
 - procese operaționale îmbunătățite și optimizate prin reguli și platforme comune;
 - design de piață mai aproape de realitatea fizică a rețelei;
 - observabilitate extinsă a rețelelor;
 - previziuni privind balantele de producție-consum pentru prevenirea și gestionarea amenințărilor care se pot extinde în mai multe țări sau la nivel regional;
 - dezvoltarea rețelei paneuropene aplicând noile tehnologii;
- **interoperabilitatea dintre sisteme specifice rețelelor inteligente;**
- **materializarea unei guvernate collaborative între actorii cheie implicate** (operatori de rețea, autorități de reglementare, furnizori de servicii energetice, furnizorii de tehnologie etc).

1.4. Viziunea CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării Smart Grid și managementul activelor

Pentru a asigura convergența obiectivelor de la nivel european cu cele naționale, CNTEE TRANSELECTRICA SA și-a definit și validat următoarele documente cu caracter strategic care să-i susțină viziunea și ambițiile de operator de rețea performant:

- strategia în domeniul cercetării și inovării;
- politica în domeniul Smart Grid;
- programul de transformare digitală;
- politici tehnice privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare;
- politica în domeniul eficienței energetice;
- politica în domeniul securității cibernetice.

Documentele de natură strategică menționate anterior încorporează și detaliază obiectivele stabilite la nivel european (CE, ENTSO-E, autorități de standardizare și reglementare etc), planifică materializarea acestor obiective în mod coerent, structurat și realist astfel:

- pentru tehnologii, concepte și soluții inovatoare obiectivele sunt definite și operationalizate în cadrul proiectelor pilot;
- standardele, metodologiile, conceptele și soluțiile inovatoare sunt testate și validate inclusiv în mediul operational din cadrul Companiei și apoi sunt implementate la scară mare în cadrul Companiei;
- pentru inovare sunt definite direcții de acțiune prioritare pentru domeniile cheie: rețele inteligente, managementul activelor, digitalizare, dezvoltare competențe personal, dezvoltare infrastructura de învățare etc;
- atributul de conducere și coordonare a domeniilor cheie respectă cele mai bune practici din domeniul managementului strategic, operational și de proiecte;
- pentru susținerea inovării și cercetării sunt angajate parteneriate cu liderii de soluții, tehnologie, autorități și agenții, operatori de rețea de transport și distribuție, universități etc;
- rezultatele inițiativelor din domeniile cheie sunt promovate în cadrul evenimentelor științifice, workshop-uri, mese rotunde;

- in domeniile de varf necesare sustinerii tranzitiei in domeniului energetic tinerele talente sunt implicate si beneficiaza de programe de mentorat, training si sunt angajate in cadrul proiectelor cu mare incarcatura de inovare.

1.5 Programul „*Transformare digitala*”

Programul „*Transformare digitala*” vizeaza cresterea performantelor Companiei prin:

- **inovare in procesele operationale si manageriale;**
- **inovare prin introducerea de tehnologii digitale;**
- **inovare prin introducerea de noi concepte** care vor transforma modelul de afacere al companiei;
- **dezvoltarea capabilitatilor strategice ale Companiei** (ex. personal, active strategice, structura, procese etc).

Structura si continutul Programului „*Transformare digitala*” vizeaza implementarea urmatoarelor concepte:

- **nivel 0 – concept digitizare** (digitization);
- **nivel 1 – concept digitalizare** (digitalization);
- **nivel 2 – concept transformare digitala** (digital transformation).

Obiectivele generale si specifice care conduc la dezvoltarea capabilitatilor digitale:

- **nivel operational:**
 - **digitizare la nivelul activelor RET** (utilizand standarde deschise Smart Grid pentru datele obtinute din statiile electrice, liniile electrice, sistemele si platformele expert etc);
 - **digitalizare la nivelul operare al activelor RET** (utilizand standarde care asigura interoperabilitatea dintre componentele arhitecturii Smart Grid TEL);
 - **mentenanta si modernizarea activelor existente care administreaza informatii si date** (solutii si aplicatii informatice cu arhitecturi hardware aferente care deservesc un important grup de clienti interni si externi / sustin activitatile de baza ale Companiei);
- **nivel organizatie (enterprise):**
 - **transformare digitala prin:**
 - **elaborarea si implementarea Arhitecturii Organizationale** (documentarea viziunii, misiunii, obiectivelor si strategiei IT, precum și transpunerea oficială a acestora în principalele procese operaționale și capabilități IT);
 - **asigurarea convergentei si interoperabilitatii nivelului operational cu nivelul organizational** (ex. Enterprise Asset Management);
 - **implementarea agendei digitale care sa acopere end to end organizatia;**
 - **automatizarea proceselor repetitive care implica manualitate si sunt neproductive** (prin proiecte punctuale de digitizare si digitalizare).

1.6. Metodologie privind operationalizarea programului „*Transformare digitala*”, politici si strategii in domeniul cercetarii si inovarii, Smart Grid, managementul activelor

Pentru succesul implementării documentelor strategice este necesar să fie urmărite următoarele direcții de acțiune:

- **activitățile Agendei digitale sunt conduse, cordonate, implementate și evaluate unitar la nivelul organizației (top-down)** pe baza principiilor metodologice aprobate în cadrul Strategiei de Cercetare și Inovare (Comitet de Conducere, grup de lucru, matrice de responsabilități RASCI etc);
- **Agenda digitală cuprinde numai inițiativele care operationalizează conceptele de digitizare, digitalizare și transformare digitală** validate în cadrul planurilor strategice și planurilor operationale (planuri anuale / multianuale de studii și cercetări, servicii specializate de consultanță, planuri de investiții);
- **Agenda digitală anuală/multianuală este structurată pe cele trei domenii** (portofolii de proiecte și activități care susțin digitizarea – digitalizarea – transformarea digitală) și **va reflecta importanța proiectelor** (strategic, tactic sau operational);
- **implementarea Agendei digitale se va face în acord cu prevederile:**
 - o **standardului de guvernanta Control Objectives for Information and Related Technology (COBIT);**
 - o **standardelor de management active (ISO 55 000);**
 - o **standardelor Smart Grid conform politicii Companiei în domeniu;**
 - o **conceptelor și tehnologiilor noi** menționate în documentele Companiei;
- **activele specifice infrastructurii IT&TC existente** și care nu vor fi înlocuite pe termen mediu, și care impun acțiuni urgente de îmbunătățire a performanțelor **vor beneficia de acțiuni de mentenanță sau modernizare** (după caz) în baza aprobării notelor de justificare / notelor conceptuale elaborate de entitățile organizatorice care administrează acele active;
- **programele anuale / multianuale de formare profesională vor conține un capitol distinct privind creșterea competențelor personalului Companiei în vederea digitalizării** în acord cu politica în domeniul Smart Grid și strategia în domeniul cercetării și inovării.

1.7. Portofoliu de proiecte care materializează viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării Smart Grid și managementul activelor

Obiectivele prevăzute a fi implementate în cadrul proiectelor fanion se referă la următoarele ținte:

- implementarea, testarea și validarea în cadrul proiectelor de modernizare a următoarelor concepte, metodologii, standarde și elemente de bună practică:
 - o *conceptul de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.)*
 - o *managementul activelor;*
 - o *Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal;*
 - o *Centrul de sănătate a activelor RET;*
 - o *Concept Sisteme GIS și OMS;*
 - o *conceptul de sănătate active;*
 - o *conceptul de indice de risc la activele RET;*

- *metodologia de elaborare și implementare a conceptelor Smart Grid (ex. arhitecturi, standarde de interoperabilitate, standarde de telecomunicații, interfețe clienți etc.);*
- *conceptul de E-learning;*
- *conceptul de Smart Building;*
- *conceptul de realitate augmentată/virtuală;*
- instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capabilităților strategice în domeniul digitalizării;
- definirea și implementarea proiectelor cu o mare componentă de inovare și învățare (ex. proiecte de stație digitală, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management, echipamente cu impact asupra mediului etc.);
- continuarea participării în cadrul proiectelor cu finanțare nerambursabilă pentru a pregăti condițiile adoptării de noi modele, concepte și metodologii în zona operațională sau enterprise a Companiei;
- dezvoltarea în continuare a parteneriatelor cu consultanții și cu furnizorii de soluții și servicii pentru înțelegerea noilor tendințe tehnologice și manageriale care pot influența în viitor performanța Companiei.

1.7.1. Portofoliu de proiecte fanion sub denumirea DigiTEL

1. „Proiect Pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” – DigiTEL Alba Iulia

Obiectivele preconizate a fi atinse :

obiectivele generale:

- OG1 – Cresterea siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național;
- OG 2 – Standardizarea soluțiilor de monitorizare al activelor RET;
- OG3 – Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional și organizațional;
- OG 4 – Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- OG 5 – Creșterea performanței operaționale;

- obiective specifice:

- OSp 1 – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- OSp 2 – Înlocuirea tuturor echipamentelor primare și secundare;
- OSp 3 – Implementarea conceptelor de „Indice de sănătate” și ”Indice de risc”;
- OSp 4 – Aplicarea prevederilor standardelor Smart Grid;
- OSp 5 – Implementarea Laboratorului de Testare și Validare a Performanței pentru echipamente și tehnologii digitale, în colaborare cu Universitatea Politehnica București;
- OSp 6 – Optimizarea cheltuielilor pe durata de viață a activului monitorizat prin implementarea conceptului de Centru Sănătate Active CNTEE Transelectrica SA la nivelul UTT Sibiu;
- OSp 7 – Implementarea conceptului de clădire digitală;
- OSp 8 - Optimizarea consumului de CO₂ prin implementarea conceptului de E-Mobility;

- OSp 9 – Implementarea conceptelor de Geographical Information System (GIS) și Outage Management System (OMS) la nivelul UTT Sibiu;
- OSp 10 – Optimizarea activităților de instruire la nivelul UTT Sibiu prin implementarea conceptului de Platformă de Învățare.

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

- îmbunătățire siguranță în funcționare a instalațiilor prin acțiuni care vizează:
 - optimizarea schemei electrice primare;
 - modernizarea echipamentului energetic primar și secundar;
 - asigurarea teleconducerii întregii stații de la nivelul centrelor de dispecer centrale și teritoriale;
- îmbunătățire securitate personal;
- creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice;
- îmbunătățirea serviciilor pentru utilizatorii rețelei electrice de transport;
- scăderea costurilor de operare și mentenanță;
- îmbunătățirea performanței energetice a stației;
- îmbunătățirea capabilităților operaționale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor și rețelelor inteligente;
- îmbunătățirea timpilor de răspuns în identificarea și remedierea neconformităților apărute;
- îmbunătățirea managementului riscurilor asociate operării și mentenanței stației;
- reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente și tehnologii moderne;
- dezvoltarea competențelor specifice necesare digitalizării proceselor.

Durata de realizare a investiției este de 68 de luni (18 luni SF+CS / 7 luni organizare licitație 43 luni contract la cheie).

Stadiul actual al proiectului

Proiect Pilot DigiTEL – „Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” se află în stadiul de inițiere a procedurii de achiziție publică pentru serviciile de proiectare, furnizare echipamente, execuție lucrări).

2. Proiect pilot DigiTEL Green – „Retehnologizare statia 220/110/20 kV Mostistea in concept de statie digitala si cu impact redus asupra mediului”

Obiectivele preconizate a fi atinse :

obiectivele generale:

- OG1 – Creșterea siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național;
- OG 2 – Standardizarea soluțiilor de monitorizare al activelor RET;
- OG3 – Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional si organizational;
- OG 4 – Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- OG 5 – Creșterea performanței operaționale;
- obiective specifice:

- o OSp 1 – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- o OSp 2 – Implementarea conceptului „Indice de sănătate”;
- o OSp 3 – Implementarea conceptului „Indice de risc”;
- o OSp 4 – Implementarea conceptului „Determinare statistică a duratei de viață”;
- o OSp 5 – Aplicarea prevederilor standardelor Smart Grid;
- o OSp 6 – Îmbunătățirea calității deciziilor legate de operarea, mentenanța, modernizarea sau înlocuirea activelor;
- o OSp 7 – Optimizarea cheltuielilor pe durata de viață a activului monitorizat.
- o OSp 8 – Implementarea conceptului de “green grid”

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

- Îmbunătățire siguranță în funcționare a instalațiilor prin acțiuni care vizează:
 - o optimizarea schemei electrice primare;
 - o modernizarea echipamentului energetic primar și secundar;
 - o asigurarea teleconducerii întregii stații de la nivelul centrelor de dispecer centrale și teritoriale;
- îmbunătățire securitate personal;
- creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice;
- îmbunătățirea serviciilor pentru utilizatorii rețelei electrice de transport;
- scăderea costurilor de operare și mentenanță;
- îmbunătățirea performanței energetice a stației;
- îmbunătățirea capabilităților operaționale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor și rețelelor inteligente;
- îmbunătățirea timpilor de răspuns în identificarea și remedierea neconformităților apărute;
- îmbunătățirea managementului riscurilor asociate operării și mentenanței stației;
- reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente și tehnologii „green” cu gaz non SF6;
- dezvoltarea competențelor specifice necesare digitalizării proceselor.

Durata de realizare a investiției este de 65 de luni (18 luni SF+CS / 7 luni organizare licitație 40 luni contract la cheie).

Stadiul actual al proiectului

“Proiect pilot DigiTEL Green – „Retehnologizare statia 220/110/20 kV Mostistea in concept de statie digitala si cu impact redus asupra mediului”” se află în stadiul de întocmire Caiet de Sarcini + Temă de Proiectare privind achiziția serviciilor de proiectare.

3. Proiect pilot – DigiTEL 3D LineVision (scanare Lidar obiective TEL)

Proiectul are drept scop testarea noilor tehnologii LiDAR (Light Detection and Ranging), RGB (Red, Green, Blue) și infraroșu precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de Transport.

Obiective generale:

- testarea noilor tehnologii, înțelegerea și adoptarea de standarde geospațiale;
- creșterea siguranței prin limitarea intervenției umane;
- asigurarea scalabilității prin gestionarea mai multor active cu un număr redus de tehnicieni;
- reducerea sau eliminarea timpului de oprire a activității;
- testarea și validarea tehnologiilor în mediul operațional real;
- instruirea și perfecționarea personalului

Obiective Specifice:

Testarea noilor tehnologii LiDAR(Light Detection and Ranging) și RGB(Red, Green, Blue) precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii în cazul Rețelei Electrice de Transport:

- LEA 220 kV Mintia - Timișoara: stâlpii 367 – 386;
- LEA 220 kV Reșița - Timișoara: stâlpii 17 – 42;
- LEA 220 kV Timișoara – Arad/Timișoara – Săcălaz: stâlpii 1 – 40 – zona de dublu circuit până la racordul Săcălaz;
- LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp: stâlpii 19 – 22 – traversare Dunăre și stâlpii 57 – 60 – Traversare braț Borcea, (porțiunea de traversare a Dunării.

Beneficii:

Principalele potențiale beneficii aduse de către această tehnologie sunt:

- reducerea timpului de inspecție cu până la 90%;
- reducerea costurilor cu inspecțiile aeriene cu până la 90%;
- creșterea siguranței prin limitarea intervenției umane;
- creșterea eficienței inspecțiilor aeriene prin acoperirea unui areal mai mare, comparativ cu metodele terestre clasice;

Alte beneficii

- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind operarea unor mijloace de zbor;
- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind administrarea și operarea datelor spațiale;
- suport tehnic C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. privind adoptarea de standarde, metodologii și ghiduri de bună practică din domeniul inspecțiilor aeriene.

Durata de implementare și valoarea estimată

Durata de implementare a Proiectului Pilot este de 24 de luni (06.10.2021-06.10.2023).

“DigiTEL – 3D LineVision este un proiect desfășurat cu forțe proprii.

Stadiul actual al Proiectului

Proiectul Pilot “DigiTEL – 3D LineVision” este în curs de derulare. În prezent sunt realizate scanările pe LEA vizate de acest proiect.

4. Proiect pilot DigiTEL Smart Vision – „Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale”

Obiectivele preconizate a fi atinse :

Obiectivele generale:

- o OG1 – Instruirea și pregătirea personalului operativ cu privire la efectuarea anumitor operațiuni;
- o OG 2 – Posibilitate de operare asistată de experți aflați la distanță.

Obiective specifice:

- o OSp 1 – Accesul rapid la informații și caracteristici tehnice ale echipamentelor și instalațiilor;
- o OSp 2 – Vizualizarea augmentată a subansamblelor componente din interiorul echipamentelor și instalațiilor;
- o OSp 3 – Colectarea tuturor informațiilor referitoare la echipamente și instalații, într-o singură bază de date cu acces rapid la procedurile de mentenanță și exploatare;
- o OSp 4 – Accesul facil cu ajutorul dispozitivelor inteligente;
- o OSp 5 – Dezvoltarea competențelor de asistență tehnică de la distanță pentru experți.

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

- suprapune elemente virtuale spațiului real și permite în același timp păstrarea contactului cu realitatea;
- posibilitatea de implementare pe diverse echipamente și instalații;
- accesibilitate de pe smartphone, tableta, laptop sau ochelari inteligenți;
- acces și control de la distanță;
- accesibilitate ușoară la documentația necesară activității (proceduri/ instrucțiuni tehnice) și totodată la rapoarte și grafice furnizate automat de către sistemul de realitate augmentată;
- instruire la fața locului a personalului implicat în activități de exploatare/ mentenanță;
- reducerea riscului de erori umane a persoanei implicat în activități de exploatare/ mentenanță;
- eliminarea rapoartelor și registrelor fizice (pe hârtie), prin completarea acestora direct în sistemul de realitate augmentată la fața locului.

Durata de realizare a investiției este de 5 luni (contract la cheie).

Stadiul actual al proiectului

Proiect Pilot „DigiTEL Smart Vision – Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale” se află în stadiul de inițiere a procedurii de achiziție publică pentru serviciile de proiectare, furnizare echipamente, execuție lucrări .

5. Proiect DigiTEL Smart Lines – „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid)”

Proiectul DigiTEL Smart Lines contribuie la realizarea următoarelor **obiective**:

Obiective generale:

- OG 1 – Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- OG 2 – Creșterea flexibilității în funcționare;
- OG 3 – Realizarea optimizării costurilor.

Obiective specifice:

- OSp 1 – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- OSp 2 – Aplicarea prevederilor standardelor Smart Grid;
- OSp 3 – Îmbunătățirea performanțelor personalului în luarea deciziilor legate de operarea, mentenanța, modernizarea sau înlocuirea activelor;
- OSp 4 – Optimizarea cheltuielilor pe durata de viață a activului monitorizat;
- OSp 5 – Implementarea conceptului „Indice de sănătate”;
- OSp 6 – Implementarea conceptului „Indice de risc”;
- OSp 7 – Implementarea conceptului „Determinare statistică a duratei de viață”.

Beneficiile monitorizării on-line a LEA sunt:

- Obținerea în timp real a datelor despre parametri de funcționare și de stare ai LEA;
- Corelarea dintre gradul de încărcare reală a LEA, capacitatea proiectată de încărcare și condițiile meteo;
- Furnizarea de avertisment în avans în cazul unor probleme de funcționare în apropiere sau peste limitele admise (forțe de tracțiune aproape de limită, săgeată a conductorului peste limita admisă, galopare alarmantă);
- Timp de reacție rapid pentru situații neprevăzute și capacitate crescută de reacție la intemperii;
- Eliminarea intervențiilor inutile și adesea riscante;
- Întreruperi minime în RET;
- Crearea unei baze de date în vederea aprecierii stării tehnice și a duratei tehnice de viață a LEA;
- Alinierea la cele mai noi reglementări în ceea ce privește fiabilitatea instalațiilor de transport energie electrică în vederea îmbunătățirii funcționării RET existente, creșterea fiabilității și a siguranței SEN.

Alte avantaje ale instalării unor echipamente de monitorizare on-line utilizând DLR sunt:

- Creșterea capacității de transport a LEA (cu aplicabilitate maximă în special pe liniile de interconexiune);
- Evitarea costurilor aferente întăririlor de LEA (reconductorări, înlocuiri de stâlpi, linii noi etc);
- Amânarea unor lucrări de modernizare;
- Evitarea costurilor de congestie;
- Creșterea bunăstării sociale prin accesul la energie mai ieftină;
- Vizibilitate îmbunătățită asupra funcționării LEA și a riscurilor.

Durata de implementare a proiectului este de 28 luni.

La momentul actual, proiectul se află la etapa de inițiere a procedurii de achiziție publică pentru serviciile de proiectare și furnizare/montare echipamente.

6. Proiect DigiTEL Trafo Expert – „Achiziția și montajul a 21 de sisteme de monitorizare integrate pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA”

Proiectul **DigiTEL Trafo Expert** contribuie la realizarea următoarelor **obiective**:

Obiective generale:

- OG 1 – Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- OG 2 – Creșterea flexibilității în funcționare;
- OG 3 – Realizarea optimizării costurilor.

Obiective specifice:

- OSp 1 – Creșterea capacității de răspuns la apariția unor evenimente cu impact deosebit asupra securității și funcționării RET;
- OSp 2 – Creșterea intervalului de timp programat pentru execuția unora dintre lucrările de mentenanță preventive la unitățile de transformare monitorizate și reducerea costurilor pe tipuri de intervenții;
- OSp 3 – Reducerea numărului de incidente prin anticiparea bazată pe date reale a vulnerabilității schemei normale.

Beneficiile rezultate în urma executării proiectului:

- creșterea intervalului de timp programat pentru execuția unora dintre lucrările de mentenanță preventivă la unitățile de transformare monitorizate și reducerea costurilor pe tipuri de intervenții;
- reducerea numărului de incidente prin anticiparea bazată pe date reale a vulnerabilităților schemei normale;
- contribuție la menținerea în exploatare a unităților de transformare monitorizate cu durata normală de funcționare expirată;
- reducerea costului energiei nelivrate ca urmare a scoaterii din funcțiune a transformatoarele de putere monitorizate pentru operații de mentenanță sau înlocuire;
- achiziția datelor în cadrul procesului de monitorizare permite implementarea unei structuri total redundante de obținere a datelor, cu implicații majore asupra verificării și eliminării datelor eronate și respectiv a deciziilor bazate pe acestea;

Durata de implementare a proiectului este de 42 luni.

La momentul actual a fost finalizată etapa I a proiectului, urmând a fi realizate etapele II și III.

1.7.2. Portofoliu de proiecte europene de cercetare și inovare

Acest tip de proiecte au la bază concepte sau idei din zona de cercetare-inovare și sunt puse în practică prin proiecte finanțate din fonduri europene prin axa Horizon 2020, CEF din cadrul Comisiei Europene. Proiectele finanțate prin Horizon 2020 SI cef, unde CNTEE Transelectrica SA este parteneră în cadrul consorțiilor sunt:

Proiectul European de cercetare INTERFACE:

Proiectul *“INTERFACE-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.

În consorțiul proiectului există 42 de parteneri, a demarat în luna ianuarie 2019, se va desfășura pe parcursul a 48 de luni și 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 capabilităților acestora.

Proiectul European de cercetare PHOENIX :

Proiectul de cercetare-inovare PHOENIX este finanțat de către Comisia Europeană în cadrul Programului Horizon 2020, pe axa SU-DS04-2018-2020 proiect ce are în vedere identificarea unor soluții de apărare a instalațiilor/sistemelor/ansamblurilor etc. la eventuale atacuri cibernetice

PHOENIX își propune să ofere un scut de protecție cibernetică infrastructurii europene EPES, care să permită detectarea la scară largă a unor eventuale atacuri cibernetice și minimizarea efectelor lor.

PHOENIX va realiza 3 obiective strategice:

- Consolidarea pregătirii cibersecurității EPES prin moduri de securizare, astfel:
 - „prin proiectare”, prin concepte noi de protecție pentru reziliență, supraviețuire, auto-apărare și responsabilizare .
 - „prin inovație” prin adaptare, modernizare și integrarea unui număr de proiecte pilot;

- Coordonarea pentru descoperirea, răspunsul și recuperarea incidentelor cibernetice la nivelul infrastructurii europene EPES.
- Accelerarea cercetării și inovării în domeniul cibersecurității EPES printr-o nouă implementare, monitorizare, detectare și atenuare.

PHOENIX este format dintr-un consorțiu prestigios format din 25 de parteneri (+1 terță parte), susținut de CERT-RO, care acoperă toate domeniile necesare, inclusiv producția de energie din surse regenerabile (RES)/VPP, TSO, DSO, agregatori, comercianți cu amănuntul, clienți, consumatori, furnizori de tehnologie, IMM-uri. Validarea PHOENIX va avea la baza 5 proiecte pilot de scară largă.

PHOENIX beneficiază de o finanțare europeană de 10.999.208 Euro, Transelectrica fiind beneficiara a 170.000 Euro. Proiectul este structurat pe 10 pachete de lucru, iar Compania este implicată în 3 dintre ele, având ca responsabilitate achiziționarea unui server care va fi utilizat într-un proiect pilot de testare atacuri cibernetice și care va fi utilizat într-o arhitectură de lucru virtuală .

PHOENIX a startat oficial în septembrie 2019 și are o durată de implementare de 36 luni, motiv pentru care în perioada ce va urma vom stabili un mod de lucru pentru eficientizarea derulării proiectului, în conformitate cu documentele aferente (Grant Agreement, Consortium Agreement etc.).

Proiectul European de cercetare FARCROSS:

Proiectul de cercetare-inovare FARCROSS este finanțat de către Comisia Europeană în cadrul Programului Horizon 2020 și are în vedere:

- Abordarea tehnologiilor de înalt nivel, care să faciliteze mărirea capacității de transfer a liniilor (de ex. Dynamyc Line Rating și Power Flow Control);
- Dezvoltarea piețelor și a platformelor de cuplare a piețelor pentru îmbunătățirea piețelor actuale intra-day;
 - managementul în timp real al incidentelor
 - suport pentru managementul sistemelor, prin asigurarea echilibrului și al serviciilor de reducere a riscului, la nivel regional
 - testarea serviciilor de asigurare a flexibilității, pentru evitarea congestiilor, a reglării frecvenței și pentru integrarea flexibilă a microrețelelor care generează/utilizează energie electrică.

Proiectul este structurat pe 10 pachete de lucru, astfel:

WP1-cerințe de etică pe care proiectul trebuie să le respecte.

WP2-managementul proiectului și asigurarea calității

WP3-modificări ale reglementărilor naționale privind eliminarea barierelor pentru inovații și cooperare transfrontalieră.

WP4 - Desfășurarea, demonstrația și evaluarea proiectului pilot - **MPFC DEMO**: Deblocarea capacității transfrontaliere cu soluții modulare de control al debitului de putere.

WP5 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - **DLR-H DEMO**: Management complex de rețea, tehnologie pentru tratarea problemelor legate de capacitatea liniilor de transport transfrontaliere.

WP6 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - **WAMS DEMO**: Implementarea unei zone largi privind Sistemul de protecție, automatizare și control (WAMPAC) aplicat sistemelor de transmisie transfrontalieră.

WP7 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot-DEMO, **EUROPAN**: pan-european Cadru de modelare pentru îmbunătățirea planificării/prognozei funcționării sistemului și analiza la nivel inter-TSO.

WP8 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - **OPTIM-CAP DEMO**: Co-optimizarea algoritmului de licitație de capacitate transfrontalieră .

WP9-Analiza cost-beneficiu. Evaluarea rezultatelor.

WP10-Exploatare , diseminare și comunicare.

Conform "Grant Agreement", sunt 30 de participanți, Transelectrica fiind implicată în 3 pachete de lucru și anume WP7,WP8 și WP10.

Proiectului de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network)

DELGAZ GRID și Transelectrica, în calitate de Parteneri activi în cadrul Proiectului, vor face demersuri pentru obținerea finanțării Proiectului, sub forma unei aplicații unice, denumită în continuare „Aplicația”, care va fi depusă în cadrul apelului / apelurilor de propuneri care vor fi lansate în anul 2022 prin CEF.

În cadrul Proiectului CARMEN CNTEE Transelectrica SA va beneficia de fonduri nerambursabile pentru obiectivului de investiții "Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori".

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții;

CNTEE Transelectrica SA trebuie să găsească soluții noi de creștere a puterii instalațiilor de reglaj al tensiunii în zonele stațiilor 400/220 kV Gutinaș, Suceava (UTT Bacău) și Roșiori (UTT Cluj), soluții care să permită ca reglajul de tensiune să fie unul fin și rapid în același timp, asemănător reglajului realizat de generatoare și nu în trepte ca cel realizat cu o bobină de compensare.

Dispozitivele moderne de compensare a puterii reactive pot:

- compensa rapid variațiile de putere reactivă menținând tensiunea nodului la valoarea de consemn în limitele capacității dispozitivului respectiv;
- diminua oscilațiile de tensiune și putere activă din cadrul SEN prin reacția rapidă la schimbarea condițiilor de funcționare a sistemului;
- îmbunătății stabilitatea SEN în contextul integrării centralelor electrice bazate pe surse regenerabile;
- fi proprietate diferit/distinct pentru fiecare nod de rețea în funcție de necesitățile existente, inclusiv în tehnologie hardware modulară pentru a reduce mentenanța și totodată amprenta la sol;
- controlate, comandate, monitorizate de la distanță (sala de comandă, treapta de dispecer);
- integrate în SCADA în stațiile electrice aferente.

Durata estimată a proiectului : 36 luni

Stadiul actual al proiectului

Aplicația pentru obținerea statutului de Proiect de Interes Comun pentru Proiectul Smart Grid CARMEN – Carpathian Modernized Energy Network a fost elaborată și depusă de către DELGAZ GRID la data de 08.03.2021, în calitate de Partener Lider, în colaborare cu Transelectrica și MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító ZRt în calitate de Parteneri Suport.

Până la această dată au fost încheiate următoarele documente între CNTEE Transelectrica SA și DELGAZ GRID SA:

- Memorandum de înțelegere privind depunerea aplicației pentru includerea proiectului pe lista proiectelor de interes comun – Nr 3427/ 17.02.2021
- Acordului de parteneriat în vederea pregătirii, depunerii, evaluării și contractării proiectului CARMEN prin programul „Mecanismul pentru interconectarea Europei” – Nr. 40620 / 07.10.2021

La nivelul CNTEE Transelectrica SA pentru obiectivul de investiții “Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori” a fost semnat contractul de întocmire Studiu de Fezabilitate și Caiet de Sarcini de achiziție contract la “cheie” proiectare , furnizare echipamente și execuție lucrări.

1. Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție

1.1 Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport

Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice aeriene

Tabelul 1.1 – Durata de funcționare a LEA

Perioada PIF	Tensiune [kV] / Lungime [km]			
	110	220	400	750
1960-1979	8,9	3764,28	3613,67	
1980-1999	29,1	61,12	1144,42	3,11
2000-2019	2,42	50,55	154,39	
2020-2039			72,13	

Tabelul 1.2 – Gradul de utilizare a LEA

Grad de utilizare [%]	Perioada PIF / Tensiune [kV]	110	220	400	750
	1960-1979	116,67	102,22	101,68	
	1980-1999	67,47	81,25	75,87	70,83
	2000-2019	14,58	24,47	20,13	
	2020-2039			0,00	

Se fac următoarele precizări:

- Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (asimilată cu durata normală de funcționare de 48 ani);
- Se iau în considerare tensiunile constructive ale LEA;
- În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, se ia în considerare tensiunea cea mai mică;
- Gradele de utilizare se calculează ca valoarea medie ponderată cu lungimea liniilor;
 - Durata normală de funcționare este de 48 ani conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE „Transelectrica”-SA.

b. Transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul 1.3 – Puneri în funcțiune transformatoare/ autotransformatoare

Perioada PIF / Puterea aparentă Trafo / AT [MVA]	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500
1960-1979	6	13	1	5	3		1	28		2	
1980-1999		5		12				9	12		

Anexa 6

2000-2019	2	15		7	4	2		42	18	20	2
2020-2039		1						3	1		

Tabelul 1.4 - Gradul de utilizare a transformatoarelor / autotransformatoare

Perioada PIF / Puterea aparentă [MVA]	10	16	20	25	40	63	10 0	200	250	400	500
1960-1979	195,14	186,54	24 2	184,1 7	191,6 7		18 3	192		194,4 4	
1980-1999		151,67		150				153,7 0	132,6 4		
2000-2019	25	24		26,19	37,50	33,3 3		38,69	47,69	56,15	72,9 1
2020-2039		0,00						0,00	0,00		

Se fac următoarele precizări:

- Gradul de utilizare a transformatoarelor / autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (asimilată cu durata normală de funcționare de 24 ani);
- Gradele de utilizare s-au calculat ca medie aritmetică a gradelor de utilizare pentru fiecare (auto)transformator în parte;
- La calculul duratei de funcționare și gradului de utilizare s-a utilizat anul de fabricație, acesta fiind considerat anul primei puneri în funcțiune;
- Durata normată de viață s-a considerat a fi durata normală de funcționare conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE "Transelectrica", respectiv 24 ani.

Programul de mentenanță RET

Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 1.5:

Tabelul 1.5 – Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tip de lucrări

Program de mentenanță RET				Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2018 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2019 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2020 [%]
Majoră	Reparații Capitale (RK)			[%]	98	100
	Reparații Curente (RC)			100		97
Minoră	Intervenții accidentale (IA)			99	98	97
	Inspecții tehnice/Control periodic (IT/CP)			100		100
	Lucrări speciale (LS)					98

Program de mentenanță RET				Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2018 [%]		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2019 [%]		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2020 [%]	
	Materiale			100		96	94		
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)			100		87	99		
	Revizii tehnice (RT)			94		99	100		
Total				98		97	99		

Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tip de instalații este prezentat în tabelul 1.6:

Tabelul 1.6 - Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe categorii de instalații

Categorie instalații		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2018 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2019 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2020 [%]
Stații		98	96	99
LEA		99	98	100
Transformatoare/ Autotransformatoare		97	99	99
Clădiri		98	93	97
Total		98	97	99

Mentenanța majoră (RK, RC), aceasta se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale.

În vederea creșterii gradului de realizare a mentenanței majore se iau, în principal, măsurile:

- monitorizarea și actualizarea periodică a programelor de mentenanță RET cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- corelarea retragerilor din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate pentru cazuri justificate, ETC..

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport este reflectată și în statistica incidentelor produse la echipamentele componente ale acesteia. În Tabelul 1.7 se prezintă evoluția numărului de incidente.

Tabelul 1.7 - Număr de incidente în RET

Instalații	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LEA	46	44	72	45	55	85	102	85	131	64	57
Stații	770	561	537	428	472	489	447	461	447	364	364
Total RET	816	605	609	473	527	574	549	546	578	428	421

Se constată următoarele:

- reducerea numărului de incidente la LEA în anul 2020 comparativ cu anul 2019, în timp ce la stații numărul de incidente rămâne același (364);
- în anul 2020 se observă o scădere a numărului total de incidente, comparativ cu ultimii patru ani.

Metodologia de determinare a stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor din RET gestionate de CNTEE Transelectrica SA

Cunoscând că Managementul Activelor (M.A.) reprezintă circa 20÷30% din cheltuielile de capital ale unei companii de transport, utilizate pentru exploatare, rezultă ca o necesitate optimizarea acestora fără să se reducă disponibilitatea rețelei de transport.

Pentru a reduce costurile și a îmbunătăți fiabilitatea rețelei, orice companie de transport trebuie să-și optimizeze strategia de mentenanță și să maximizeze costurile de investiții pe durata de viață a activelor și a componentelor critice (ansambluri și subansambluri funcționale).

Astfel se constată că la începutul perioadei de viață utilă a activelor, M.A. se concentrează pe o mentenanță de rutină (ex. MBT), apoi activul este supus reabilitărilor, re tehnologizărilor și apoi înlocuirii ca urmare a uzurii fizice și morale a acestuia.

Cunoscând factorii care conduc la uzura fizică, companiile de transport a energiei electrice trebuie să optimizeze M.A., prin aplicarea unor strategii de mentenanță trecând etapizat de la Mentenanța Bazată pe Timp (MBT) la Mentenanța Bazată pe Condiții/stare tehnică (MBC), Mentenanță Centrată pe Fiabilitate (MCF) și de la analiza bazată pe risc (ABR) la Mentenanța Bazată pe Risc (MBR).

În figura 1.1 se prezintă "Durata de viață" a unui activ și activitățile întreprinse în fiecare fază a duratei/ciclului de viață.

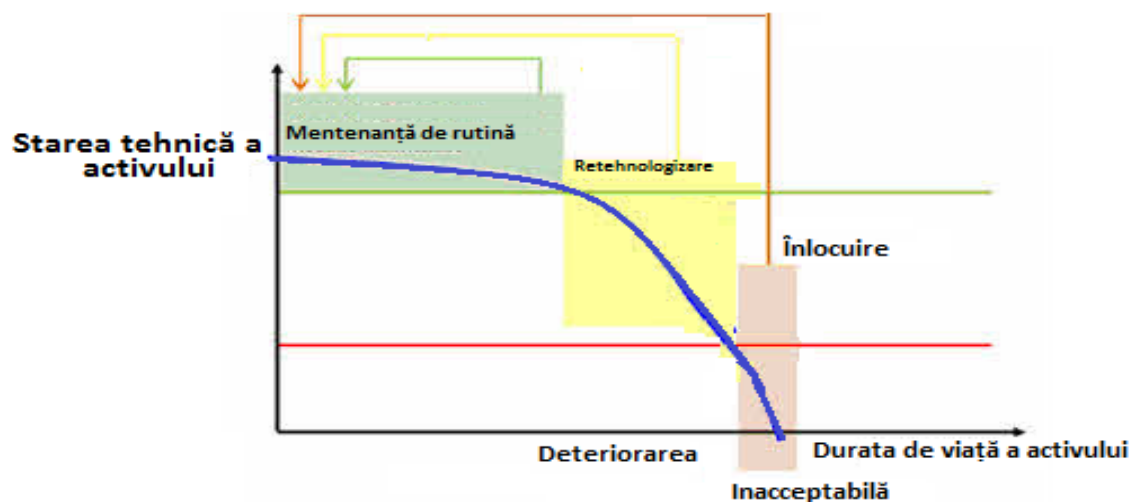


Fig. 1.1. Durata de viață a activului și activități necesare fiecărei faze

În aplicarea mentenanței bazată pe condiții/stare tehnică, calcularea indicilor de stare tehnică pe componente este esențială în depistarea componentelor critice pentru sistem și asigurarea fiabilității sistemului.

În baza indicatorilor de stare/sănătate a activelor și a evaluării cazurilor critice ținând seama și de importanța activului în rețea, conducerea Companiei ia decizii și alocă fonduri fie pentru mentenanță, fie pentru înlocuire, ținând seama de constrângerile financiare precum și de cerințele părților interesate.

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, Managementul Activelor cuprinde: înregistrarea/ contabilizarea activelor, sisteme de planificare privind retehnologizarea, mentenanța, diagnosticarea, monitorizarea off-line, controlul activelor, sisteme informatice și baze de date cu istoricul activelor precum și date în timp real obținute prin SCADA și monitorizarea on-line a activelor.

Procesul de management al activelor aferente sistemelor de transport al energiei electrice necesită instrumente suport ale deciziilor de management, pentru alegerea celei mai bune opțiuni în cazul unui număr de opțiuni alternative. Acest lucru poate fi privit ca un proces de decizie continuu bazat pe informații tehnice, economice și sociale. Acest proces de decizie se desfășoară etapizat (step by step) pe trei niveluri separate, așa cum este ilustrat în Figura 1.2.

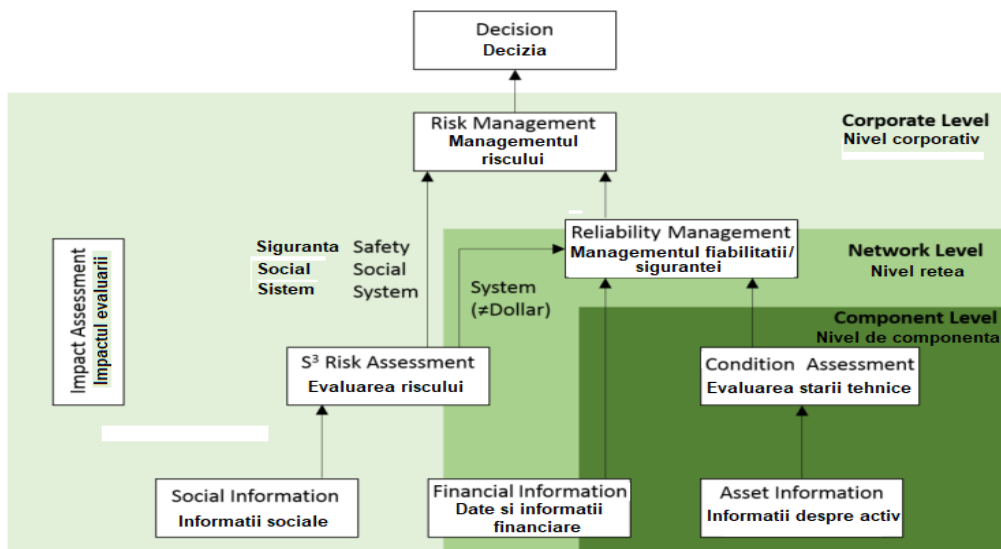


Fig. 1.2. Procesul de decizie în managementul activelor în sistemul de transport al energiei electrice

Managementul Activelor din RET cuprinde de regulă trei etape principale:

- **Nivel active** (evaluarea stării tehnice a fiecărui echipament și aparataj primar, linie electrică aeriană);
- **Nivel de rețea** (care ține seama de: starea tehnică a activelor RET menționate, riscul de defectare a acestora și implicațiile privind siguranța în funcționare a RET etc.);
- **Nivel Corporativ** (care ține seama de starea tehnică a componentelor, riscurile de defectare, performanțele sistemului de transport al energiei electrice, costuri, politica companiei în domeniul mentenanței și al investițiilor, angajamentele contractuale etc.).

Criterii pentru determinarea stării tehnice a echipamentelor primare de înaltă tensiune din RET

Determinarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face având la bază următoarele criterii principale:

- particularitățile constructive care influențează durata de viață a echipamentului/aparatului (activului);
- parametrii de stare și de funcționare care caracterizează starea tehnică momentană a activului și încadrarea activului în una din următoarele categorii de stare: Bună/Acceptabilă/Proastă/Inacceptabilă;

- limitele tehnice și criteriile de încadrare a activului în una din categoriile de stare tehnică menționate;
- nomenclatorul probelor/măsurătorilor/verificărilor/analizelor necesare pentru evaluarea stării tehnice momentane;
- vârsta activului;
- istoricul de funcționare și mentenanță a activului;
- criteriile de stabilire a indecșilor de stare tehnică și generală pentru activul respectiv;
- propunerile de măsuri de exploatare și mentenanță în funcție de categoria de stare tehnică momentană a activului;
- metodologia de evaluare a trecerii activului dintr-o stare în alta și de predicție a intervalului de timp până la execuția unui anumit tip de lucrare de mentenanță sau de înlocuire a activului etc.

Dacă la una din probe se obține o valoare corespunzătoare stării inacceptabile, aceasta implică declararea stării generale a activului ca fiind inacceptabilă.

Datele de intrare pentru determinarea stării tehnice

Evaluarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face în baza rezultatelor prelucrării următoarelor date de intrare:

- parametri de funcționare și de stare;
- evoluția în timp a parametrilor de funcționare și compararea acestora cu parametrii/limite prestabilite în procedurile tehnice de evaluare;
- comportarea în exploatare (incidente, avarii, goluri de tensiune etc.);
- vechimea echipamentelor ținând seama de anul de fabricație, PIF, RK, Retehnologizare etc. și de uzura fizică și/sau morală;
- importanța echipamentului/aparatului sau a LEA pentru RET și SEN;
- costuri asociate mentenanței etc.

Algoritmi pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor primare

Pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor și aparatelor primare, respectiv a liniilor electrice aeriene de înaltă tensiune din RET se pot folosi algoritmi specifici.

Rezultatele fiecărei analize/măsurători/verificări sunt comparate cu valorile limită stabilite în procedura tehnică și sunt încadrate în patru categorii de stare (bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă) cărora li se alocă un punctaj de stare.

La stabilirea indexului global de stare tehnică a echipamentelor și aparatelor primare se ia în considerare de asemenea istoricul de funcționare și vârsta lor, întrucât uzura tehnică și morală pot afecta deciziile privind menținerea lor în exploatare.

În funcție de punctajele acordate se determină punctajul total de stare tehnică a echipamentelor și aparatelor primare, indicator care permite ierarhizarea acestora, natura și respectiv urgența lucrărilor de mentenanță, în funcție de starea lor tehnică momentană.

Cunoscând indexul de stare tehnică a fiecărui echipament primar din stație se poate determina indexul general al stației electrice, care poate reprezenta un important criteriu de ierarhizare a lucrărilor de investiții și de mentenanță.

CNTEE Transelectrica SA a creat premisele unei continuări a activității de analiza a stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită, introducând acest serviciu în contractul de lucrări/servicii strategice în instalațiile electrice începând cu septembrie 2021.

Starea tehnică a stațiilor electrice din RET pe zone și niveluri de tensiune este prezentată în anexa E3 (confidențială).

1.2 Starea tehnică a Rețelei Electrice de Distribuție

Operatorii de Distribuție (OD) – reprezentați de ACUE (Federația Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie) au contractat un Consultant care, în perioada septembrie 2016 - aprilie 2017, a elaborat studiul *"Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România"* [25] care realizează o radiografie a situației curente a rețelelor de distribuție de energie electrică, oferind o perspectivă completă asupra performanțelor acestora și asupra stării curente a activelor.

Pentru a îndeplini aceasta cerință, în cadrul fazei 1 a studiului s-au stabilit următoarele obiective:

- Evaluarea stării rețelelor de distribuție – realizarea evaluării generale a stării rețelelor de distribuție de energie electrică din România (linii de distribuție, stații de transformare etc.) – atât la nivel național, cât și individual, pentru fiecare OD
- Analiza comparativă cu alte jurisdicții
- Colectarea datelor și analiza pentru un nou sistem de monitorizare a performanței

În cadrul studiului se prezintă următoarele informații și concluzii:

Nivelul de performanță al serviciului de distribuție a energiei electrice

Monitorizarea, măsurarea și raportarea în ceea ce privește continuitatea alimentării la nivelul rețelei de distribuție de energie electrică sunt instrumente importante pentru a compara performanța dintre diferite companii și pentru a identifica zonele unde sunt necesare îmbunătățiri. Doi dintre cei mai des utilizați indicatori cheie de performanță (ICP) sunt următorii:

- **SAIDI:** durata medie a întreruperii pentru fiecare client deservit, măsurată în minute;
- **SAIFI:** numărul mediu de întreruperi per client.

Ca și în alte țări europene, și în România există diferențe semnificative între Operatorii de Distribuție în ceea ce privește caracteristicile generale ale rețelei – de exemplu: zona de serviciu (suprafața deservită variază de la 5,300 km² până la 34,000 km²), numărul de clienți, densitatea consumatorilor (variază de la 25 de consumatori/km² până la 223 consumatori/km²), lungimea rețelei (doi dintre OD au o lungime totală a rețelei care este aproape dublă comparativ cu media celorlalți șase OD), proporția între clienți în mediul rural și clienți în mediul urban (50% clienți în mediul rural versus 16% clienți în mediul rural), etc. Aceste diferențe structurale contribuie la variații în cadrul performanțelor obținute de respectivii Operatori de Distribuție.

Există diferențe între OD-uri și în ceea ce privește baza activelor reglementate. De exemplu, în cazul stațiilor de transformare (ÎT/MT, MT/MT); există trei OD care dețin și operează mai mult de 200 de stații de transformare (ST), unul dintre aceștia având chiar 250 ST. În schimb, există un OD care are mai puțin de jumătate din acest număr, respectiv 106. În mod similar, numărul Posturilor de transformare MT/JT (PT) variază între 10.900 și aproape jumătatea acestui număr, respectiv 5.900. În cazul Punctelor de alimentare (PA), gama de variație este între 235, pentru un OD și 16 pentru un altul. Și aceste diferențe semnificative au impact asupra performanței fiecărei rețele de distribuție.

Starea rețelelor de distribuție a energiei electrice și a activelor

Este important de notat că baza de active a operatorilor este în general învechită, cu o proporție semnificativă de active mai vechi de 35 de ani (peste 58%).

Și în ceea ce privește reabilitarea sau înlocuirea activelor există diferențe. În conformitate cu datele furnizate de OD, în ultimii 10 ani, jumătate dintre stațiile de transformare (ÎT/MT, MT/MT) au fost reabilite. Procentajul stațiilor de transformare (ST) reabilite variază de la un minim de 18% pentru un OD, până la un maxim care depășește 60% pentru un alt OD. Alte active precum PT-urile au fost reabilite și/sau reînnoite în proporție mult mai mică. Pentru acest activ, media procentului de reabilitare din ultimii 10 ani este de doar 15%, variind între operatori de la 7% până la 34%.

La nivel european, analiza cauzelor SAIDI datorat incidentelor petrecute la diferite niveluri de tensiune a relevat faptul că "nivelul Medie Tensiune (MT)" are o contribuție covârșitoare. Această analiză evidențiază faptul că aproape 75% din SAIDI este rezultatul întreruperilor din rețeaua MT. Același tipar a fost observat și în România. În cazul SAIDI, studiul arată că în România media contribuției la acest indicator se aliniază mediei europene (ex. aproximativ 75% din contribuția SAIDI vine de la rețelele MT). În cazul SAIFI, cea mai semnificativă contribuție vine, din nou, de la nivelul MT, deși în acest caz media contribuției în România este peste media europeană, respectiv aproape 86%.

România monitorizează în mod regulat continuitatea alimentării la fiecare nivel de tensiune al rețelei de distribuție și înregistrează orice întreruperi. În România există 10 categorii (grupe) majore definite pentru cauzele defectărilor și în fiecare categorie există câteva subcategorii (sub-grupe) – care contribuie la definirea unei granularități mai ridicate în interpretarea defecțiunii. În conformitate cu datele colectate, cea mai frecventă cauză a incidentelor pe liniile MT este declarată "calitatea necorespunzătoare a materialelor", iar în cadrul grupei, cele mai multe defecte sunt alocate sub-grupei "deprecierea tehnică a materialelor, în condiții standard sau la sfârșitul duratei de viață".

Performanțele diferite ale OD, reflectate prin SAIDI și SAIFI, se explică atât prin prisma diferențelor enumerate mai sus, cât și prin faptul că abordarea societăților de distribuție a energiei electrice în stabilirea numărului exact de clienți afectați, în fiecare fază de remediere a defecțiunilor, apare a fi diferită.

Managementul activelor; noi indicatori de performanță

Conform rezultatelor studiului, activele rețelelor de distribuție a energiei electrice din România se apropie, în marea lor majoritate, de sfârșitul duratei standard de viață, de aceea operatorii ar trebui să analizeze unele strategii alternative de investiție, asociate înlocuirii acestor active îmbătrânite. Pentru unele dintre aceste active, durata de viață în funcțiune poate fi extinsă în mod sigur și fiabil, în timp ce altele trebuie neapărat înlocuite. Abordarea bazată pe riscuri privind starea tehnică ajută la prioritizarea și optimizarea portofoliilor de investiții de capital.

Gradul de automatizare al rețelelor. Sisteme de Măsurare Inteligente

Dezvoltarea Rețelelor Inteligente în România este într-o fază incipientă. Luând în considerare datele furnizate de companiile de distribuție a energiei electrice, studiul a evaluat nivelul de implementare a unui număr de măsuri pentru implementarea Rețelei Inteligente. Aceasta include integrarea în SCADA a liniilor ÎT, nivelul de înregistrare a elementelor rețelei de distribuție în GIS, și nivelul de automatizare și influența sa asupra nivelurilor de performanță a rețelei. Concret, în medie, nivelul de integrare al liniilor de înaltă tensiune la stații integrate în SCADA este de aproximativ 72%, variind între 47% - minim, și un maxim de aproape 90%.

Recomandările fazei 1:

- Îmbunătățirea raportării actuale:
 - Stabilirea unei metodologii clar definite de raportare (SAIDI, SAIFI, AIT și ENS).
 - Evaluarea independentă a procesului de raportare
- Introducerea noilor metrici de raportare:
 - Introducerea indicatorului de stare tehnică, alături de riscul de rețea, va promova bunele practici de gestionare a activelor și va asigura că investițiile OD reprezintă valoarea corespunzătoare pentru banii cheltuiți de consumator.
 - Implementarea Rețelelor Inteligente, pornind de la măsuri care au ca scop decarbonizarea, descentralizarea (producției) și digitalizarea sectorului energetic.
- Revizuirea mecanismelor de recunoaștere a costurilor:
 - Introducerea unui plan de stimulente financiare pentru performanță - performanța rețelei, mai bună (sau mai rea) decât ce a fost inițial convenit și decât obiectivele inițial hotărâte, va fi recompensată sau penalizată.
 - Revizuirea regimului cheltuielilor „neconvenționale” - introducerea unui stimulent asociat cu cheltuielile neconvenționale.

A fost realizată Faza 2 a studiului *”Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România”*, în care s-au analizat următoarele obiective:

- Evaluarea stării actuale a rețelelor electrice de distribuție
- Metodologia de stabilire a noilor investiții
- Estimarea investițiilor viitoare necesare în rețeaua de distribuție.

1. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani

1.1 Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET

1.1.1 Aspecte generale privind activitatea de mentenanță–componentă a Managementului Activelor

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția CNTEE Transelectrica SA de management al activelor și este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia. Conform cerințelor ANRE, activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM), care realizează planificarea activității și introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a acesteia. PAM înglobează și menține toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță, asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea și/sau actualizarea acesteia, în funcție de necesități. Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din CNTEE Transelectrica SA în baza *procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice*.

În activitatea de mentenanță se respectă cerințele documentelor specifice, în special:

- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 96/18.10.2017;
- Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/30.03.2016;
- NTE 010/2011/00 „Regulament pentru executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110-750 kV”;
- Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET-NTI–TEL–R–001–2007-04;
- Planul de dezvoltare a RET;
- Alte reglementări specifice.

Starea tehnică a instalațiilor RET se menține la un nivel corespunzător pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță, ca urmare a desfășurării în Companie a unui program riguros de *mentenanță* și a unui program susținut de *investiții* (*retehnologizare/modernizare, dezvoltare*) a instalațiilor RET.

Programele acțiunilor de mentenanță preventivă se stabilesc corelat cu *programele de investiții* (*retehnologizare/modernizare, dezvoltare*), atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice aeriene (LEA), pe baze științifice, prin criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanță sau investiții. În condițiile actuale de producere și consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN), luând în considerare tehnologiile utilizate sau aspecte de legislație, proprietate etc., se urmărește promovarea soluțiilor noi, de mentenanță a RET (alegerea tipului și modul de dimensionare a conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor de siguranță existente, tehnici de lucru sub tensiune-LST, tratarea on-line a izolației la unitățile de transformare pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare și evitarea costurilor cu congestiile și consumul propriu tehnologic, inspecția multispectrală a LEA, etc).

Principii și obiective privind strategia de mentenanță în cadrul CNTEE Transelectrica SA

Modul de abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

Obiectivele activității de mentenanță

➤ **Obiectivele strategice generale:**

- Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- Creșterea flexibilității în funcționare;
- Optimizare costurilor;
- Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței;

➤ **Obiectivele strategice specifice** pentru activitatea de mentenanță (derivând din cele strategice generale) sunt:

- 1.1. reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale/consecințelor acestora;
- 1.2. reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă – planificată, care necesită retragerea din exploatare a echipamentelor și instalațiilor (AF);
- 1.3. adoptarea de soluții pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare și evitare a congestiilor;
- 1.4. creșterea calității acțiunilor de mentenanță;
- 1.5. creșterea calificării personalului operativ în vederea utilizării sistemelor de monitorizare a activelor;
- 1.6. implementarea managementului riscului-identificarea, analiza, evaluarea și tratarea riscurilor
- 1.7. asigurarea și întreținerea culoarelor de siguranță LEA;
- 1.8. definirea de indicatori de performanță în contractele de mentenanță și investiții (garanție și post garanție) cu efecte în ceea ce privește reducerea duratelor de remediere a neconformităților;
- 1.9. creșterea capacității de răspuns la apariția unor evenimente cu impact deosebit asupra securității și funcționării RET, inclusiv efectuarea de exerciții de simulare, instruire și testare a capacităților Companiei.
- 2.1. utilizare tehnologii moderne (ex. LST, inspecții multispectrale, celule mobile, stâlpi de intervenție);
- 2.2. eficientizarea programării lucrărilor de mentenanță și investiții și retragerilor din exploatare pentru realizarea acestor lucrări;
- 2.3. adaptarea acțiunilor de mentenanță la specificul noilor instalații și tehnologii;
- 3.1. optimizarea stocurilor;
- 3.3. introducerea tehnologiilor noi în realizarea lucrărilor de mentenanță;
- 3.4. optimizarea intervalelor de efectuare a mentenanței;
- 3.5. adaptarea serviciilor de mentenanță modernizării activelor (instalații cu tehnologie GIS, platforme informatice de proces EMS-SCADA și metering etc).
- 3.6. digitalizarea proceselor care asigură implementarea standardelor de management al activelor.
- 3.7. consolidarea parteneriatelor cu furnizorii de lucrări, soluții, produse și servicii.
- 4.1. creșterea competențelor personale adaptate progresului tehnologic;

- 4.2. instruire personal simultan cu acțiunile de modernizare/introducere noi tehnologii;
- 4.3. monitorizare și evaluare performanțe/competențe personal prestator.

Obiectivele specifice stabilite prin strategia de mentenanță sunt cuantificate printr-un **set de indicatori-KPI (Key Performance Indicators)**, care pot fi folosiți pentru monitorizarea performanțelor activității de mentenanță. De asemenea, acești indicatori pot fi utilizați și pentru o analiză a componentelor activității în care sunt necesare anumite măsuri de îmbunătățire.

Indicatorii sunt cuantificabili și pot acoperi aspecte tehnice (de exemplu, cu referire la consecințele incidentelor care pot apărea în funcționarea RET sau la acțiunile de mentenanță planificată) și aspectele economice, după cum urmează :

1. Indicatori - KPI - tehnici:

- Indisponibilitatea accidentală și planificată a instalațiilor (trafo/AT, respectiv LEA),
- Energia nelivrată consumatorilor (întreruptă) în urma evenimentelor accidentale produse în RET,
- Timpul Mediu de Întrerupere (AIT)

2. Indicatori - KPI - economici:

- Costurile de mentenanță.

Evoluția acestor indicatori evidențiază efortul pentru realizarea obiectivelor urmărite prin activitatea de mentenanță.

Principiile strategiei de mentenanță aplicate în cadrul CNTEE Transelectrica SA sunt:

- Utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- Corelarea Programului de mentenanță RET cu cel de investiții pe ansamblul activităților și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- Integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul integrat de calitate, mediu, sănătate și securitate în muncă;
- Managementul stocurilor de mentenanță.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanță s-a elaborat ca normă specifică internă, *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* (cod NTI-TEL-R-001-2007).

Întrucât s-a evidențiat necesitatea existenței unui flux unic și transparent de date și informații privitoare la activitatea de mentenanță, care să pună la dispoziție toate datele disponibile și facilități de control al calității acestora, s-a creat o bază de date de echipamente specifică, pentru gestionarea, optimizarea și coordonarea tuturor acțiunilor de mentenanță. Inventarele ansamblurilor funcționale (AF) se întocmesc în mod ierarhizat, până la nivelul stației electrice și al celulei electrice, utilizându-se și un mod de codificare ierarhizat. Sistemul de management al mentenanței este organizat pe baza acestor nomenclatoare și conține instrumentele necesare pregătirii, lansării și desfășurării acțiunilor de mentenanță, urmăririi cheltuielilor, gestionării aparatajului de rezervă.

De asemenea, ansamblurilor funcționale din cadrul RET li se asociază informații pentru identificare, localizare, caracteristici tehnice și constructive, precum și informații privitoare la evenimentele (aleatoare și deterministe) necesare pentru crearea și menținerea unei baze de date tehnice unitare, utilizabilă în scopuri multiple, inclusiv în activitatea de mentenanță pentru alegerea, programarea și desfășurarea lucrărilor/serviciilor.

În CNTEE Transelectrica SA se efectuează, după caz, servicii/lucrări de mentenanță:

- **corectivă** - lucrări de mentenanță neplanificate, care se efectuează după detectarea defectării, în scopul readucerii acestora în starea de a-și putea îndeplini funcțiile pentru care au fost proiectate, sau după o întrerupere voită a funcționării acestora, atunci când este iminentă producerea unui defect;
- **preventivă** - lucrări de mentenanță planificate, cu caracter profilactic, executate cu scopul prevenirii defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau degradării;

În cadrul programelor, serviciile/lucrările de mentenanță preventivă se încadrează pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4), care reprezintă gradul de complexitate al conținutului acestora, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori/executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii încadrate în categoria de **mentenanță minoră** (de regulă inspecții/revizii tehnice și controale periodice).

Nivelurile 3 și 4 reprezintă lucrări de **mentenanță majoră** (de regulă reparații curente și capitale).

Mentenanța **preventivă** este bazată, după caz, pe:

- **timp**, în cazul mentenanței minore, prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET) în funcție de categoria lor, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în funcție de stare, respectiv, după caz, de condițiile locale, specifice și de importanță.
- **stare**, în funcție de condiția tehnică a echipamentelor/instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor/serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ține evidența costurilor/volumelor planificate și realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru și determinarea oportunității acțiunilor utilizând lucrul sub tensiune (LST) se analizează comparativ costurile, luând în considerare și componentele determinate de consumul propriu tehnologic și congestii.

În conformitate cu principiile și criteriile enunțate, implementarea strategiei de mentenanță și elaborarea Programelor de mentenanță anuale se face parcurgând următorii pași:

- Generarea și structurarea Programului de mentenanță în conformitate cu strategia Companiei;
- Definitivarea Programului anual de retrageri din exploatare (cu luarea în considerare a serviciilor/lucrărilor în tehnologie LST) corelat cu Programele anuale de mentenanță și investiții;
- Stabilirea bugetului de mentenanță, pe baza programelor întocmite;
- Achiziția și contractarea serviciilor/lucrărilor de mentenanță în conformitate cu legislația în vigoare și criterii de selecție riguroase proprii CNTEE Transelectrica SA;
- Derularea Programului de mentenanță RET la nivelul Unităților Teritoriale de Transport coordonate metodologic de către Direcția de profil din Executivul Companiei cu urmărirea încadrării în bugetul aprobat și utilizând facilitățile oferite de pachetele software specializate;

- Actualizarea Programului de mentenanță având în vedere corelarea permanentă cu derularea efectivă a Programului de investiții și respectarea Programului anual de retrageri din exploatare.

Particularitățile fiecărui proiect corespund structurii activelor pe care le deservește sub raportul mentenanței, dar se încadrează în mod unitar în strategia și conceptul de coordonare a mentenanței la nivelul CNTEE Transelectrica SA.

Există și situații în care este necesară revizuirea, după caz, a duratei/valorilor programului de mentenanță RET stabilit inițial, ca urmare a efectuării unor lucrări de mentenanță corectivă, în urma producerii unor evenimente accidentale cauzate de diverși factori, cum ar fi: apariția unor condiții meteo nefavorabile, sustrageri de elemente componente ale instalațiilor electrice, degradarea fizică și morală a unor echipamente ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situații care au apărut pe parcursul derulării Programelor de mentenanță RET anuale și care au impus necesitatea suplimentării sau realocarea fondurilor prevăzute inițial, astfel:

- intervenții în regim de urgență pentru rezolvarea situațiilor apărute accidentale (înlocuiri de elemente sustrate la LEA, consolidare fundații borne LEA afectate de viituri, tăiere vegetație pentru întreținere culoar LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a deteriorării parametrilor electrici ai echipamentelor, în special unități de transformare;
- efectuarea unor lucrări de înlocuire a izolației pe anumite LEA în regim de lucru sub tensiune, pentru reducerea timpilor de retragere din exploatare a instalațiilor electroenergetice și menținerea în stare normală de funcționare, tarifele pentru lucru sub tensiune fiind mai mari decât cele pentru lucrări efectuate cu retragerea instalațiilor din exploatare

Odată cu diversificarea surselor de energie în cadrul SEN - apariția surselor regenerabile, cu precădere a celor eoliene - s-a constituit ca o provocare găsirea de soluții alternative de mentenanță, cum ar fi lucrul sub tensiune (LST) sau inspecțiile aeriene multispectrale ale LEA.

Criterii de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră/retehnologizare/modernizare în instalațiile existente

Volumul mare al instalațiilor care necesită lucrări de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră, coroborat cu situația favorabilă (încărcări încă relativ reduse) preconizată în RET în următorii ani, justifică un efort investițional și financiar sporit în această perioadă, motivat și de menținerea standardelor de calitate impuse de reglementările tehnice și standardele existente, respectiv de funcționarea interconectată cu sistemul european ENTSO-E.

În vederea stabilirii ordinii de prioritate a acțiunilor de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră, se realizează o analiză care ține seama de:

- starea tehnică a AF și componentelor acestora, cuantificată pe baza informațiilor privind frecvența și durata indisponibilităților accidentale, evoluția parametrilor și caracteristicilor de funcționare, istoria mentenanței, costuri etc.

- importanța AF din punct de vedere al asigurării siguranței/stabilității în cadrul SEN (determinată prin calcule de regimuri staționare - curenți în laturi, tensiuni în noduri -, energii nelivrate la consumatori/blocate în centrale/netranzitate între zone de sistem, calcule de stabilitate statică și tranzitorie etc., precum și prin criterii care descriu însemnătatea instalației: nivel de tensiune, asigurarea serviciilor de sistem, alimentare consumatori importanți, evacuare putere din centrale interconexiune etc.)

Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la ansamblurile funcționale și componentele acestora se planifică pe bază de stare. Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la categoriile de instalații/echipamente, altele decât ansamblurile funcționale (de exemplu clădiri, elemente de construcție, rezervoare, conducte, împrejmuiri etc.) se planifică pe bază de timp și stare, fundamentat pe baza inspecțiilor tehnice periodice, a documentațiilor tehnice și a experienței de exploatare.

Managementul riscului

La planificarea/prioritizarea acțiunilor de mentenanță se au în vedere principii ale MR (Managementul Riscului), ținându-se seama de aspectele conjugate privind:

- comportarea în exploatare constatată pe baza înregistrării și prelucrării anuale a datelor statistice;
- starea tehnică a AF și componentelor acestora;
- importanța AF și componentelor acestora în cadrul SEN,
- riscuri ale indisponibilizărilor (probabilitate, impact) unor AF

Importanța AF se stabilește/actualizează de către UnO-DEN ori de câte ori au loc modificări esențiale în configurația SEN.

1.1.2 Programul de mentenanță al instalațiilor RET (stații și linii electrice)

Stabilirea Programului de mentenanță de perspectivă se face pe baza unor analize multicriteriale, prin care acțiunile de mentenanță majoră se orientează, prioritar, la instalațiile de transport al energiei electrice care realizează :

- interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine;
- conexiunile între zone de sistem sau între stații electrice importante;
- evacuarea puterii de la marii producători;
- alimentarea zonelor importante de consum (se are în vedere și creșterea capacității de transport).

Programul de mentenanță pentru LEA și pentru stații electrice se elaborează în corelare reciprocă și, de asemenea, așa cum s-a arătat, cu privire la strategia de mentenanță, corelat cu Programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc.). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc.

Mentenanța majoră

Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2022 + 2031 ține seama de prioritizarea stațiilor pe criteriul stării tehnice (vechimii) și al importanței, dar și de localizarea geografică a stațiilor. S-a evitat (pe cât posibil) programarea de lucrări simultane în stații situate în aceeași zonă geografică. Această cerință rezultă din obligația CNTEE Transelectrica SA de a menține siguranța și continuitatea în funcționare a SEN, pe durata lucrărilor în stații, la nivelul standard și de a reduce costurile pentru eliminarea congestiilor în rețea. De asemenea, planificarea în același timp a mai multor lucrări în aceeași zonă a SEN conduce la necesitatea realizării de lucrări provizorii (cabluri, stâlpi de subtraversare etc.) care măresc nejustificat costul lucrărilor.

Mentenanță minoră și lucrări speciale

În afara lucrărilor de mentenanță majoră, în instalațiile RET se mai realizează programat, servicii/ lucrări de mentenanță preventivă minoră (de rutină) conform normei tehnice interne Regulament de mentenanță la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2007-) precum și servicii/lucrări speciale, cu impact asupra securității și siguranței în funcționare a instalațiilor (în tehnologii speciale, provizorate etc.).

Soluții tehnice moderne, inovative

Se are în vedere dezvoltarea tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN, în scopul creșterii capacității de transport, reducerii cheltuielilor de mentenanță și diminuării pierderilor de putere în RET ca urmare a reducerii perioadelor de retragere programată din exploatare a LEA și stațiilor.

Proiectele de mentenanță majoră pentru stații electrice și liniile electrice aeriene pentru perioada 2022+2031 sunt prezentate în tabelele 11.2 și 11.3 și respectiv în Anexele E-1 (nu se publică) și E-2 (nu se publică).

Impactul nerealizării programelor de mentenanță asupra siguranței SEN. Măsuri

La baza asigurării siguranței în funcționare a RET (SEN) stă mentenanța preventivă și corectivă minoră: revizii tehnice (RT), controale periodice (CP) respectiv, reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) și intervenții accidentale (IA). Statistic se constată că mentenanța preventivă minoră se realizează în procent de peste 95%, iar mentenanța corectivă este realizată funcție de necesități.

Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza Regulamentului de mentenanță preventivă NTI-TEL-R-001 și are ca scop preîntâmpinarea unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. În cazurile în care, din considerente de sistem, nu pot fi retrase pentru acțiuni de mentenanță preventivă anumite ansambluri funcționale, se retrag operativ altele, pe cât posibil de același tip. **Acest tip de mentenanță influențează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor acțiuni de mentenanță de genul intervențiilor accidentale (IA).**

În ceea ce privește mentenanța majoră (reparații curente și capitale), aceasta se realizează pe bază de contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale. În acest fel, având în vedere complexitatea și durata activităților pregătitoare necesare încheierii unor asemenea contracte, diferențele între valorile estimate programate și cele realizate pot deveni semnificative.

Printre cauzele care ar putea să conducă la nerealizări ale programelor de mentenanță majoră, se pot enumera:

- valorile adjudecate în urma procedurilor concurențiale sunt mai scăzute față de valorile estimate și programate sau valorile decontate au fost mai mici decât cele programate;

Anexa 7

- dificultăți în acordarea retragerilor din exploatare/reprogrămări ale retragerilor din exploatare ale instalațiilor, pe fondul unor situații din sistemul energetic favorabile producerii de energie din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice);
- condiții meteo nefavorabile efectuării unor lucrări (în special la LEA, la elementele de construcții din stațiile electrice de transformare);
- dificultăți în obținerea avizelor și autorizațiilor de la diverse entități ale statului (primării, inspectorate, agenții etc.);
- reluarea proceselor (laborioase) de achiziție publică a unor contracte de reparații din cauza lipsei ofertanților.

În ceea ce privește impactul nerealizării programelor de mentenanță majoră asupra siguranței SEN, *pe termen scurt și mediu* acesta poate fi considerat mic, dat fiind că la baza asigurării siguranței în funcționare a RET stă, în cea mai mare parte, mentenanța preventivă și corectivă minoră. În schimb, nerealizarea programelor de mentenanță majoră poate avea impact negativ semnificativ, *pe termen lung*.

În vederea creșterii gradului de realizare a mentenanței majore pot fi luate în considerare măsuri precum:

- actualizarea periodică a programelor de mentenanță cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- o mai bună corelare a retragerilor din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- simplificarea procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor necesare inițierii lucrărilor;
- simplificarea procedurilor de achiziție.

Tabel 1.2 Programul lucrărilor de mentenanță majoră pentru stațiile aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA - perioada 2022-2031

Nr. Crt.	TRANSPORT - STATII	Total estimat	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
T1	TOTAL (RK Statii *)											
2	Proiecte RC statii											
3	Proiecte RK, RC Transformatoare											
4	Proiecte RK, RC Cladiri											
T2	TOTAL Mentenanta majora (RK si RC) Statii, Transformatoare, Cladiri											
5	Servicii/lucrari strategice in instalatii Statii, Trafo, Cladiri											
T3	TOTAL Mentenanta (majora si minora) Statii, Transformatoare, Cladiri											

Anexa 7

Tabel 1.3 Programul lucrărilor de mentenanță pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA-perioada 2022 - 2031

Nr. Crt.	TRANSPORT - LEA	Total estimat	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	LEA 220 kV Tihau-Baia Mare 3											
2	LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo											
3	LEA 400 kV Rosiori-Gadalin											
4	LEA 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia											
5	LEA 220 kV Aref-Raureni											
6	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord											
7	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu											
8	LEA 400 kV Cernavodă- Constanta Nord											
9	LEA 400 kV Porti de Fier - Slatina											
10	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud											
11	LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circ.1+2											
12	LEA 400 kV Tantareni-Bradul											
13	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomitei circ.1											
14	LEA 400 kV Mintia-Arad											
15	LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde											
16	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 2											
17	LEA 400 kV Brasov-Darste											
18	Racorduri LEA 220 kV Gutinas -AT1,2, TA7,8 Borzesti											
19	Inspectie aeriana multispectrala din elicopter a LEA 110-750 kV											
20	Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola											
T1	Total Mentenanta majora (RK si RC) LEA											
21	Servicii/lucrari strategice in instalatii LEA											
T2	Total Mentenanta (majora si minora) LEA											

1.2 Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare si monitorizare a calității energiei electrice

DM-OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare și al sistemului de monitorizare a calității energiei electrice, realizează mentenanța acestor sisteme în funcție de caracteristicile lor tehnice și utilizând metode moderne, precizate prin proceduri sau prescripții tehnice. Programele de mentenanță au în vedere contoarele, concentratoarele, terminalele de comunicație tip modem, echipamentele sistemului central de management al datelor, trusele portabile de verificare, masa de verificare a contoarelor, instrumentele de măsurare și etalon, echipamentele de monitorizare a calității energiei electrice, sistemele de monitorizare a calității energiei electrice, echipamentele de parametrizare.

În conformitate cu „Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET-NTI-TEL-R-001-2007-”, la nivelul DM-OMEPA se întocmesc anual programe de mentenanță preventivă pentru echipamentele menționate pe fiecare tip de ansamblu și subansamblu funcțional. Periodicitatea verificărilor în instalații precum și a celor metrologice este procedurată conform legislației specifice.

Pentru echipamentele și sistemele ce nu pot fi întreținute de DM-OMEPA (și care nu mai sunt în garanție) există contracte cu firme de specialitate pentru realizarea mentenanței preventive și corective (echipamentele sistemului central de management al datelor, contoarele etalon, sistemul de monitorizare a calității energiei electrice).

Anexa 7

Având în vedere că, pentru piața angro de energie electrică, echipamentele utilizate sunt echipamente electronice cu fiabilitate ridicată, periodicitatea de verificare în teren a acestora fost modificată de la 6 luni la 12 luni.

1. Managementul Infrastructurii Critice și Managementul Situațiilor de Urgență

În contextul internațional marcat de intensificarea acțiunilor teroriste, mai ales asupra statelor democratice care fac parte din UE, trebuie luat în considerare riscul de țară al României - din perspectiva securității naționale - ca posibilă țintă a organizațiilor de tip terorist. Prin efectele pe care le poate avea un atac terorist asupra obiectivelor CNTEE Transelectrica SA, pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate (localități izolate) și mergând până la perturbarea întregului SEN, cu efecte dezastroase atât asupra populației, cât și asupra economiei în ansamblu, instalațiile RET operate de CNTEE Transelectrica SA reprezintă o țintă predilectă a unor posibile acțiuni teroriste. De asemenea, în cadrul societății românești a crescut fenomenul infracțional manifestat atât prin furturi, cât și prin intruziuni neautorizate în rețelele de calculatoare.

În lumina celor expuse mai sus, CNTEE Transelectrica SA a creat, în cadrul structurii sale organizatorice, o componentă responsabilă pentru protecția obiectivelor desemnate ca infrastructuri critice naționale/europene și pentru managementul situațiilor de urgență, în conformitate cu:

Cadrul legislativ european

- **Directiva Consiliului Europei 2008/114/CE** din 8 Decembrie 2008, privind identificarea și desemnarea infrastructurilor critice europene și evaluarea necesității de îmbunătățire a protecției acestora;

Cadrul legislativ național

- **OUG nr. 98** din 3 Noiembrie 2010, privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice;
- **Legea nr. 18/2011** pentru aprobarea OUG nr. 98/2010;
- **H.G. nr. 718/2011** pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice;
- **Decizia Prim-Ministrului nr. 166** din 19 martie 2013 privind aprobarea Normelor metodologice pentru realizarea / echivalarea / revizuirea planurilor de securitate ale proprietarilor / operatorilor / administratorilor de infrastructură critică națională/europeană, a structurii-cadru a planului de securitate al proprietarului/operatorului/administratorului deținător de infrastructură critică națională/europeană și a atribuțiilor ofițerului de legătură pentru securitate din cadrul compartimentului specializat desemnat la nivelul autorităților publice responsabile și la nivelul proprietarului/operatorului/administratorului de infrastructură critică națională/europeană.

Activitatea privind *Managementul situațiilor de urgență* se realizează în conformitate cu prevederile următoarelor acte normative de referință în domeniu:

- **Legea nr. 307/2006** privind apărarea împotriva incendiilor, cu modificările și completările ulterioare;
- **Legea nr. 481/2004** privind protecția civilă, republicată, cu modificările ulterioare;
- **OUG nr. 21/2004** privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 15/2005;

Misiunea constă în:

- Protecția infrastructurilor critice - Elaborarea, aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea PSO pentru fiecare ICN/ICE aflate în operarea Companiei;
- Asigurarea continuității activității de protecție a ICN/ICE și Recuperarea după dezastre în conformitate cu ISO21500:2012 și îndrumările CNCPIC și APR;
- Organizarea și coordonarea activității privind *Managementul situațiilor de urgență* (Apărarea împotriva incendiilor și Protecția civilă) la nivel de Companie.
- Elaborarea, actualizarea, implementarea, menținerea în funcțiune, auditarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de Management Integrat al Riscului, în toate entitățile organizatorice ale Companiei prin activitatea Managementul Riscului, facilitând astfel realizarea eficientă și eficace a obiectivelor CNTEE „Transelectrica” – S.A. și contribuind la creșterea valorii Companiei.

Legislația care reglementează protecția informațiilor clasificate și legislația care reglementează protecția datelor cu caracter personal este prezentată în continuare:

• **Protecția informațiilor clasificate**

- Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002 privind protecția informațiilor clasificate.
- Hotărârea nr. 585 din 13 iunie 2002 pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România;
- Hotărârea nr. 781 din 25 iulie 2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu
- Hotărârea nr. 1.349 din 27 noiembrie 2002, privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate;
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE STAT, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și UNITĂȚI TERITORIALE și termenele de menținere a acestora în nivelurile de secretizare;
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE SERVICIU, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și UNITĂȚI TERITORIALE;
- Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C 2;
- Norme interne privind protecția informațiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C. 1, înregistrate cu nr. 21611/15.06.2017.

• **Protecția datelor cu caracter personal**

- *REGULAMENTUL (UE) nr. 679 din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecția datelor).*
- *Legea nr. 190 din 18 iulie 2018, privind măsurile de punere în aplicare a Regulamentului (UE) 2016/679 al Parlamentului European și al Consiliului din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecția datelor);*
- ***Normele Interne privind protecția datelor cu caracter personal în C.N.T.E.E. "Transelectrica" S.A. – Executiv și Unități Teritoriale de Transport,*** versiunea MAI 2018, aprobată de Conducerea Companiei prin *Nota privind implementarea și aplicarea REGULAMENTULUI (UE) nr. 679 din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date*, înregistrată cu nr. 22490/30.05.2018.

1. Protecția mediului asociată RET

1.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului

Rețelele electrice de transport au un anumit impact negativ asupra mediului pe parcursul întregii lor durate de viață, începând cu etapa „construcție-montaj” (Tabelul 1.1), continuând cu etapa „exploatare-mentenanță” (Tabelul 1.2), până la etapa finală de „dezafectare”.

Tabelul 1.1 Impacturile semnificative determinate de activitățile de construcție – montaj al instalațiilor CNTEE Transelectrica SA:

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	• deschiderea unor noi căi de acces, decopertări și excavații ale solului • afectarea florei (prin defrișări) și faunei (prin fragmentarea habitatului) • ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite • generarea de deșeuri (metale, material ceramic, sticlă, materiale plastice, ulei electroizolant, beton, moloz, ambalaje etc.)
Chimic	• utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solvenți, reactivi etc.) • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice din echipamente • emisii de gaze de ardere (CO_x, SO_x, NO_x, COV, pulberi) în atmosferă de la instalațiile de încălzire sau mijloace de transport • emisii de hexafluorură de sulf în atmosferă datorită neetanșeităților echipamentelor
Sonor	• zgomot produs de funcționarea echipamentelor și de mijloacele de transport
Socio-economic	• perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutații de populație

Tabelul 1.2 Impacturile semnificative determinate de activitățile de exploatare – mentenanță al instalațiilor CNTEE Transelectrica SA

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	• ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor • defrișarea sistematică a vegetației • afectarea habitatului faunei sălbatice • obstacole în calea zborului păsărilor • potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări • efectele sonore și luminoase ale fenomenului corona • perturbații ale sistemelor de radio și televiziune • influențe asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea • efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii
Vizual	• afectarea peisajului
Sonor	• zgomotele produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET • zgomot produs de fenomenul Corona (la LEA de foarte înaltă tensiune) sau de funcționarea echipamentelor și de transportul auto
Psihic	• teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET
Chimic	• poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice • poluarea aerului prin emisii de la : instalații de încălzire ,mijloace de transport, baterii de acumulatori, hexafluorură de sulf • generarea de ozon și oxizi de azot prin efect corona la înaltă tensiune
Mecanic	• pericol potențial de coliziune cu aparate de zbor • pericol de cădere în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri etc. • pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată

1.2 Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei

Principalele reglementări naționale privind protecția mediului, aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea RET sunt:

- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protecția Mediului;
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;

- HGR nr. 1.076/2004 – privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe;
- OMMDD nr. 1.798 /2007 – pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu;
- Ordin al Ministerului Economiei și Comerțului nr.175/2005 privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protecție a mediului de către agenții economici cu activitate industrială, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin al Ministrului Economiei nr. 1918/2009, pentru modificarea Ordin MEC nr. 175/2005;
- Legea nr. 107/1996 – Legea apelor, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 173/2000 – pentru reglementarea regimului de gestionare și control a bifenililor policlorurați și ale altor compuși similari, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 188/2002 – pentru aprobarea unor norme privind condițiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 13/1993 pentru aderarea României la Convenția privind conservarea vieții sălbatice și a habitatelor naturale din Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979;
- OMSP nr. 1193/2006 – pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- LEGE nr. 249/2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje;
- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice;
- Legea nr. 89/2000 pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare african-eurasiatice, adoptat la Haga în anul 1995;
- Legea nr. 360/2003 (republicată) – privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 105/2006 pentru aprobarea OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu;
- Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător;
- OMS nr. 119/ 2014 pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației;
- HG nr. 856/2002 – privind evidența gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 124/2003 – privind prevenirea , reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 170/2004 – privind gestionarea anvelopelor uzate;
- Ordonanța nr. 2 /2021 privind depozitarea deșeurilor;
- HGR nr. 322/2013 privind restricțiile de utilizare a anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice;
- LEGE nr. 121/2019 privind evaluarea și gestionarea zgomotului ambiant;
- LEGE nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accidente majore în care sunt implicate substanțe periculoase;
- LEGE nr. 74/2019 privind gestionarea siturilor potențial contaminate și a celor contaminate;

- HGR nr. 1.132/2008 – privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori;
- LEGE nr. 278/2013 privind emisiile industriale;
- OUG nr. 196/2005 privind fondul pentru mediu, cu modificările și completările ulterioare;
- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, cu modificările și completările ulterioare ;
- OMAPM nr. 462/1993 – pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare;
- OMAPPM nr. 278/1997 – privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosințele de apă potențial poluatoare;
- ORDIN nr. 891/2019 privind aprobarea Procedurii și competențelor de emitere, modificare, retragere și suspendare temporară a autorizațiilor de gospodărire a apelor, precum și a Normativului de conținut al documentației tehnice supuse autorizării;
- OMMP nr. 19/2010 – pentru aprobarea Ghidului metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potențiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar;
- OMMP nr. 794/2012 privind procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje și deșeuri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Convenției de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale rețelelor aeriene de electricitate asupra păsărilor.

Datorită apartenenței României la UE, regulamentele europene se aplică în țara noastră fără a mai fi transpuse în legislația națională.

Principalele regulamente europene aplicabile activității CNTEE Transelectrica SA sunt următoarele:

- Regulamentul CE nr. 517/2014 privind gazele fluorurate cu efect de seră și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 842/2006, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul nr. 1907/2006 al Parlamentului European și al Consiliului privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH), de înființare a Agenției Europene pentru Produse Chimice, de modificare a Directivei 1999/45/CE și de abrogare a Regulamentului (CEE) nr.793/93 al Consiliului și a Regulamentului (CE) nr. 1.488/94 al Comisiei, precum și a Directivei 76/769/CEE a Consiliului și a directivelor 93/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE și 2000/21/CE ale Comisiei, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul (CE) nr. 1.272/2008 privind clasificarea, etichetarea și ambalarea substanțelor și amestecurilor, de modificare și de abrogare a directivelor 67/548/CEE și 1999/45/CE, precum și de modificare a Regulamentului (CE) nr. 1.907/2006, cu modificările ulterioare

- Regulamentul (UE) nr. 2066/2015 de stabilire, în temeiul Regulamentului (UE) nr. 517/2014 al Parlamentului European și al Consiliului, a cerințelor minime și a condițiilor pentru recunoaștere reciprocă în scopul certificării persoanelor fizice care efectuează instalarea, asigurarea service-ului, întreținerea, repararea sau scoaterea din funcțiune a întrerupătoarelor electrice care conțin gaze fluorurate cu efect de seră sau recuperarea gazelor fluorurate cu efect de seră din întrerupătoare electrice fixe

Principalele reglementări internaționale aplicabile Sistemului de Management de Mediu sunt standardele din seria ISO 14001

În conformitate cu legislația națională de mediu, armonizată cu cea a UE, funcționarea rețelelor electrice de transport este permisă numai pe bază de Autorizație de mediu și Autorizație de gospodărire a apelor.

Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcții – montaj care schimbă specificațiile sau capacitatea obiectivului, este necesară obținerea Avizului de mediu pentru planuri și programe, Acordului de mediu și a Avizului de gospodărire a apelor. Aceste documente se emit de către Autoritățile pentru protecția mediului, pe baza documentației de fundamentare depusă de titularul activității. Procesul de obținere al acestor aprobări de dezvoltare este mult mai lung pentru obiectivele care necesită exproprierea terenurilor și pentru cele care au impact transfrontalier (LEA, cablu submarin).

În perioada următoare, în contextul apartenenței României la UE și al funcționării interconectate a RET cu sistemele similare ale ENTSO-E, sunt necesare măsuri suplimentare pentru diminuarea impactului negativ asupra mediului produse de construcția, mentenanța și funcționarea RET și pentru obținerea avizelor de mediu, acordurilor de mediu și autorizațiilor de mediu și autorizațiilor de gospodărire a apelor.

1.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2022 - 2031

Trebuie asigurată cu prioritate realizarea măsurilor stabilite de autoritățile pentru protecția mediului, atât cele cuprinse în programele de conformare, care constituie condiții de acordare a autorizațiilor de mediu/gospodărire a apelor, cât și cele rezultate în urma controalelor efectuate de Autoritățile de reglementare și control pe amplasamentele Companiei;

Se va continua îmbunătățirea funcționării Sistemului de Management de Mediu și se va urmări menținerea certificării acestuia conform cerințelor standardului ISO 14001:2015;

Documentațiile privind executarea lucrărilor de investiții și mentenanță vor conține un capitol referitor la protecția mediului cu cerințe legale, aspectele și impactul asupra mediului și măsuri/acțiuni pentru eliminarea/reducerea impactului asupra mediului, care vor fi evidențiate fizic și valoric. Aceste măsuri vor fi prezentate într-un „*Plan de management de mediu*”, care va include acțiuni de reducere a impactului asupra mediului și de monitorizare a factorilor de mediu atât pe perioada demolării, construcției, exploatării/mentenanței precum și la dezafectarea acestora. Pentru fiecare acțiune va fi efectuată o evaluare a fondurilor necesare și se vor menționa înregistrările necesare. Devizele generale pentru investiții/mentenanță vor conține cheltuielile pentru protecția mediului.

Se va continua evaluarea furnizorilor de servicii și lucrări ai CNTEE Transelectrica SA având în vedere cerințele legale de protecție a mediului și cerințele standardelor privind managementul de mediu.

Se va îmbunătăți managementul de mediu și în special managementul deșeurilor și al apelor uzate rezultate din activitățile Companiei.

O atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate cu firme autorizate.

Se va continua monitorizarea calității apelor uzate evacuate din stațiile electrice și se vor întreprinde acțiuni corective pentru încadrarea parametrilor acestora în limitele maxime admise la evacuare.

Se va continua monitorizarea calității aerului prin măsurarea parametrilor câmpului electromagnetic, în special la LEA din zonele populate, măsurarea/monitorizarea zgomotului la limita stațiilor electrice, măsurarea ozonului emis la LEA, măsurarea emisiilor la centrale termice.

În vederea îmbunătățirii continue a performanțelor de mediu ale Companiei vor trebui folosite toate posibilitățile de informare și schimb de experiență în domeniul protecției mediului cu parteneri naționali și internaționali.

Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu, se va elabora un Capitol privind protecția mediului cuprins în „Raportul anual” al Companiei.

Toate aceste măsuri de reducere a impactului asupra mediului sunt cuprinse în Programul de management calitate și mediu aprobat anual la nivel de Companie.

În acord cu tendințele la nivel european, în cadrul acțiunilor de modernizare, rețehnologizare vor fi urmărite a fi implementate echipamente care să aibă un impact mai redus asupra factorilor de mediu.

În acest sens, vor fi definite și implementate proiecte pilot cu șansă reală de generalizare ulterioară cu echipamente care utilizează mediu de izolare non SF6 (ex. Proiect pilot modernizare stație electrică Mostiștea).