

Anexa 1 - Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2021-2024

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 naturale, 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 2023, P_i totală în CEE totaliza 3027 MW, iar P_i în CEF însuma 1544 MW, iar P_i în centralele pe biomasă era de 138 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 01.01.2024, în conformitate cu licențele acordate de ANRE, totaliza 18210 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]				
	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023	01.01.2024
TOTAL din care:	20696	20590	19619	18651	18210
Cărbune	4787	4787	4142	3422	2762
Hidrocarburi	3239	3206	2874	2629	2684
Nucleară	1413	1413	1413	1413	1413
Hidro	6704	6643	6645	6642	6643
Eoliană	3024	3013	3015	3015	3027
Fotovoltaică	1392	1391	1394	1392	1543
Biomasă	137	137	136	138	138

* 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 observa deja 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 2021 – 2022 a fost caracterizată prin două perioade meteorologice diferite: perioada de început și sfârșit (lunile octombrie 2021 și martie 2022) – reprezentând o perioadă de toamnă/primăvară rece, când temperaturile înregistrate au fost mai scăzute decât mediile multianuale cu 1,4 ÷ 1,5 °C, și o perioadă cu caracteristici de iarnă foarte blândă (lunile noiembrie 2021 ÷ februarie 2022), cu temperaturi medii lunare situate cu 1,3 ÷ 3,1 °C peste mediile multianuale.

În anul 2021, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat creșteri constante, cu un minim de 0,34 % în luna decembrie și, respectiv, un maxim de 21,65 % în luna aprilie; excepție au făcut lunile septembrie și noiembrie 2021, când s-au înregistrat reduceri ale consumului, de 0,7 % în septembrie, respectiv 1,8 % în noiembrie. Creșterea consumului a fost influențată în principal de reînceperea treptată a activității industriale, 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. Anul 2021 s-a încheiat cu o creștere a consumului de 4,5 %, respectiv o creștere a producției de 5,8 %.

Iarna 2022 – 2023 a fost caracterizată de temperaturi medii lunare mult mai ridicate decât mediile lunare multianuale, având caracteristici de iarnă blândă. De asemenea, mediile

lunare înregistrate în iarna 2022 – 2023 au fost mai mari decât cele înregistrate în iarna precedentă, excepție făcând luna februarie.

În anul 2022, consumul de energie electrică la nivelul SEN, a înregistrat scăderi cu valori cuprinse între 13,09 % în luna octombrie și respectiv 1,58 % în luna ianuarie. Pe întreg anul 2022 s-a înregistrat o scădere a consumului brut intern de 7,4 % comparativ cu anul 2021, în timp ce producția a avut o scădere de 6,0 %. Scăderea consumului a fost influențată pe de o parte de creșterea prețurilor la combustibilii primari, fenomen care s-a reflectat în prețul final al energiei electrice, iar pe de altă parte de temperaturile medii lunare, acestea înregistrând sistematic anomalii pozitive, situându-se în general peste normele climatologice. Un alt element care a condus la reducerea consumului național de energie electrică, îl reprezintă intrarea în vigoare a *Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie*. Acesta prevede la articolul 3, alin. 1, faptul că *statele membre depun eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10 % față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință*¹.

În ceea ce privește structura resurselor primare a energiei electrice, în anul 2022 (comparativ cu 2021), variația producției a înregistrat o scădere semnificativă în ceea ce privește energia produsă din surse hidroelectrice, respectiv 19,2 %, cauzată în principal de hidraulicitatea mai scăzută. S-au mai înregistrat, de asemenea, ușoare scăderi ale producției pe biomasă (5,6 %), cărbune (3,9 %), nuclear (1,9 %), respectiv creșteri ale producției fotovoltaice (4,0 %) și eoliene (6,0 %). Energia din hidrocarburi s-a menținut la un nivel constant, având variații nesemnificative (0,2 %).

Deși în anul 2022 soldul SEN s-a menținut pe import, 1191 GWh, acesta a înregistrat o scădere cu 45,9 % comparativ cu anul 2021, în care cantitatea de energie electrică importată a fost de 2203 GWh. Cantitatea de energie evitată la activare în cadrul platformei de compensare a dezechilibrelor IGCC² înregistrată anul trecut a fost de 177,6 GWh (import) în sensul creșterii de putere, respectiv de 252,9 GWh (export) în sensul reducerii de putere. Beneficiul obținut din participarea la acest mecanism a fost de aproximativ 98.917.427,19 euro, sumă care reprezintă o diminuare a costurilor rezultate în Piața de Echilibrare.

Anul 2023 s-a încheiat cu o reducere a consumului de 4,9 %. Reducerea consumului la nivel de an a fost determinată în special de doi factori, respectiv o temperatură medie anuală mai mare cu 0,76 °C în anul 2023 comparativ cu cea din anul 2022 (cu diferențe mai mari în special în sezonul rece, fapt care a determinat reducerea încălzirii din surse electrice), dar și de creșterea continuă a puterii instalate la prosumatori.

Scăderea consumului înregistrat în lunile ianuarie – martie 2023 a fost influențat în mare parte de temperaturile medii lunare, care au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general, peste normele climatologice.

¹ art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10 % din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

² începând cu data de 17 decembrie 2021 ora locală 12:15, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL este conectat permanent la platforma europeană de compensare a dezechilibrelor, IGCC. 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 directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22).

Un alt factor determinant l-a reprezentat creșterea continuă a puterii instalate a prosumatorilor, de la aproximativ 630 MW la începutul lunii aprilie, la circa 970 MW la finalul lunii iunie.

Luna octombrie a continuat trendul scăzător al consumului (-1,02 %) care s-a manifestat în primele 9 luni ale anului 2023, însă, începând din luna noiembrie, la nivelul SEN, consumul de energie a înregistrat ușoare creșteri, cu valori cuprinse între 0,64 % în noiembrie și respectiv 1,15 % în luna decembrie.

Evoluția consumului în trimestrul al IV-lea a fost influențat atât de temperaturile medii lunare mai mari decât cele din anul 2022, cu un ecart pozitiv de 1,7 °C în luna octombrie și cu 0,2 °C în luna decembrie, respectiv un ecart negativ de 0,9 °C în luna noiembrie. În plus, scăderea numărului de ore de insolație, a condus la scăderea producției generate de prosumatori.

Menționăm faptul că la data de 01 decembrie 2023, puterea instalată la prosumatori era de 1388 MW.

În fig. 2.1 este prezentată evoluția consumului mediu brut, pe baza datelor primite de la producători.

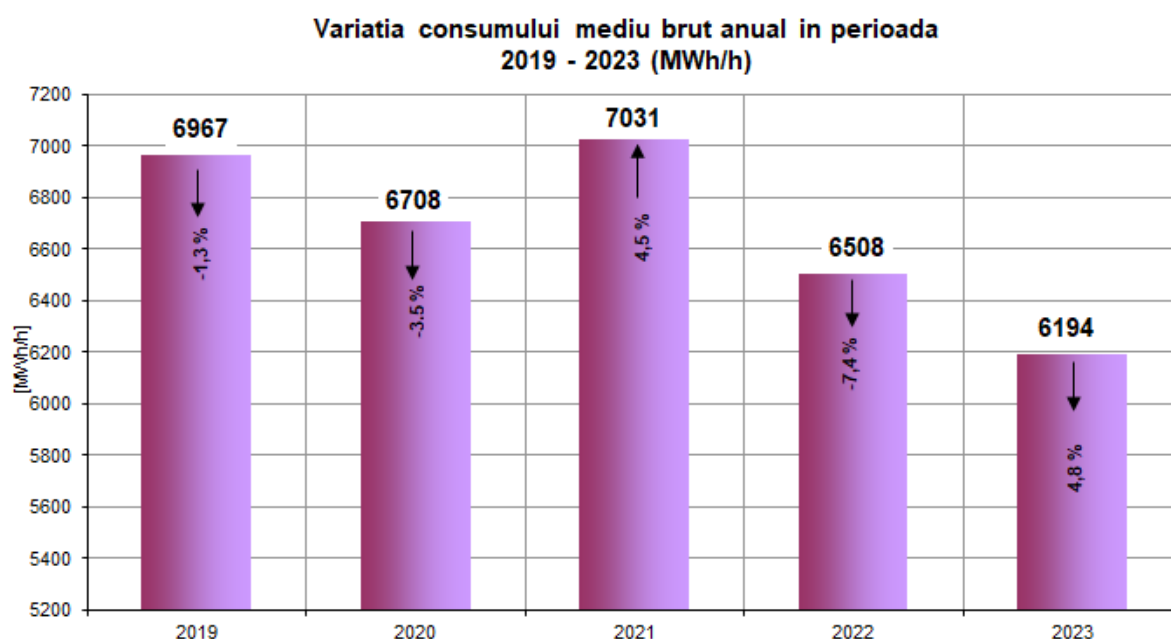


Fig. 2.1.

Valoarea maximă brută a consumului în anul 2023 a fost cu 573 MW mai mică decât valoarea maximă înregistrată în 2022 și cu 1028 MW mai mică decât vârful de consum al anului 2021. Consumul maxim brut din anul 2023, a fost 8710 MW și s-a înregistrat în ziua de 07 decembrie 2023, în intervalul 11. Valoarea minimă brută a consumului (3882 MW) s-a înregistrat în data de 04 iunie 2023, în intervalul 7 (de Rusalii). (Fig. 5.2.2 – Valori instantanee stocate pe site-ul www.transelectrica.ro, Secțiunea Consum – Producție - Sold).

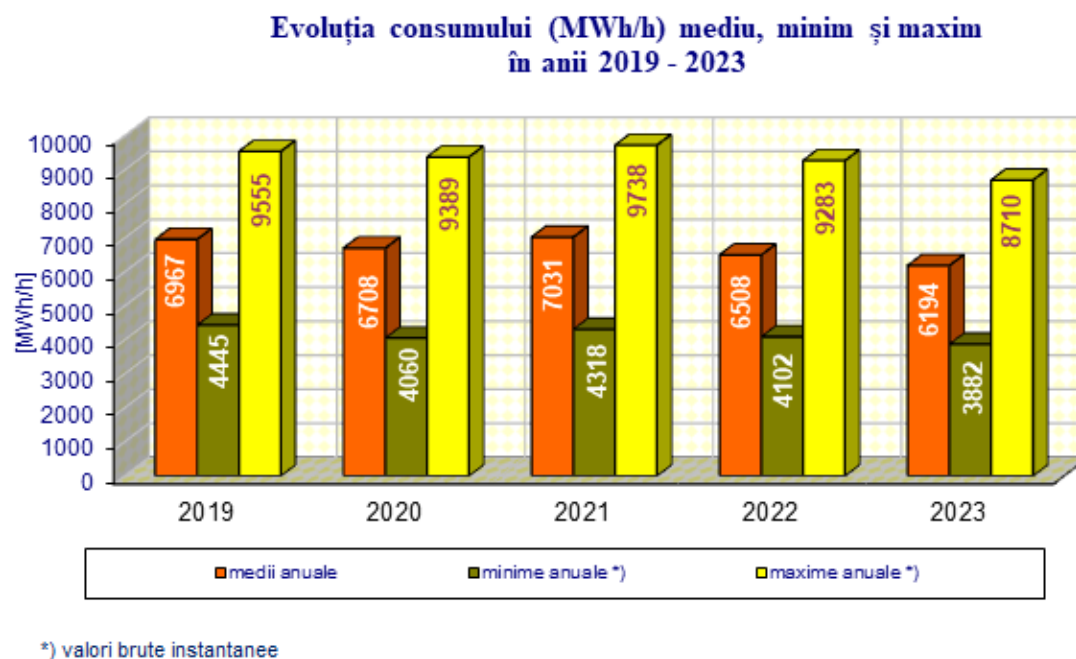


Fig. 2.2 – Evoluția consumului în intervalul 2019-2023

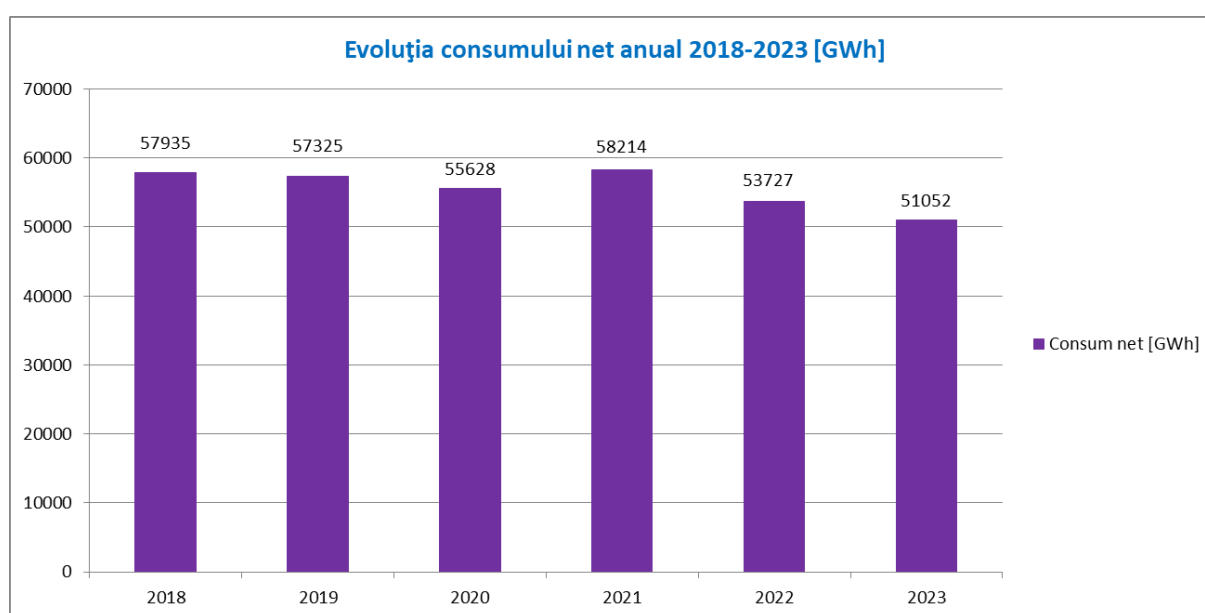


Fig. 2.3 Evoluția consumului net anual în perioada 2018-2023

Din evoluția consumului net din perioada 2018 – 2023, ilustrată în Fig. 5.2.3, se constată între anii 2018 și 2020 o scădere de la 57935 GWh în anul 2018 la 55628 GWh în 2020. În anul 2021 consumul a crescut la 58214 GWh, între anii 2021 și 2022 a scăzut cu 4487 GWh, iar între anii 2022 și 2023 a scăzut cu 2675 GWh.

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.

Schimburile 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 schimburile tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimburilor pentru reglajul frecvenței (Fig. 2.4 și 2.5).

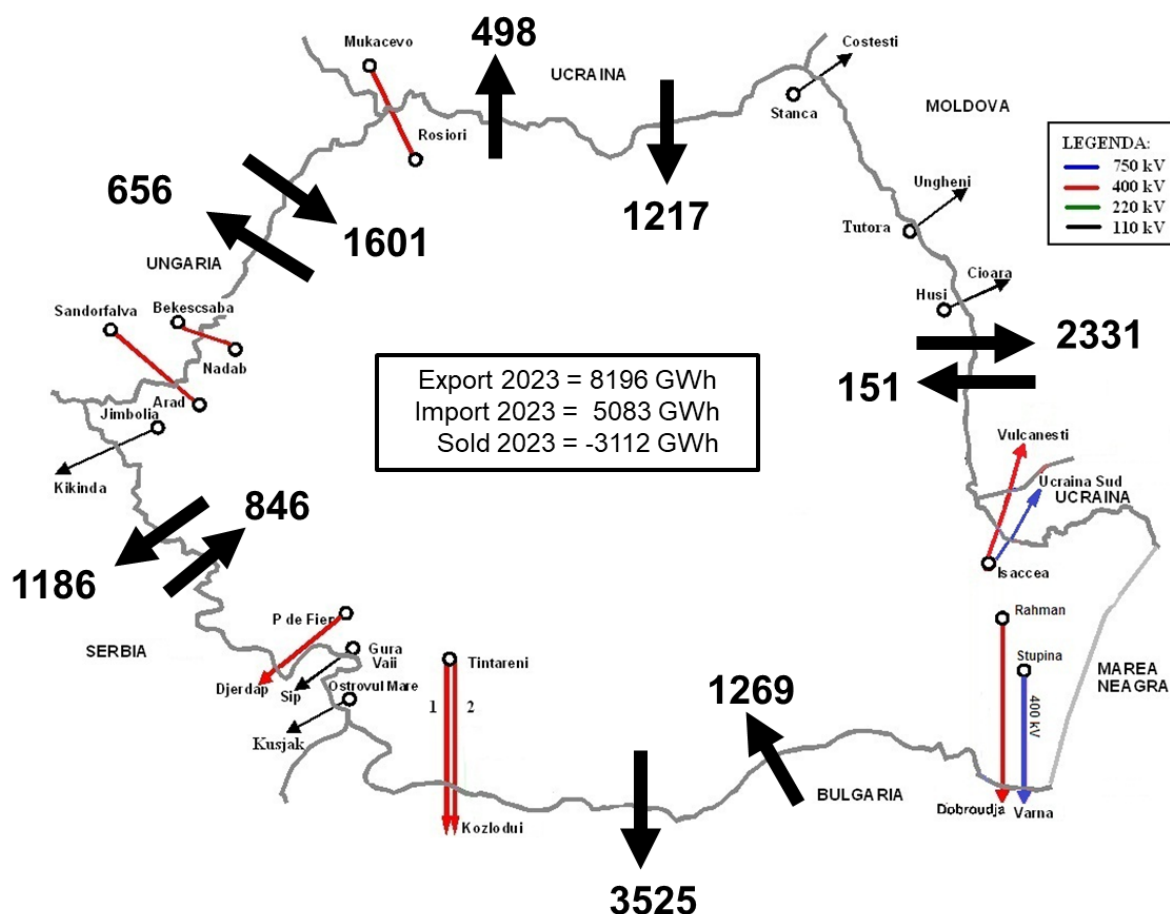


Fig. 2.4 – Schimburile de energie realizate pe granițe în anul 2023

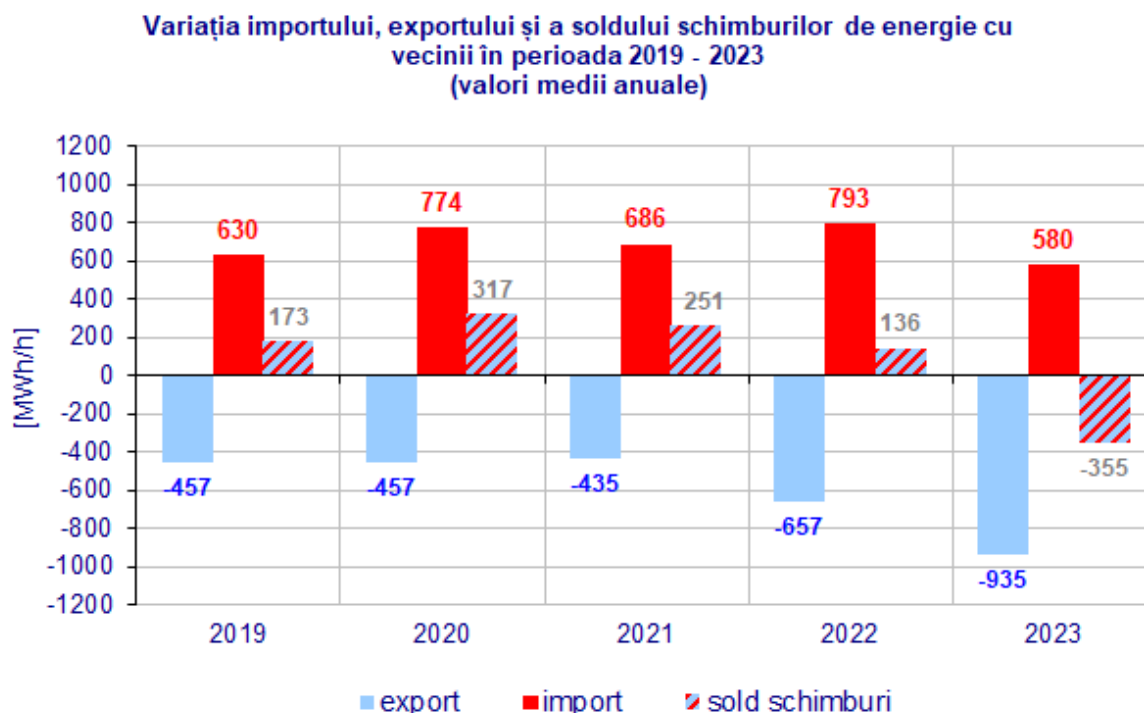


Fig. 2.5 – Variația importului, exportului și a soldului

Dacă până în anul 2018, cu mici excepții, soldul schimburilor SEN s-a menținut în fiecare an pe export, în anii 2019 ÷ 2022, soldul SEN a trecut pe import. Astfel, anul 2019 s-a încheiat cu un import net de 173 MWh/h, anul 2020 cu 317 MWh/h, anul 2021 cu 251 MWh/h și respectiv 136 MWh/h în 2022. Începând din 2023 soldul a trecut pe export, anul încheindu-se cu un export net de 355 MWh/h.

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 hidraulicității pe râurile interioare, de la 97% în 2018 - an normal, la 85% în anul 2019 - an subnormal. Aceeași caracteristică a înregistrat și fluviul Dunarea, hidraulicitatea 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 hidraulicității, 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 %).

În anul 2022, comparativ cu 2021 variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat creșteri mici pe hidrocarburi (0,2 %), eolian (6,01 %) și fotovoltaic (3,99 %). Celelalte tipuri de resurse au înregistrat de asemenea scăderi mici, nuclear (1,77 %), cărbune (3,85 %), biomasa (5,63 %), cu excepția energiei hidro care a înregistrat o reducere de 19,19 %. Acest lucru s-a datorat în principal hidraulicității înregistrate în 2022, care a fost secetoasă pentru râul Dunărea și subnormal pentru râurile interioare.

În anul 2023, se constată reduceri semnificative ale producției pe cărbune (22,44 %) și biomasă (32,31 %), scăderi mai ușoare înregistrându-se la hidrocarburi (6,89 %) și fotovoltaică (6,38%). O parte a producției pe cărbune a fost compensată însă de energia hidro, care a înregistrat o creștere de 29,63 % comparativ cu 2022 și respectiv energia eoliană, cu 8,28 %. Producția nucleară a fost relativ constantă, înregistrând o creștere de 0,97 %.

Având în vedere faptul că producția din surse regenerabile este foarte volatilă (poate prezenta variații mari de producție de la un interval de dispecerizare la altul, 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 2019 - 2023 E[GWh]

	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023
Nuclear	11270	11465	11284	11084	11192
Carbune	13886	9613	10942	10521	8160
Hidrocarburi	9459	10239	10619	10640	9907
Ape	15955	15701	17710	14311	18552
Eoliene	6773	6945	6576	6971	7548
Biomasa	398	444	551	520	352
Fotovoltaica	1777	1733	1703	1771	1658
Stocare - baterii	0	0	0	0	2
Total Productie	59518	56140	59385	55818	57371

Structura anuală a producției în anii 2019 - 2023

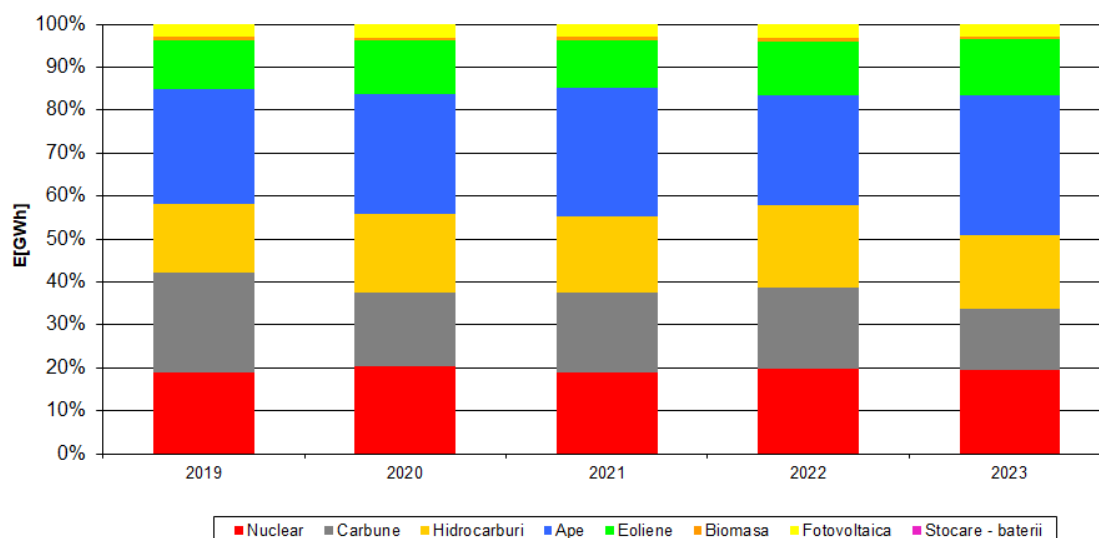


Fig. 2.6. - Structura anuală a producției în anii 2019 – 2023

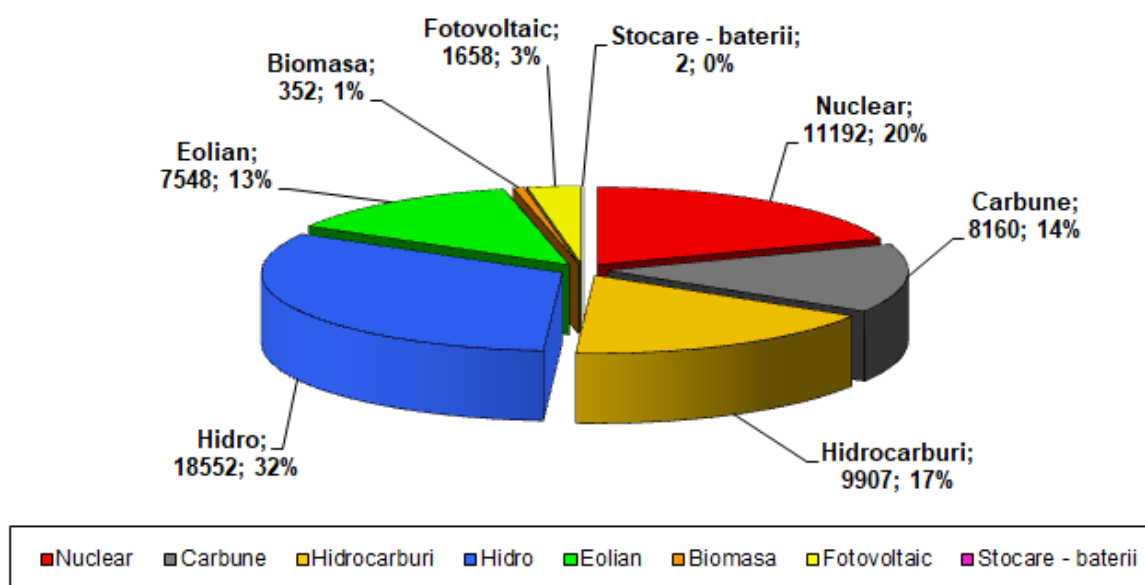
Structura producției brute - anul 2023
[Producție totală: 57371 GWh]

Fig. 2.7 Structura producției brute pentru anul 2023

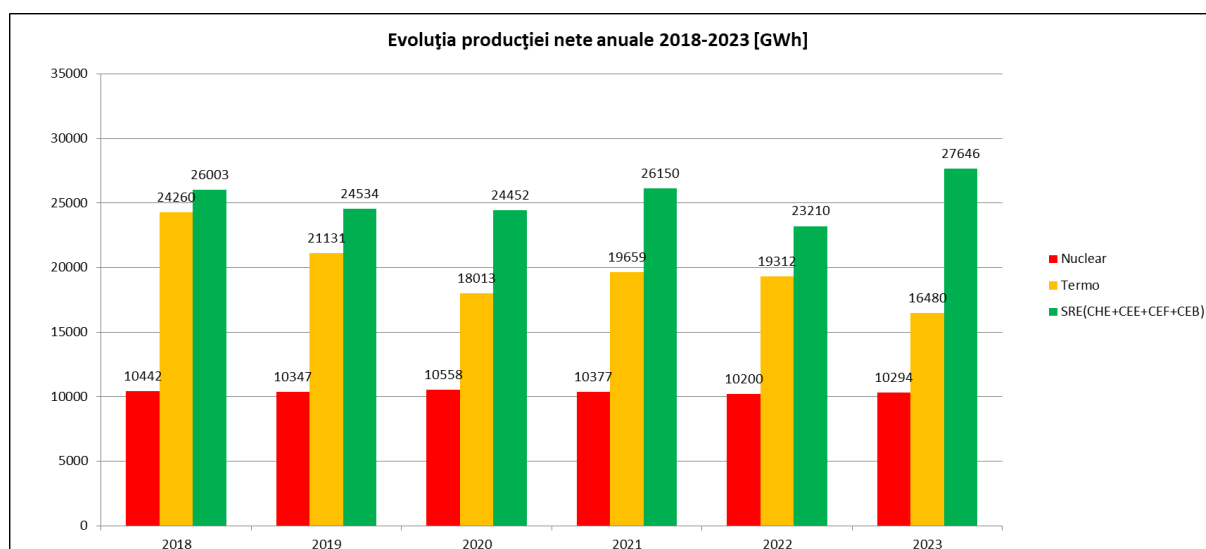


Fig. 2.8 Evoluția producției nete anuale 2018-2023

Din evoluția producției nete pentru perioada 2018 – 2023, ilustrată în Fig. 2.8, 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.

Din Tabelul 2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvanței sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea disponibilă netă în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din iulie 2023 în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea capacității rămase a reprezentat cca. 15% din puterea disponibilă netă în SEN.

Tabelul 2.2

Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii iulie 2023 - ora 12 RO (ora 11 CEST)	[MW]
1	centrale hidroelectrice	6313
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice convenționale	4127
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4425
5	alte centrale	0
6	Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]	16165
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	3972
8	Putere în reparație planificată	2024
9	Putere în reparație accidentală	74
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	823
11	Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]	9272
12	Consum intern	6750
13	Abatere consum față de consumul maxim al lunii	559
14	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]	2522

	Schimbul de putere cu alte sisteme	
15	Import	1223
16	Export	128
17	Sold Import-Export [17 = 15 - 16]	1095
18	Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]	3617

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.

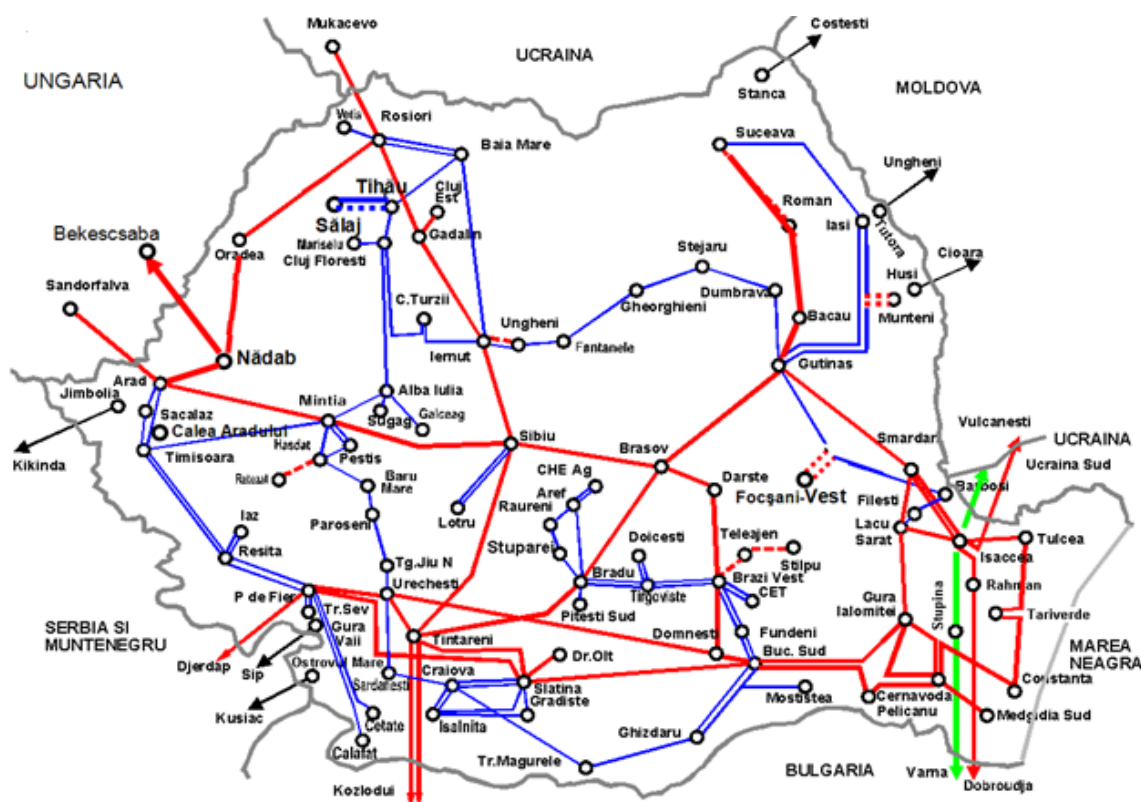


Fig. 3 Rețeaua Electrică de Transport – mai 2022

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 re tehnologizare și modernizare în stațiile electrice de transport, fiind deja re tehnologizate circa **56%** (45 de stații) din totalul de 81 de stații.

Au continuat lucrările de rețehnologizare, 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 mm², 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 perioada 2019-2023 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), Piese de schimb necesare efectuării mentenanței instalațiilor de prevenire și stingerea incendiilor de tip SERGI.
- **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 Floresti-Alba Iulia și stâlp antenă”, „RC LEA 400kV Mintia – Arad”, „Mentenanță majoră LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud”, „Mentenanță majoră LEA 400 kV Iernut – Ungheni 2”, „Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare 3”, „RC LEA 400 kV Cernavodă – Constanța Nord – stâlpii nr.67-224(lotul 1) ”, „RC LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ.1 – stâlpii nr.65-195(lotul2) ”, „RC LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde”.
- **LEA** – s-au derulat lucrările : „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; Remediere neconformități conductoare active LEA 220 kV Gutinaș-Munteni-FAI în porțiunea 192-253, „Consolidare LEA 110 kV Tutora - Ungheni ”, „RK LEA 400 kV

București Sud – Pelicanu”, „RC - LEA 400 kV d.c. Tântăreni - 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”, Lucrări de remediere avarie la stâlpul nr. 120 LEA 220kV Fântanele-Gheorgheni, „Mentenanță majoră LEA 220 kV Alba - Sugag - Gâlceag”, „Mentenanță majoră LEA 400(220) kV Retezat – Hășdat”, „RC LEA 220kV Mintia – Timișoara - protecție anticorozivă stâlpi”, „RC - LEA 400kV d.c. Tântăreni - Kozlodui 1+2”.

- **LEA** – s-au prestat serviciile : „Inspecție aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750 kV”, „Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola”;
- A fost încheiat Acordul cadru: Lucrări de montare/demontare sistem de stâlpi de intervenție, în regim de urgență
- Achiziții: Izolație din material compozit și sticlă-călită pentru instalații de 110-400 kV; Acord cadru pentru achiziția de Izolatoare coloane de separatoare; Achiziție echipamente primare de medie și înaltă tensiune

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 re tehnologizare a stațiilor electrice cele mai importante din RET, precum și de dezvoltare a capacității de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/re tehnologizare 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 re tehnologizate 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 2023 și sezonul de iarnă 2023 – 2024. 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 2023 și iarnă 2023-2024.

4.1 Sezonul de vară 2023

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de vară 2023 este realizată pe un regim VDV cu producție de cca. 7280 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 Bacău:

- RTh stația 220 kV **Dumbrava** finalizat, AT 1, 2 – 200 MVA 220/110 kV Dumbrava disponibile
- RTh **Filești** în desfășurare, cu LEA 220kV Lacu Sărat - Barboși derivație Filești provizorat în funcțiune, cu AT – 200 MVA, 220/110 kV Filești în funcțiune.
- RTh **Smârdan**: Ipoteza considerată pentru schema de calcul este: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare. Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibil, iar LEA 400 kV Smardan – Isaccea circ. 2 este indisponibil. Sunt necesare măsuri de regim. CLT 110 kV Smardan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV; în stația Brăilița LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în funcțiune; ca modificare față de schema normală de iarnă 2022 – 2023 în Liești LEA 110 kV Măxineni în rezervă caldă și în stația Gura Ialomiței Trafo 4 - 250 MVA în rezervă caldă la bara 2-110 kV;
- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;
- Bobinele de compensare BC 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile;

DET București:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu $I_n=800$ A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active de racord ale celulei LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;
- RTh **Medgidia Sud** nu este finalizată, Trafo 2 - 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, celălalt Trafo fiind indisponibil, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată.
- S-au pus în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 nou, LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 nou și LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (fostul circ. 2), acesta din urmă fiind considerat în rezervă; se vor face analize pentru a stabili numărul de circuite care vor fi propuse pentru schema normală;
- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni (1 buc.), 400 kV București Sud (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt

disponibile;

DET 3:

- LEA 110 kV Argeş Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- **Rth Arefu**: se va funcționa cu LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat;
- Stația **Slatina**: se va funcționa cu o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);
- Bobinele de compensare din stațiile **Bradu, Urechești, Tântăreni** sunt disponibile.

DET 4:

- 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 LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 2 – 110 kV.

De asemenea CT 110 kV Suplac este conectată.

Se menționează că s-a considerat că este remediată problema în urma căreia în stația Oradea Sud BC 100 MVar funcționează singura pe o bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 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; alimentarea de rezervă este din stația Hășdat;

- **RTh Reșița:**

LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița, LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 se consideră în funcțiune

Celula 220 kV AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 220 kV provizorat;

- **RTh Iaz:**

AT2 și AT1 – 200 MVA sunt disponibile; se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- **RTh Baru Mare:**

În Baru Mare continuă re tehnologizarea stației 110 kV. Schema de calcul considerată este cu LEA 110 kV Hațeg și LEA Arena Lupeni în funcțiune pe bara 2A – 110 kV Baru Mare, cu LEA 110 kV Pui CFR – Lonea provizorat în funcțiune, CT 2A – 110 kV Baru Mare conectată, LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – derivație CHE Clopotiva provizorat în funcțiune, LEA 110 kV Paroșeni – Aninoasa circ. 1 provizorat în funcțiune și LEA 110 kV Oțelu Roșu în rezervă în Retezat. În stația Petrila CT 110 kV este conectată. Zona 110 kV Hășdat – Baru Mare se debuclează de zona 110 kV Pestiș – Mintia prin conectarea CT 110 kV Laminoare și deconectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2 și funcționarea cu LEA 110 kV Simeria – Călan în rezervă. Se menține în rezervă LEA 110 kV Pestiș – Hășdat – Hunedoara Oxigen Trafo1.

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Arad, Mintia și Oradea Sud** sunt disponibile;

DET 5:

- Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV este nou. 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 deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- RTh **Ungheni**, finalizată:

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni disponibil la bara 2 – 110 kV, AT2 220 MVA 220/110 kV disponibil la Bara 1B – 110 kV, LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1 și circ. 2, LEA 220 kV Ungheni – Fântânele, în funcțiune. CTA 110 kV și CTB 110 kV în rezervă, CL 110 kV în funcțiune. Se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- Zona RED 110 kV Sibiu este debucletă 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 Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;

- Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclare în RED. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de iarnă 2022-2023.

- 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 în majoritate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW). Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 920 MW);
- LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud (cca. 618 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (cca. 578 MW);
- LEA 400 kV București Sud – Domnești (cca. 561 MW);
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (cca. 481 MW);
- LEA 400 kV Pelicanu – București sud (cca. 478 MW).

În regimul analizat majoritate LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 150$ MW). Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 220 kV București Sud - Fundeni circ. 1, 2 (cca. 198 MW);
- LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ 1, 2 (cca. 147 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 5.4.1

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 2023	74	32	61	23	82	36

Tabelul 5.4.2

Regim	LEA 400 kV (%I _{adm})		LEA 220 kV (%I _{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2023	82	19	56	18

4.2 Sezonul de iarnă 2023-2024

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de iarnă 2023 – 2024 este realizată pe un regim VSI cu producție de 2853 MW în CEE, sold de export de 700 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET Bacău:

- RTh **Filești** s-a considerat finalizată în schema de calcul: se desființează provizoratul LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivatie Filești provizorat și se funcționează cu LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești și LEA 220 kV Filești – Barboși. În stația 220/110 kV Filești:

- LEA 220 kV Lacu Sărat și AT – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la B1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Barboși în funcțiune la B2 – 220 kV ;
- CT 220 kV în funcțiune.

În stația 110/20 kV Liești LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă.

- RTh **Smârdan:**

Deoarece nu s-a estimat vreo punere în funcțiune, ipoteza considerată pentru schema de calcul este similară cu cea din sezonul precedent de vară 2023 și anume: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibilă, iar LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 este indisponibilă. Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV; în stația Brăilița LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în funcțiune;

- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;

- Bobinele de compensare 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile;

DET București:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu I_n = 800 A. S-a considerat în cadrul analizelor I_{adm} 30°C=485 A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dinte celula LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura

Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- **RTh Medgidia Sud:**

S-a considerat că RTh Medgidia Sud nu este finalizată, Trafo 2 - 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, celălalt Trafo fiind indisponibil, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată.

În schema de calcul s-a considerat, că liniile de interconexiune din Dobrogea, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna se racordează în stația Medgidia Sud, astfel încât noile linii de interconexiune vor fi LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

- S-au pus în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 nou, LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (fostul circ. 2), LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 nou, acesta din urmă fiind considerat în rezervă;

- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni (1 buc.), 400 kV București Sud (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt disponibile;

- Se funcționează cu:

- LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;
- LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;
- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

DET Craiova:

- LEA 110 kV Argeș Sud – Jibea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;

- **Rth Arefu:**

S-a considerat în schema de calcul că stația de 220 kV este finalizată, astfel încât se desființează LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat; se va funcționa cu LEA 220 kV Bradu – Arefu și LEA 220 kV Arefu – Râureni, ambele unități de transformare disponibile;

- **Stația Slatina:**

Se va funcționa cu o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);

- Bobinele de compensare din stațiile Bradu, Urechești, Țânțăreni sunt disponibile.
- LEA 220 kV Bradu –Târgoviște, circ.1 este considerată secționată în schema de calcul, în vederea punerii în funcțiune a noii stații 220 kV Rătești, ce va asigura evacuarea puterii din CEF Rătești (P=131 MW);

DET Timișoara:

- 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 LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 2 –110 kV, făcând ipoteza că este remediată problema indisponibilității întreruptorului aferent BC 100 MVA din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singura pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 kV;

- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat radial din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat prin LES din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune; alimentarea de rezervă este din stația Hășdat;

- **RTh Reșița:**

S-a finalizat etapa 1 de retehnologizare în stația de 220 kV. Se menține în funcțiune celula cuplă transversală 220 kV provizorat;

LEA 220 kV Reșița – Iaz circ.1 este dezlegată în stația Reșița, LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2 se consideră în funcțiune;

Celula 220 kV AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 220 kV provizorat;

- **RTh Iaz:**

AT2 și AT1 – 200 MVA sunt disponibile; se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- **RTh Baru Mare:**

Continuă lucrările în stația de 220 kV astfel încât se funcționează cu LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat – AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare provizorat.

Continuă retehnologizarea stației 110 kV, după finalizarea etapei a 3-a.

Schema de calcul considerată este cu:

- LEA 110 kV Baru Mare – Hațeg și LEA 110 kV Baru Mare – Arena Lupeni în funcțiune;
- LEA 110 kV Pui CFR – Lonea provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Aninoasa circ. 1 provizorat în funcțiune pe celulă mobilă;
- LEA 110 kV Baru Mare - Paroșeni circ. 2 în funcțiune;
- LEA 110 kV Oțelu Roșu în rezervă în stația 110 kV Retezat.

În stația Petrila CT 110 kV este conectată.

Zona 110 kV Hășdat – Baru Mare - Paroșeni se debuclează de zona 110 kV Pestiș – Mintia prin conectarea CT 110 kV Laminoare și deconectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2 și funcționarea cu LEA 110 kV Simeria – Călan în rezervă;

- Este în funcțiune LEA 110 kV Ciudanovița – Călnic provizorat, realizat prin șuntarea LEA 110 kV Reșița – Ciudanovița cu LEA 110 kV Reșița - Călnic;
- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV Arad, Mintia și Oradea Sud sunt disponibile.

DET Cluj:

- Ambele unități de transformare 200 MVA, 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 deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- **RTh Ungheni**, finalizată:

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni disponibil la bara 2 – 110 kV, AT2 220 MVA 220/110 kV disponibil la Bara 1B – 110 kV, LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1 și circ. 2, LEA 220 kV Ungheni – Fântânele, în funcțiune. CTA 110 kV și CTB 110 kV în rezervă, CL 110 kV în funcțiune. Se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- Zona RED 110 kV Sibiu este debucletă 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 Cîsnădie și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;
- Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debucare în RED. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de vară 2023;

- S-a analizat propunerea DET de a funcționa cu ambele unități de transformare din Gheorgheni și cu LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița deconectată, cu RABD în funcțiune. În regimul de bază R3 s-a constatat o reducere a circulației pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni cu cca. 5 % (de la 324 A la 310 A, cu o influență crescătoare nesemnificativă asupra valorii pierderilor în RED. S-a decis ca schema de calcul să fie cu o singură unitate de transformare în funcțiune și cu LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița conectată;

- 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 în majoritate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW). Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 778 MW);
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (cca. 647 MW);
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (cca. 552 MW);
- LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud (cca. 514 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (cca. 488 MW);
- LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo (cca. 442 MW)

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt în majoritate încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 150$ MW). Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord (cca. 268 MW);
- LEA 220 kV Târgu Jiu Nord - Paroșeni (cca. 266 MW);
- LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ 1, 2 (cca. 212 MW);
- LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare (cca. 201 MW);
- LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen (cca. 200 MW);
- LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat (cca. 162 MW);
- LEA 220 kV București Sud - Fundeni circ. 1, 2 (cca. 161 MW);
- LEA 220 kV Filești – Barboși (cca. 156 MW);
- LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești (cca. 146 MW);
- LEA 220 kV Mintia – Alba Iulia (140 MW);
- LEA 200 kV Reșița – Timișoara circ 1, 2 (cca. 138 MW);

Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.3, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV ($\%I_{adm}$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.4. 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 5.4.3

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 2023 – 2024	73	38	60	29	82	39

Tabelul 5.4.4

Regim	LEA 400 kV (%I _{adm})		LEA 220 kV (%I _{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2023 – 2024	69	20	74	20

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 – Baru 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 disponibile pentru schimburi transfrontaliere

4.4.1 Tipuri de capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere

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

- 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 cu modificările și completările ulterioare;
- 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;
- Regulamentul (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Regulamentul (UE) 2015/1222 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Regulamentul (UE) 2016/1719 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
- Regulamentul (UE) 2016/943 privind piața internă de energie electrică (reformare);
- Metodologii de calcul de capacitate dezvoltate la nivelul regiunilor de calcul de capacitate Core și SEE pentru orizonturile de timp anual, lunar, zilnic și intrazilnic și aprobate de către Autoritățile de Reglementare care fac parte din regiunea de calcul sau de către ACER, după caz.

CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS calculează următoarele tipuri de capacități disponibile pentru schimburi transfrontalier, ținând cont de programele de retrageri din exploatare, cu respectarea limitelor de siguranță în funcționare:

a) Capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere indicative maxime negarantate:

- 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 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 sincron și se distribuie pe granițe în funcție de scenariile de schimb considerate;
- Se verifică limitele de siguranță în funcționare și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/ automatizărilor în funcțiune, considerând și acțiuni de remediere disponibile, de tip preventiv sau postavarie;
- Se menține o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni; Valoarea TRM este stabilită la valorile de 300/ 400 MW pe interfața României la export/ import;
- Valorile NTC maxime sunt indicative, negarantate și nu sunt furnizate către piață pentru alocare. Acestea sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil.

b) Capacități disponibile pentru comerțul transfrontalier anuale și lunare ferme:

- CNTEE Transelectrica SA furnizează pentru utilizare comercială valorile capacităților disponibile pentru comerțul transfrontalier care pot fi utilizate simultan în aceeași direcție export/ import, cu marginea de fiabilitate convenită cu vecinii sau prin metodologiile comune de calcul coordonat, fără a pune în pericol siguranța sistemului:
 - Valori NTC anuale garantate pentru toate programele de reparații planificate anuale convenite în SEN și interconexiune;
 - Valori NTC lunare ferme pentru programele de reparații planificate lunare în SEN și interconexiune;
- Valorile NTC anuale ferme sunt calculate pe granițele României astfel:
 - Începând cu luna martie 2023, calculul de capacitate pentru alocarea anuală pe granița România – Bulgaria se face coordonat în cadrul regiunii SEE, din care fac parte și OTS din Bulgaria și Grecia. Procesul de calcul are la bază metoda NTC coordonat și este implementat conform metodologiei aprobate de către Autoritățile de reglementare parte din regiunea SEE, *“SEE CCR TSOs proposal for the common capacity calculation methodology for the long term market time-frame in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation”*;
 - Pentru granița România – Ungaria este în curs de implementare procesul de calcul de capacitate coordonat prin metoda fluxurilor de putere, cu termen estimativ de operaționalizare a procesului luna noiembrie 2024. Procesul are la bază metodologia aprobată de către ACER *“Long-term capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region in accordance with Article 10 of Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation”* și se referă atât la procesul de calcul de capacitate pentru alocarea anuală cât și la cel pentru alocarea lunară de capacități interzonale;
 - Pentru granițele România – Ungaria și România – Serbia pentru care se organizează licitații anuale, valorile NTC se estimează luând în considerare experiența anului curent și anterior, respectiv programele simultane de reparații în interconexiune și a posibilităților de schimb;
 - Pentru granițele România – Ucraina și România – Republica Moldova nu au loc licitații anuale în prezent.
- Valori NTC lunare ferme sunt calculate pe granițele României astfel:
 - Începând cu luna martie 2023, calculul de capacitate pentru alocarea lunară pe granița România – Bulgaria se face coordonat în cadrul regiunii SEE, conform metodologiei aprobate de către Autoritățile de reglementare parte din regiunea SEE, *“SEE CCR TSOs proposal for the common capacity calculation methodology for the long term market time-frame in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation”*.
 - Pentru granițele România – Ungaria, România – Serbia valorile NTC se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată în cadrul 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.

- Pentru granițele România – Ucraina și România – Republica Moldova nu au loc licitații lunare în prezent.

c) Capacități disponibile pentru comerțul transfrontalier zilnice și intrazilnice

CNTEE Transelectrica pune la dispoziția participanților la piață capacități disponibile pentru comerțul transfrontalier atât pentru piața cuplată pentru ziua următoare (SDAC) cât și pentru piața cuplată intrazilnică (SIDC) pentru granițele cu licitații implicite și anume România – Ungaria și România – Bulgaria. De asemenea, au loc licitații zilnice de alocare de capacitate de tip explicit pe granițele România – Serbia, România – Ucraina și România – Republica Moldova și licitații intrazilnice de tip explicit pe granița România – Serbia.

Începând cu anul 2021, în Regiunea de Calcul de Capacitate SEE a fost implementată metodologia *SEE CCR TSOs' proposal for the common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market time-frame* (conform articolului 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de autoritățile de reglementare din regiunea SEE. Astfel, începând cu data de 01.07.2021 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița România – Bulgaria se realizează în mod coordonat la nivelul regiunii SEE. Începând cu luna octombrie 2021 a fost operaționalizat și primul calcul de capacitate pentru piața intrazilnică pe această graniță, urmând ca începând cu octombrie 2022 să fie operaționalizat și cel de-al doilea calcul.

În trimestrul II al anului 2022, în cadrul regiunii Core a fost implementată metodologia *Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region* (conform articolului 20ff din Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de ACER. Astfel, începând cu data de 09.06.2022 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița România – Ungaria se realizează în mod coordonat prin metoda fluxurilor de putere la nivelul regiunii Core. Pentru orizontul de timp intrazilnic, calculul de capacitatea coordonat pe această graniță are termen de operaționalizare luna mai 2024.

Pentru granițele România – Ucraina și România – Republica Moldova este în curs de dezvoltare un calcul automat pe interfața Ucraina – Republica Moldova, coordonat cu vecinii acestora: România, Ungaria, Polonia, Slovacia. În prezent calculul este realizat la nivel sezonier, cu armonizare la nivel zilnic în funcție de restricțiile de rețea ale părților implicate.

4.4.2 Capacități nete de schimb maxime negarantate

Scenarii export	RO→HU	RO→RS	RO→BG	RO→(UA+MD)
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+MD)
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 2023 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 2023 – 2024 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 2018 – 2023.

	Valori maxime NTC lunare [MW]					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
RO export	1550	1550	2400	2800	2800	3260
RO import	2200	2450	2700	3200	3400	3260
RO→HU	600	650	700	800	1000	1000
HU→RO	700	800	700	1000	1100	1000
RO→RS	600	600	600	800	500	700
RS→RO	800	800	800	800	700	700
RO→BG	300	250	900	1000	1250	1560
BG→RO	400	350	800	1000	1500	1560
RO→UA	50	50	200	200	50	0
UA→RO	300	500	400	400	100	0
RO→MD	-	-	-	-	-	0
MD→RO	-	-	-	-	-	0

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 capacităților transfrontaliere disponibile pentru alocare, se bazează pe rezultate și concluzii care provin din studiile sezoniere de planificare operațională a funcționării SEN, precum și din experiența acumulată în cadrul calculelor coordonate dedicate regiunilor de calcul de capacitate din care granițele României fac parte.

Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare în perioada 2022 – 2023:

- Schimburile prognozate, valorile NTC anuale ferme;
- Programele de reparații pentru luna respectivă;
- Prognoza de producție și consum, existând luni cu o hidraulicitate ridicată și o producție mare în CHE din zona de sud-vest a SEN, cu un impact ridicat asupra capacităților disponibile pentru comerțul interzonal;
- Starea automatizărilor, acțiunile de remediere disponibile pentru intervalul considerat în calcul;
- Configurația regiunilor de calcul de capacitate, CNTEE Transelectrica SA fiind implicată în două astfel de regiuni, regiunea SEE pentru granița România – Bulgaria și regiunea Core pentru granița România – Ungaria, iar celelalte granițe nu sunt parte din nicio regiune. Astfel, calculul nu este coordonat pe toate granițele României. Pentru fiecare calcul dedicat, schimburile pe granițele exterioare regiunii sunt considerate ca fixe, fiind bazate pe principiul „cele mai bune prognoze”;
- Circulațiile de putere din zona de sud – est către regiunea centrală a Europei Continentale pot conduce la tranzite de putere prin elementele de rețea ale României și la suprasolicitarea rețelei electrice de transport;
- Puterea produsă în centralele electrice eoliene din Dobrogea – operarea sistemului având o producție mare în CEE din zona Dobrogea și import din Bulgaria duc la

încărcarea nesimetrică între liniile de interconexiune din zona Dobrogea și LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circuitul aflat în funcțiune, cel din urmă preluând un flux de putere mult mai mare. Acest lucru duce la solicitarea suplimentară a rețelei electrice;

- Calculul valorilor NTC la nivel lunar se face pe subperioade, utilizând modele de rețea sezoniere, având un anumit grad de incertitudine;
- Limitele sezoniere de siguranță în funcționare pe elementele de rețea care limitează capacitatea transfrontalieră;
- Retragerea din exploatare ale elementelor relevante pentru lucrări de mentenanță și investiții;
- Funcționarea cu deficit redus în zona de nord (secțiunea S4) determină creșterea valorilor NTC de import;
- Implementarea proceselor coordonate la nivelul regiunilor de calcul de capacitate, precum: validarea coordonată a capacităților, în comun, de către toate OTS implicate, coordonarea siguranței în funcționare cu aplicarea măsurilor de redispecerizare și împărțire a costurilor etc.;

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>.

Comparând valorile capacităților disponibile lunare ferme cu cele maxime negarantate, se observă ca primele sunt mai mici, având 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.

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

Reprezentarea profilului valorilor NTC din Figurile 5.4.4.1 și 5.4.4.2 indică perioadele în care valorile NTC variază pe interfața României pentru perioada **2022 – 2023**. Reducerea valorilor NTC poate fi cauzată de retragerile din exploatare ale unor linii de interconexiune ale României sau elemente interne din RET, dar și din cauza unor elemente ale OTS din interconexiune.

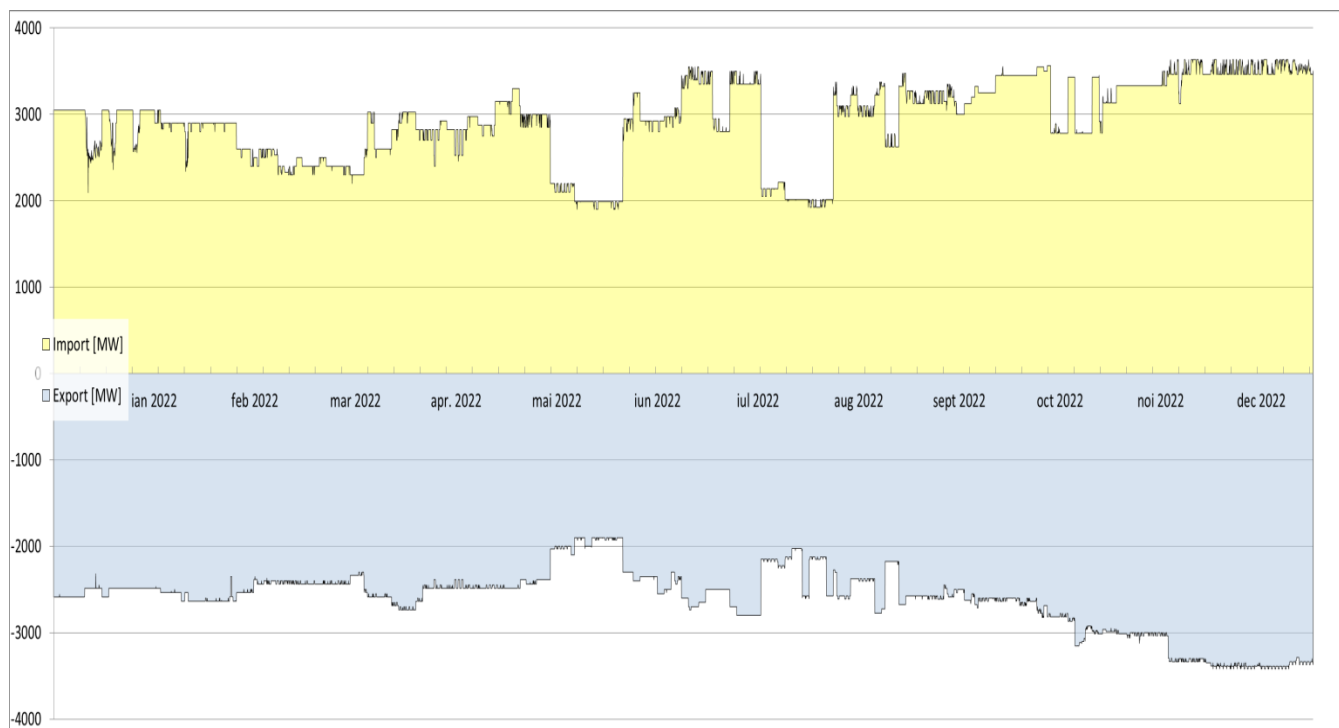


Fig. 5.4.4.2. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2022

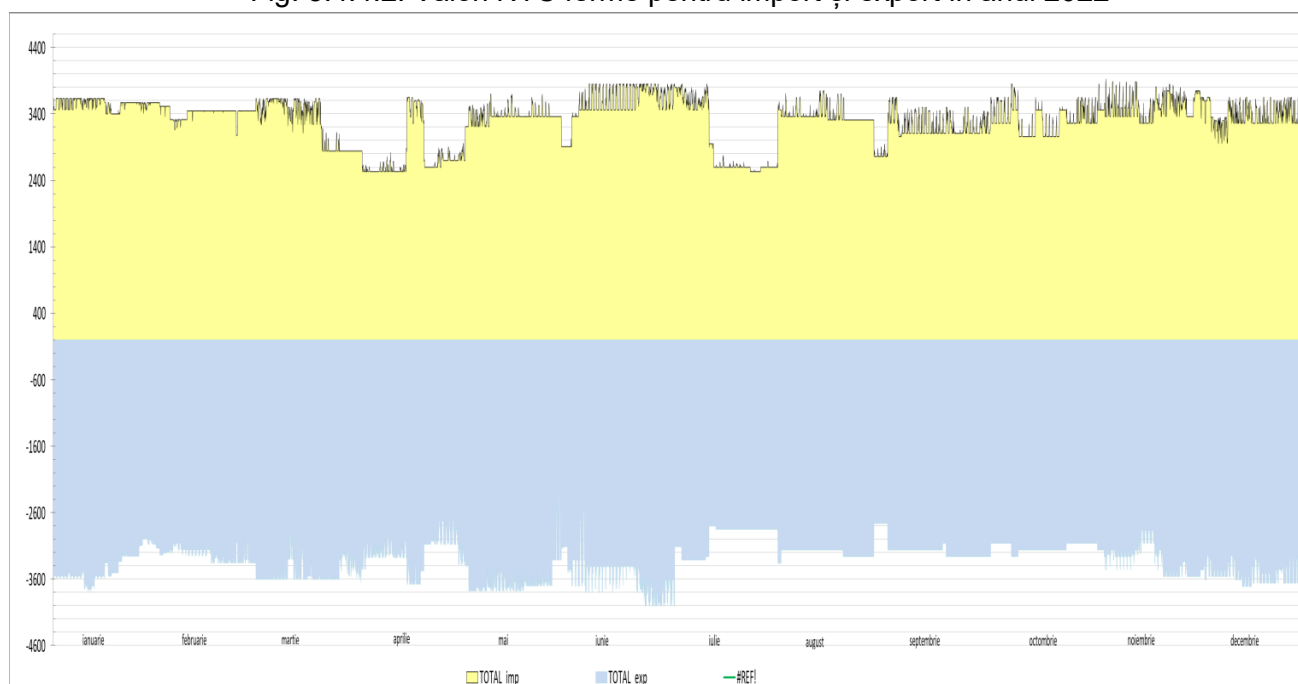


Fig. 5.4.4.2. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2023

4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb

În Figurile 5.4.4.3 și 5.4.4.4 se pot observa profilele valorilor NTC în interfața SEN și programele de schimb (schimburi comerciale programate orare) în anii 2022 – 2023. Se obțin curbele 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. Această concluzie este valabilă pentru orice palier analizat, adică atât la gol de noapte, cât și la vârf de dimineață. Pe baza soldului

orar se constată faptul că soldul SEN a fost predominant de import în anul 2022 și predominant de export în anul 2023.

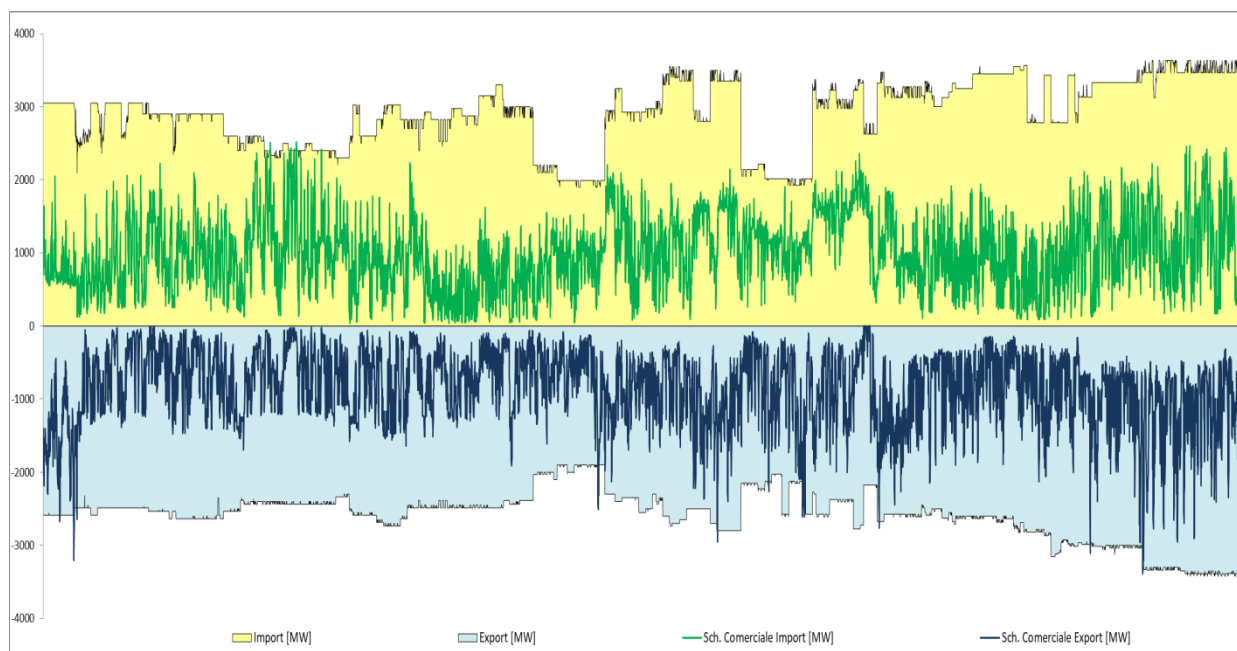


Fig. 5.4.4.3. Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2022

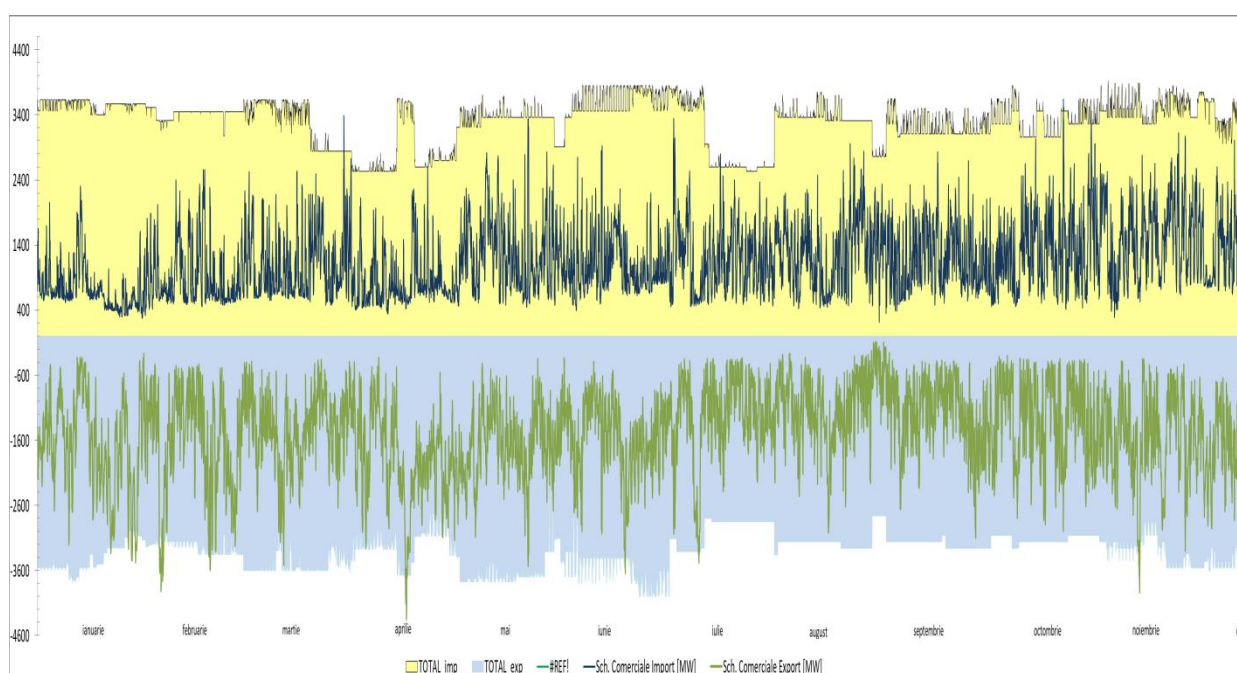


Fig. 5.4.4.4 Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2023

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 criteriului 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 2023 și iarnă 2023 – 2024 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 2023 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Roșiori, Suceava, Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o BC), Urechești, iar în regimul VSI 2023 – 2024 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Roșiori, București, 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 5.5.1

Regim		Tranzit soldat RET→RED
		P [MW]
Iarna 2023 – 2024	VSI	4044
Vara 2023	VDV	3035

Consumul alimentat din RED reprezintă cca. 94,84% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2023 și 94,48% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2023 – 2024.

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 124 de puncte aflate la interfața RET/RED, la marii consumatori și la producători perturbatori conectați la RET, precum și pe unele linii de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine. 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 2024:

- 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 racordare³ 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 2024 numărul total de puncte de măsură integrate în sistemul de monitorizare permanentă este de 124 de puncte de monitorizare. În următorii ani, prin implementarea unui nou sistem de monitorizare a calității energiei electrice, se va extinde monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile RET și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine;
- 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 echipamente⁴ de clasa A,

³ 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, modificat și completat cu Ordinul ANRE nr. 36/2021.

⁴ Standardul SR EN 61000-4-30.

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.

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 2023 și VSI 2023-2024, 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	%
2023-2024	VSI	306.6	193.5	168	57	19	6.5	3.34%
2023	VDV	247	150.27	125.3	31.4	17.47	7.5	2.45%

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}	%
2023-2024	VSI	5801.64	403.67	4460.64	76.89%	937.33	16.16%	52.48%
2023	VDV	6122.53	679	4533.79	74.05%	909.74	14.86%	54.27%

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

Pentru palierul caracteristic VSI 2023 – 2024 se constată preponderența în totalul puterii transportate a puterii active produse de sursele care debitează direct în RET (76,89 %), față de aportul de putere din RED (16,16 %). O structură a surselor similară, cu 74,05 % surse din RET și 14,86 % aportul de putere din RED, se regăsește în cazul palierului VDV 2023.

În figurile 6.a ÷ 6.c este 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

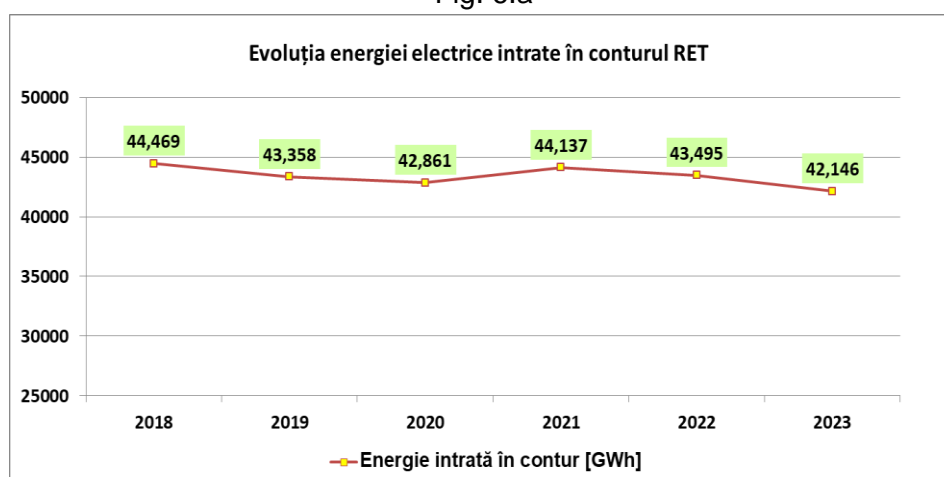


Fig. 6.b

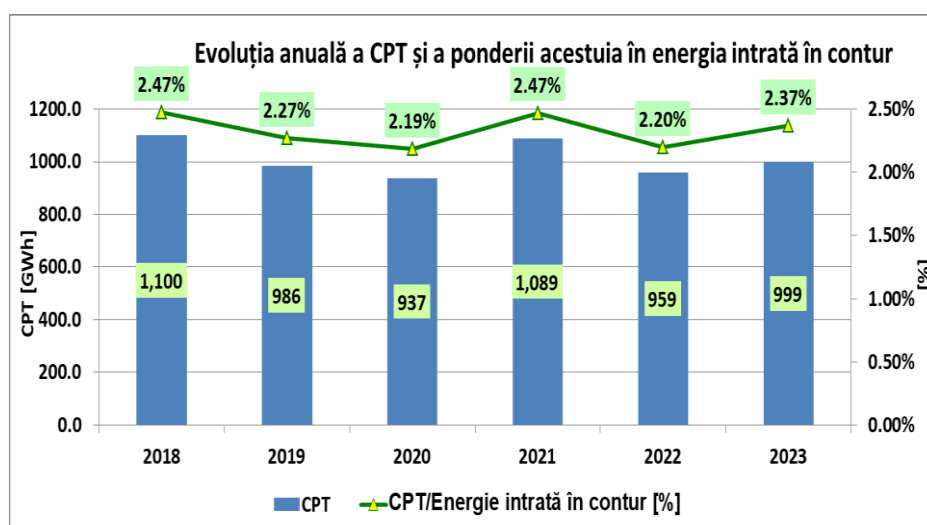
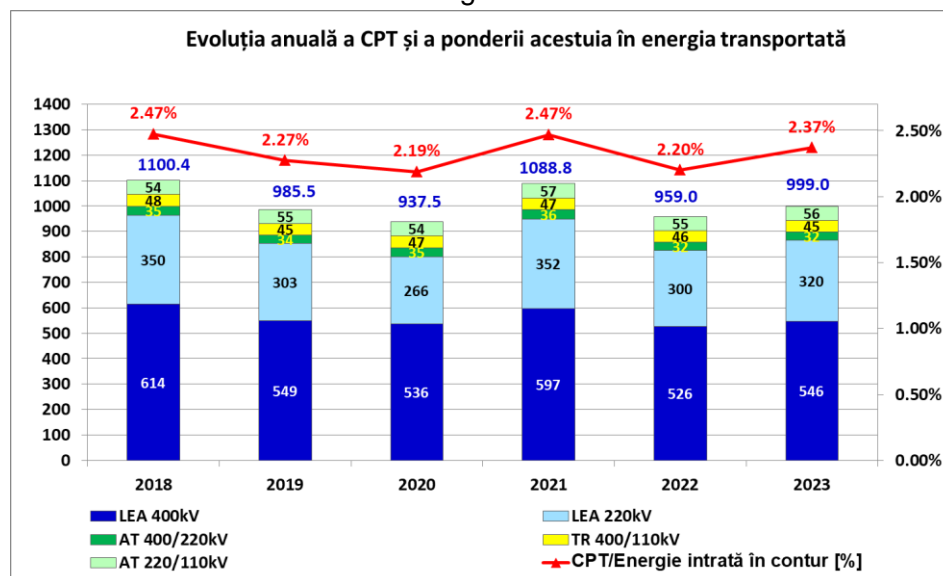


Fig. 6.c



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 2020 și 2022, care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendința pe termen lung.

Reducerea CPT în anul 2022 în raport cu anul 2021 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 2022, pe granițele respective s-a înregistrat un sold fizic de import cu cca. 10 % mai mare decât în anul 2021. De asemenea, creșterea exportului pe granița cu Serbia a facilitat evacuarea producției excedentare din zona de sud-vest a țării pe o cale scurtă, cu pierderi mai mici. În același timp, condițiile meteorologice mai favorabile din punct de vedere al cantităților de precipitații au determinat scăderea pierderilor corona.

Ca urmare a scăderii consumului intern de energie electrică pe fondul crizei prețurilor, dar în contextul unei creșteri semnificative a fluxurilor fizice de import, energia intrată în conturul RET a avut o valoare cu cca. 1,45 % mai mică decât în anul 2021, contribuind la reducerea CPT în valori absolute.

Creșterea CPT în valori absolute în anul 2023 în raport cu anul 2022 a fost determinată, de asemenea, în special de fluxurile fizice pe liniile de interconexiune, care, în perioada ianuarie ÷ iunie și septembrie ÷ noiembrie au fost mult mai dezavantajoase din punct de vedere la CPT decât în aceeași perioadă din anul precedent. O altă influență determinantă pentru evoluția CPT în anul 2023 a fost dată de condițiile meteorologice mult mai

defavorabile, în special din lunile ianuarie + iulie, octombrie și noiembrie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații care au determinat creșterea pierderilor corona.

Scăderea consumului intern real de energie electrică s-a atenuat în anul 2023, dar reducerea vizibilă a fost mai mare ca urmare a producției nemăsurate aferente panourilor fotovoltaice ale prosumatorilor, fiind unul dintre factorii care au determinat reducerea energiei intrate în RET.

Creșterea valorii procentuale a pierderilor în anul 2023 comparativ cu anul 2022 a fost determinată atât de creșterea acestora în valori absolute din motivele prezentate anterior, cât și de scăderea cu 3,1 % a energiei intrate în conturul RET. Energia primită în RET a scăzut pe fondul scăderii importului, respectiv a energiei injectate de producători, în condițiile în care energia primită din RED a crescut semnificativ.

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 2022 ÷ 2023 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;
- a fost pusă în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3, linie nouă, parte a proiectului LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpuri;
- a fost pusă în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 (nouă), prin utilizarea unui provizorat la intrarea în stația Gura Ialomiței;
- a crescut capacitatea de transformare, prin punerea în funcțiune a AT 2 – 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- s-au înlocuit 7 unități de transformare cu echipamente noi, moderne, cu pierderi reduse (AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni, AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat și AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni, AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Magurele, AT 200 MVA, 220/110 kV Urechești);
- în anul 2024 urmează să fie înlocuite cu unități noi și moderne, cu pierderi mici AT – 200 MVA, 220/110 kV Filești și AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare;
- continuarea proiectului de montare a două mijloace moderne de reglaj al energiei reactive, în stațiile Sibiu Sud și Bradu;
- continuarea proiectului de implementare a unui nou sistem de contorizare și management al datelor măsurate, care va permite o monitorizare mai aproape de timpul real și mai eficientă a CPT din RET;
- continuarea lucrărilor de realizare a axului 400 kV Banat și a LEA 400 kV Porțile de

Fier – Reșița, care va 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 rețehnologizare a stației Medgidia Sud și racordarea în aceasta a liniilor de interconexiune cu Bulgaria, situate în zona Dobrogea.

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.

Calculule 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 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 – Kozlodu (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 Mukacevo – Roșiori;
 - LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba;
 - LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c;
 - LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;
 - LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov;
 - LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.
- 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 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- 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 Isaccea – Vulcănești;
 - LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
 - LEA 400 kV Stupina – Varna.

8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor efectuate pentru perioada 2023 – 2024 este prezentată după cum urmează:

Tabelul 8.1 Puterile admisibile pentru perioada de vară 2023

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	4010	2870	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	2920	2220	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
3	S 3	-	-	1180	1040	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1870	1070	Declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin
5	S 5	-	-	990	720	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	5890	3270	-	-	Declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu

Tabelul 8.2 Puterile admisibile pentru perioada de iarnă 2023-2024

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	3960	2070	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	3140	2460	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
3	S 3	-	-	820	570	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1860	880	Declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin
5	S 5	-	-	960	610	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	6250	3150	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest

unde:

- P_{rez. st. st.} este puterea admisibilă cu respectarea rezervelor normate de stabilitate statică;
- P_{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 2023 – 2024 se pot constata următoarele:

Secțiunea S1

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată minimă este 3960 MW stabilită în regimul de iarnă 2023 – 2024, iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii este de 2070 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2023 – 2024. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;

Secțiunea S2

Puterea cu rezervă normată minimă este de 2920 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 2220 MW stabilită în regimul de vară 2023. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;

Secțiunea S3

Puterea cu rezervă normată minimă este de 820 MW stabilită în regimul de iarnă 2023 – 2024, iar valoarea puterii admisibile minime este de 570 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2023 – 2024. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș.

Secțiunea S4

Puterea cu rezervă normată minimă este de 1860 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 880 MW stabilită tot în regimul de vară 2023. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin.

Secțiunea S5

Puterea cu rezervă normată minimă este de 960 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 610 MW stabilită tot în regimul de vară 2023. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Secțiunea S6

Puterea cu rezervă normată minimă este de 5890 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 3150 MW stabilită în regimul de iarnă 2023 – 2024. Limita puterii admisibile minime se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest.

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

- declanșarea unor elemente 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 axul LEA 220 kV Filești – Barboși – Focșani Vest.
- declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin sau LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud conduce la suprasarcină pe AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

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, LEA 400 kV Stupina – Varna, LEA 400 kV Arad – Sandorfalva, LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba și LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo. În cadrul studiului de planificare a funcționării SEN pentru iarna 2023 – 2024, s-a considerat realizat proiectul de racordare a LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja în stația 400/110 kV Medgidia Sud, liniile de interconexiune din zona Dobrogea devenind LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna și LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja.

Verificarea stabilității tranzitorii s-a realizat pe scheme de funcționare a rețelei ce au inclus retragerile din exploatare din Programul Anual de Retrageri (PAR) necesare desfășurării lucrărilor de rețehnologizare 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 rețehnologizate.

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, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herțegovina, 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 linii electrice sau unități de transformare, izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întreruptoarelor prin protecție de distanță și teleprotecție sau protecție 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 2023–2024, dar și în cele anterioare, s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- verificarea stabilității grupurilor din zona Cernavodă în condițiile unei producții maxime în CEE din SEN, 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 una sau două elemente retrase din exploatare;
 - verificarea limitelor de stabilitate dinamică și a eficacității automatizării de putere activă din stația 220 kV Lotru pe LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 1 și 2;
- Analizele s-au făcut pentru regimuri medii de vârf 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 rapid de întreruptoarele din capetele liniei prin acționarea corectă a sistemelor de protecție și teleprotecție, care determină o configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând zona Dobrogea și unele sau toate zonele limitrofe: Gura Ialomiței, Lacu Sărat – Smârdan, Rahman – Stupina.;
- 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 o nouă LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan dublu circuit (un circuit echipat) și LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței (inclusiv trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu) conduc la evitarea creșterii frecvenței și volumului de restricții de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

Prin conectarea LEA 400 kV de interconexiune cu Bulgaria din zona Dobrogea în stația 400/110 kV Medgidia Sud, stabilitatea tranzitorie a zonei este îmbunătățită, rezultând o rezervă de stabilitate mai mare și eliminarea unor restricții de producție la retragerea unor elemente din RET.

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

Zona Porțile de Fier:

- Există scheme cu una sau 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 sau impunerea unei tensiuni cât mai

apropiată de cea nominală la bornele generatoarelor din CHE 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, 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 9.1

Indicator	2018	2019	2020	2021	2022	2023
► Indisponibilitatea medie în timp a LEA și Trafo/AT						
• LEA – INDLIN [ore/an] TOTALA	154.42	136.20	112.50	205.60	206.95	243.11
Neprogramata (accidentală)	9.52	7.19	4.24	6.04	4.91	12.58
Programată	145.17	129.01	108.26	199.56	202.04	230.53
• Trafo/AT – INDTRA [ore/an] TOTALA	129.53	236.44	230.85	179.21	226.32	75.17
Neprogramata (accidentală)	3.11	27.56	1.76	4.99	7.10	1.48
Programată	126.42	208.88	229.09	174.22	219.22	73.69
► Număr de incidente	578	428	421	351	359	381
► Energia nelivrată utilizatorilor / energia neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh]	118.81 / 3565.49	91.79 / 6.53	287.98 / 0.00	109.76 / 90.50	54.05 / 1160.36	37.13 / 10154.90
► Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	32	27	29	34	35	22
► Timpul mediu de întrerupere la utilizatori / timpul mediu de întrerupere în centrale TMI (AIT) [min/an]	1.12 / 33.82	0.90 / 0.06	2.83 / 0.00	1.01 / 0.83	0.52 / 11.16	0.34 / 93.28

S-au considerat:

Timpul mediu de întrerupere (TMI / AIT) [minute/an]

$$TMI = 8760 \times 60 \times \frac{EN}{EC}$$

sau pentru anii bisecti

$$TMI = 8784 \times 60 \times \frac{EN}{EC}$$

Unde:

EN [MWh/an] – energia nelivrată / blocată datorită întreruperilor serviciului de transport

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

Indisponibilitatea medie în timp a LEA (INDLIN) [ore/an]

$$INDLIN = \frac{\sum_{i=1}^n (L_i \times D_i)}{L_t}$$

Unde:

n – numărul total de evenimente

L_i [km] – lungimea liniei indisponibile la evenimentul i

D_i [ore] – durata de indisponibilitate a liniei, la evenimentul i

L_t [km] – lungimea totală a liniilor

Indisponibilitatea medie în timp a Trafo/AT [ore/an]

$$INDTRA = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i \times D_i)}{S_t}$$

Unde:

n – numărul total de evenimente;

S_i [MVA] – puterea aparentă nominală a T/AT indisponibil la evenimentul i;

D_i [ore] – durata de indisponibilitate a T/AT, la evenimentul i;

S_t [MVA] – puterea aparentă nominală totală a T/AT

În perioada 2018-2023 se observă o alternanță în dinamica indicatorilor de performanță ai RET. În anul 2023 s-a înregistrat o indisponibilitate totală a LEA (INDLIN) ușor crescută față de cea înregistrată în anul 2022 în timp ce indisponibilitatea totală a T/AT (INDTRA) a fost substanțial mai mică. Față de media pe cei cinci ani analizați, valoarea INDLIN este peste valoarea medie de 176.46 ore/an în timp ce valoarea INDTRA este sub valoarea medie de 179.58 ore/an. De remarcat de asemenea valorile scăzute ale indisponibilităților neprogramate (accidentale) ale celor doi indicatori comparativ cu valorile indisponibilităților programate.

În ceea ce privește indisponibilitățile accidentale, numărul crescut al incidentelor înregistrate pe LEA în anul 2023 (în special defecte remanente cu RAR-uri nereușite) a condus la creșterea ușoară a valorii indicatorului INDLIN în timp ce indicatorul INDTRA a scăzut. Se remarcă însă o creștere a indisponibilității programate a LEA care poate fi pusă pe seama respectării graficelor de lucrări atât la lucrările de mentenanță cât și la lucrările de investiții.

Printre măsurile de îmbunătățire a indicatorilor de indisponibilitate se pot enumera:

- corelarea programelor de mentenanță cu programele de investiții pentru

- reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor;
- expertizarea unităților de transformare cu durate normale de funcționare depășite, care se mențin în exploatare până la asigurarea condițiilor de înlocuire și reparații majore,
- realizarea de provizorate cu utilizarea stâlpilor de intervenție, a celulelor mobile, etc.
- inspecții multispectrale aeriene ale LEA în scopul micșorării duratelor de retragere din exploatare, urmate de intervenții punctuale (mentenanța corectivă).

În ceea ce privește indicatorii ENS și AIT, aceștia sunt influențați în principal de:

- uzura tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare (în special în cazul stațiilor electrice);
- manifestări extreme ale naturii / condiții meteo nefavorabile (în special în cazul LEA).

Printre măsurile ce pot fi luate pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și AIT se numără:

- Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice:
 - Revizia normei de proiectare a LEA, NTE 003/04/00: *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 care permit modelarea 3-D a întregii structuri LEA (incluzând și elementele ce țin de topografia terenului) și oferă întreaga gamă de funcții necesare verificării 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, suprasolicități mecanice sau electrice etc.);
 - calcul de câmp electric și magnetic;
 - calcul privind capacitatea de transport a LEA.
 - stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
 - upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
- Înlocuirea, în cadrul programelor de mentenanță și investiții, a echipamentelor vechi, uzate fizic și moral cu echipamente performante.

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate ai 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:

- durata medie de întrerupere;
- numărul mediu de întreruperi urmate de reparații;
- 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 siguranță 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 retehnologizarea 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 retehnologizată.

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

Pentru o stație care se retehnologizează în anul 2021, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculați la etapa 2024. Cât timp se întârzie retehnologizarea 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 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 retehnologizarea/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 retehnologizate.

Sistemul este susținut logistic de o rețea complexă de comunicații precum și de procesul de modernizare și retehnologizare 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 redundanța 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 află 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);
 - o 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;
 - o Regulamentul (UE) 2016/1719 AL COMISIEI din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA);
 - o 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 electrică*, 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.

Energia compensată, precum și beneficiile obținute în cadrul acestei cooperări, sunt centralizate în tabelul de mai jos:

		dec.21	2022	2023
		Energie [MWh]	Energie [MWh]	Energie [MWh]
TOTAL IMPORT	Pret >=0	2,362.50	177,629.09	244,148.98
	Pret <0	67.79	1,206.41	2,082.78
TOTAL EXPORT	Pret >=0	3,684.48	252,982.08	359,602.65
	Pret <0	220.71	3,040.94	29,996.17
TOTAL BENEFICIU		euro	1,071,506.71	98,917,427.71
				109,565,848.43

Platforma IGCC numără în prezent un total de 27 de operatori de transport și de sistem din 24 de țări, respectiv – 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, ESO – EAD Bulgaria, EMS Serbia. De asemenea, în cadrul cooperării există trei 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 Romania – 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 (reglaj primar (bandă simetrică), reglaj secundar (bandă simetrică), terțiar rapid la creștere sau la reducere), necesare funcționării sigure a SEN în condițiile de calitate a energiei electrice.

Serviciile de sistem 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 de sistem pentru anul 2023 este prezentată în Anexa B-8.

În conformitate cu regulamentele Europene, achiziția de capacitate pentru echilibrare (rezerve) se realizează în mod concurențial și sens, prin licitații zilnice organizate (Regulamentul UE 943/2018, Art. 6, alin. 9).

Începând cu data de 01 aprilie 2024, 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 de sistem în anii 2019 ÷ 2023 este prezentată în continuare:

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 Creștere	hMW	5470200	0	5454250	5440993	99.76%	99.47%	-
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.

Anul 2022

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	3694100	0	3376066	3376066	3368145	99.77%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Creștere	hMW	4494400	0	4494400	4494400	4465044	99.35%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	1111300	0	1105603	1105603	1102661	99.73%	
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	0	0	0	0	0		-
Energie Reactivă	ore*grup	1645	1645	0	1645	1645	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320				-	100%	-

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

** în anul 2022 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.

Anul 2023

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	4392000	0	3561770	3561770	3556478	99.85%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Creștere	hMW	4416500	0	4384455	4384455	4369002	99.65%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	2557350	0	2432606	2432606	2417091	99.36%	
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	0	0	0	0	0		-
Energie Reactivă	ore*grup	3196	3196	0	3196	3196	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	527040				-	100%	-

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

** în anul 2023 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.

La solicitarea făcută în baza licenței de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar, obligatoriu și neremunerat 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 repartitie cât mai uniformă și a reprezentat în total minim de 60 hMW/h în 2023, 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 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 sediilor 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.