



Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

www.transelectrica.ro

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2024 – 2025	5
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2024 – 2025	7
2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în iarna 2025 – 2026	12
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2025 – 2026	14
2.6. Capacități de producție	15
2.7. Variantele de balanță	16
2.8. <i>Servicii de sistem (de echilibrare)</i>	17
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	18
3.1. Schema de calcul	19
3.2. Variante de regimuri analizate	22
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N	23
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	23
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	24
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	24
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	39
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate	40
3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR	41
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC)	41
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	41
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme	43
3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2024	45
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	53
3.8. Analiza de sensibilitate <i>confidențial</i>	56
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	56
4.1. Secțiunea S1	57
4.2. Secțiunea S2	58
4.3. Secțiunea S3	59
4.4. Secțiunea S4	59
4.5. Secțiunea S5	61
4.6. Secțiunea S6	63
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII	64
5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă	64
5.2. Verificarea stabilității tranzitorii a CECC Iernut	64
5.3. Verificarea stabilității tranzitorii a CECC Mass Mintia	64
5.4. Verificarea dinamică a traseului de restaurare <i>confidențial</i>	64
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	64
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	64
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	64
6.3. Managementul congestiilor	67
6.4. Condiționări de regim	67
6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție	68
6.6. Concluzii privind stabilitatea statică	68
6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	69
6.8. Concluzii generale	69

ANEXE:

1.1	<i>confidențial</i>
1.2	<i>confidențial</i>
2.7.1	<i>confidențial</i>
2.7.2 – 2.7.3	Structura pe resurse a producției brute din SEN
2.8.1	<i>confidențial</i>
3.3	<i>confidențial</i>
3.4.1.1	<i>confidențial</i>
3.4.1.2	<i>confidențial</i>
3.4.1.3	<i>confidențial</i>
3.4.1.4	<i>confidențial</i>
3.6	<i>confidențial</i>
3.7	<i>confidențial</i>
3.8	<i>confidențial</i>
3.9	<i>confidențial</i>
3.10	<i>confidențial</i>
3.11	Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2025
3.12	<i>confidențial</i>
4.1	<i>confidențial</i>
4.2.1 – 4.2.2	<i>confidențial</i>
4.3	<i>confidențial</i>
4.4.1 – 4.4.3	<i>confidențial</i>
4.5.1 – 4.5.3	<i>confidențial</i>
4.6.1 – 4.6.2	<i>confidențial</i>
5.1	<i>confidențial</i>
5.2	<i>confidențial</i>
5.3	<i>confidențial</i>
5.4	<i>confidențial</i>
6.1	<i>confidențial</i>
6.2	<i>confidențial</i>

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a fundamenta elementele de stabilire a schemei normale sezoniere, ținând cont de echipamentele disponibile din SEN (RET), de a determina măsurile de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, de stabilire a puterilor admisibile prin secțiunile caracteristice ale SEN și de verificare a condițiilor de stabilitate tranzitorie și a automatizărilor de sistem. În baza acestui scop, studiul furnizează un instrument de lucru, utilizat în conducerea prin dispecer a SEN.

Studiul prezintă analiza și planificarea operațională a funcționării SEN în condițiile de balanță precizate în temă pentru perioada de iarnă 2025 – 2026 (perioada 01.10.2025 – 31.03.2026) și propune pe baza calculelor, schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu Aviz CTES nr. 277 / Data: 19.05.2025.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2025 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2025 și estimările pentru anul 2026;
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

S-au luat în considerare și investițiile din RET și RED în curs de derulare, ce urmează să fie puse în funcțiune în perioada analizată.

S-au făcut calcule ținând cont de nivelurile de consum, balanțele de producție și valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerată.

S-a considerat pentru perioada de iarnă o balanță de puteri cu o producție la vârf de 9600 MW, care acoperă un consum intern de 8600 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 1000 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare atât situații cu producție maximă în CEE și export, cât și situația cu producție zero în CEE și sold de import pentru consum intern de vârf de sarcină mediu și maxim. Pentru acoperirea palierului de vârf de seară s-a analizat și o structură a producției cu utilizare minimă a cărbunelui.

În analizele de regim s-a considerat funcționarea interconectată a sistemului ENTSO-E cu Turcia, SE Ucraina și Republica Moldova.

S-au analizat regimurile staționare corespunzătoare balanțelor stabilite, pentru condiții normale de funcționare a SEN (N elemente în funcțiune) și unele regimuri de retrageri, urmărind:

- determinarea unui plafon pentru producția centralelor electrice eoliene (CEE), pentru regimul de bază de funcționare analizat;
- încadrarea circulațiilor de putere și a tensiunilor în limitele admisibile pentru verificarea criteriului de siguranță N -1;
- determinarea cazurilor în care este necesară banda secundară de reglaj Q/U;
- stabilirea restricțiilor și condiționărilor de rețea ce rezultă în funcționarea SEN;
- analiza pierderilor de putere în RET, stabilirea benzilor pentru nodurile de control ale tensiunii;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb cu partenerii de interconexiune.

În capitolul de stabilitate statică s-au efectuat calcule pentru determinarea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- Verificarea stabilității tranzitorii pentru CNE Cernavodă și zona de sud – est a SEN în condițiile unei producții mari în CEE;
- verificarea traseului de restaurare CEG Midia Năvodari – CNE Cernavodă;
- verificarea stabilității a CECC Iernut;
- verificarea stabilității a CECC Mass Mintia.

2. BALANȚELE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2024 – 2025

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în iarna 2024 – 2025 s-a făcut în ziua de miercuri 15 ianuarie 2025 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 19/20 ianuarie (pentru golul de sărbătoare).

Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

15 ianuarie 2025

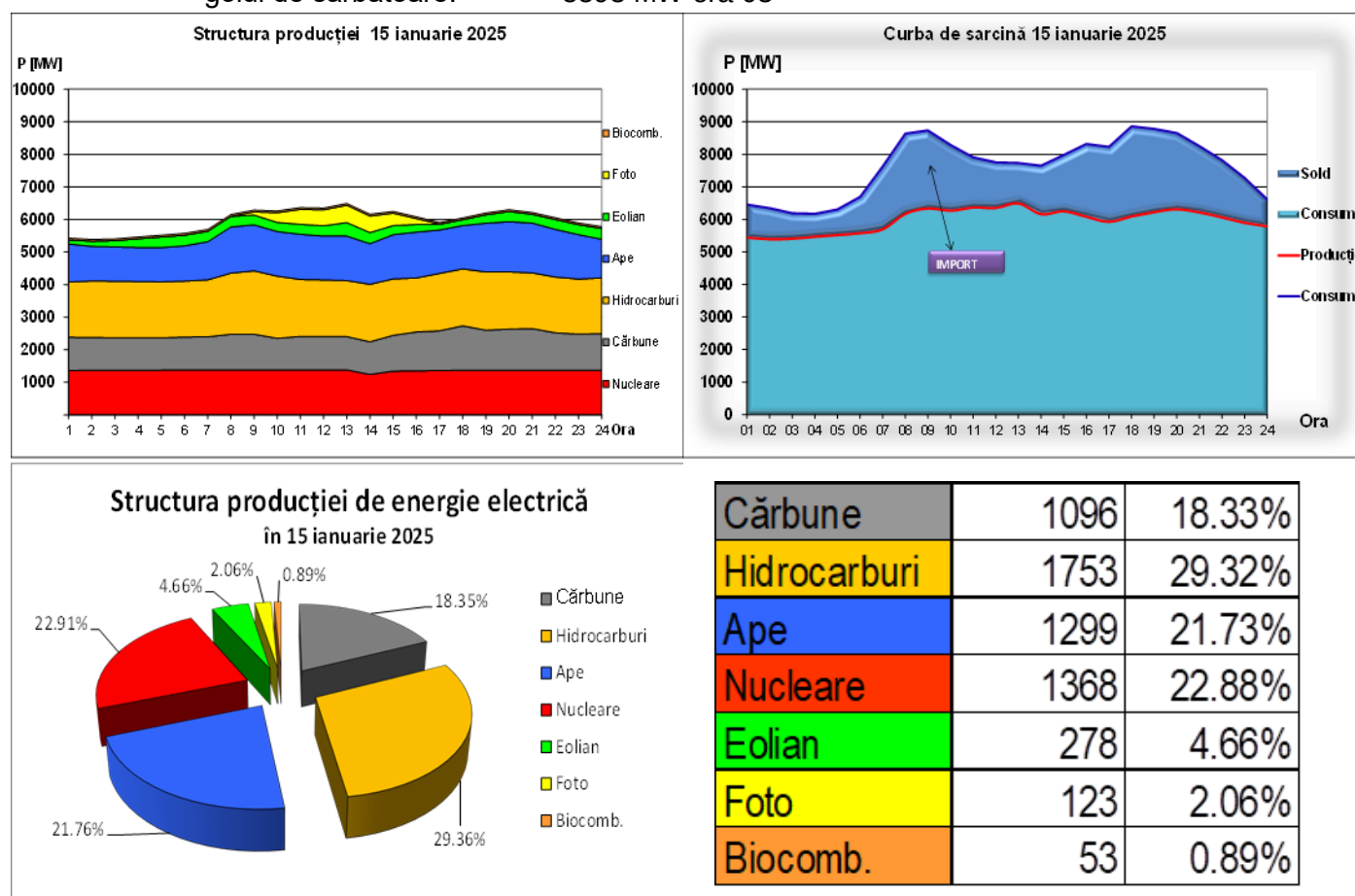
-vârful de dimineață: 8732 MW ora 9

-vârful de seară: 8854 MW ora 18

-golul de noapte: 6180 MW ora 03

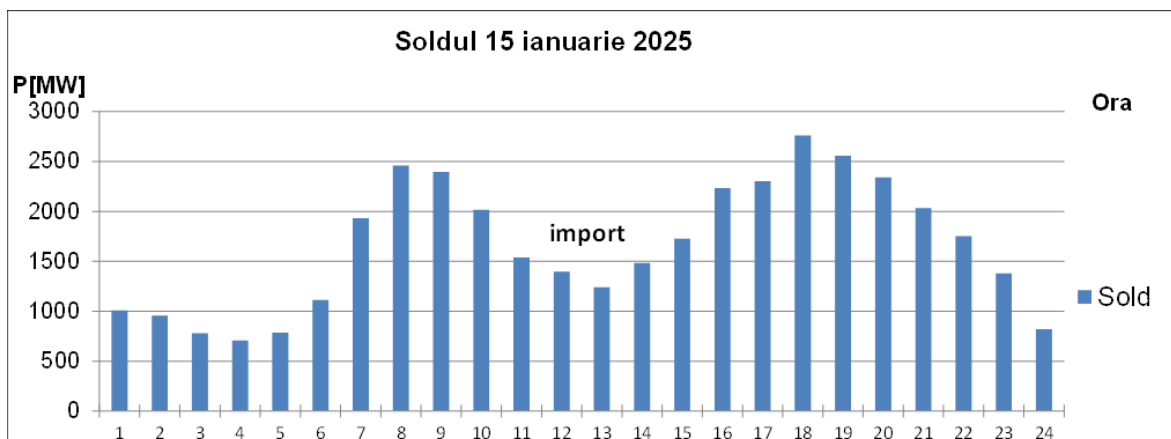
20 ianuarie 2025

-golul de sărbătoare: 5593 MW ora 03



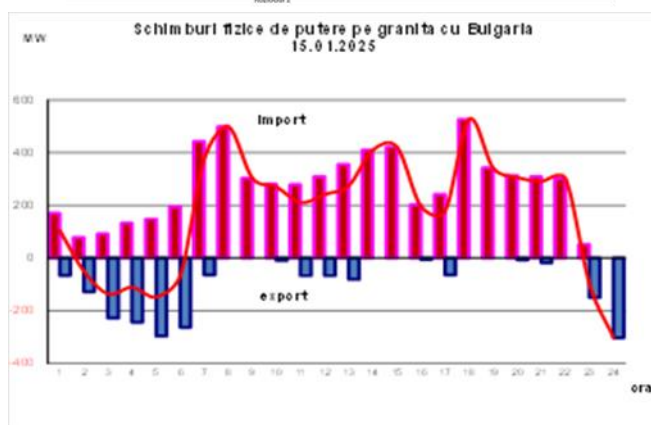
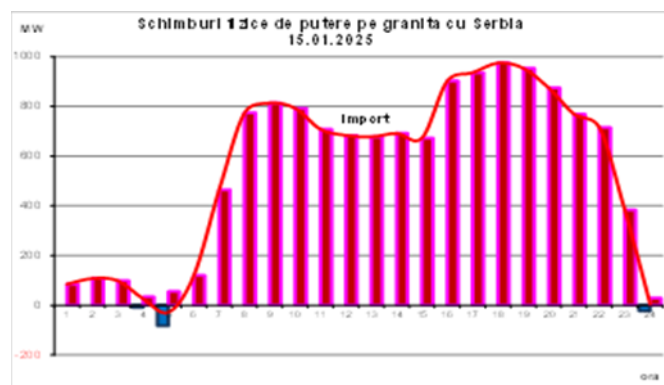
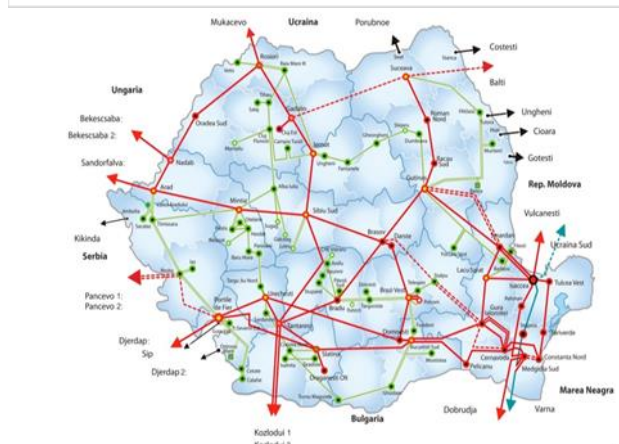
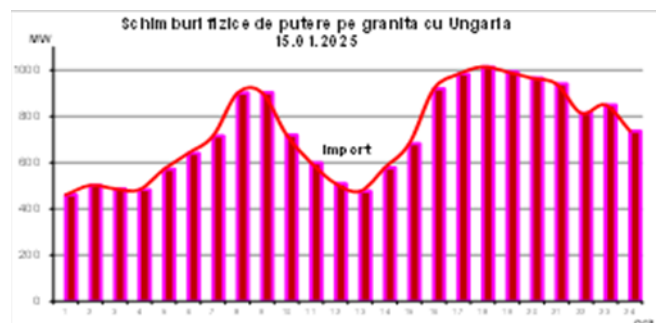
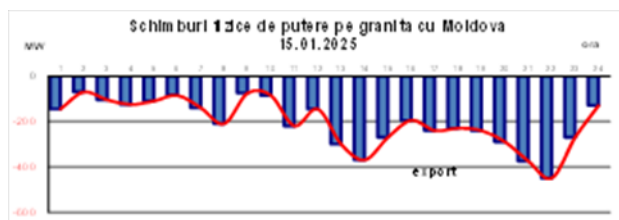
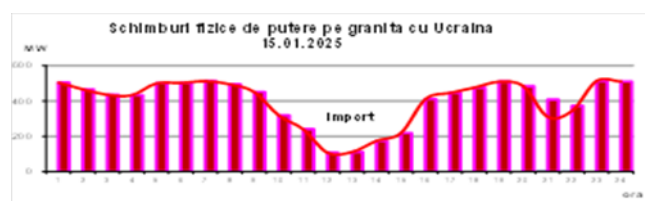
În ziua analizată producția în centralele eoliene a fost mică, media din această zi a fost 278 MW și valoarea maximă 415 MW. De aceea pentru acoperirea consumului s-a funcționat cu sold de import întreaga zi. Cele mai mari valori ale soldului au fost la vârful de dimineață, când soldul a avut valoarea de 2460 MW în intervalul 8 – 9 și la vârful de seară, când soldul a fost de 2762 MW în intervalul 18 – 19. Producția maximă produsă în centralele fotovoltaice a fost de 533 MW în intervalul 12 – 13.

Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat a fost rezultatul schimburilor comerciale și tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și al schimburilor pentru reglajul frecvenței.



Repartizarea soldului SEN din graficul de mai sus este reprezentată pe granițe în graficele de mai jos.

Schimburi fizice pe granițe în ziua caracteristică de iarnă – 15 ianuarie 2025



2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2024 – 2025

Caracterizare meteorologică

Iarna 2024 – 2025 a fost o iarnă blândă. În toate lunile din perioada analizată, în cele mai multe zone ale țării, temperatura medie a aerului a avut valori mai ridicate decât mediile lunare multianuale.

În luna *octombrie* 2024, temperatura medie a aerului a avut valori mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Temperatura maximă a fost de 33 °C în data de 4 octombrie la Zimnicea.

În luna *noiembrie* 2024 vremea a fost în general închisă și temporar s-au semnalat precipitații în cea mai mare parte a țării. Acestea au fost predominant sub formă de ploaie în zonele joase și mai ales ninsori în cele de munte. În această perioadă în zona înaltă de munte s-a produs viscol. Izolat s-a format polei și ceață. Temperatura medie a fost 3,1 °C, în condițiile în care la câteva stații meteorologice s-au înregistrat noi recorduri zilnice ale celor mai coborâte temperaturi minime cât și maxime din întreg șirul de observații în diferite zile ale lunii. S-a depus strat de zăpadă în cea mai mare parte a zonei montane.

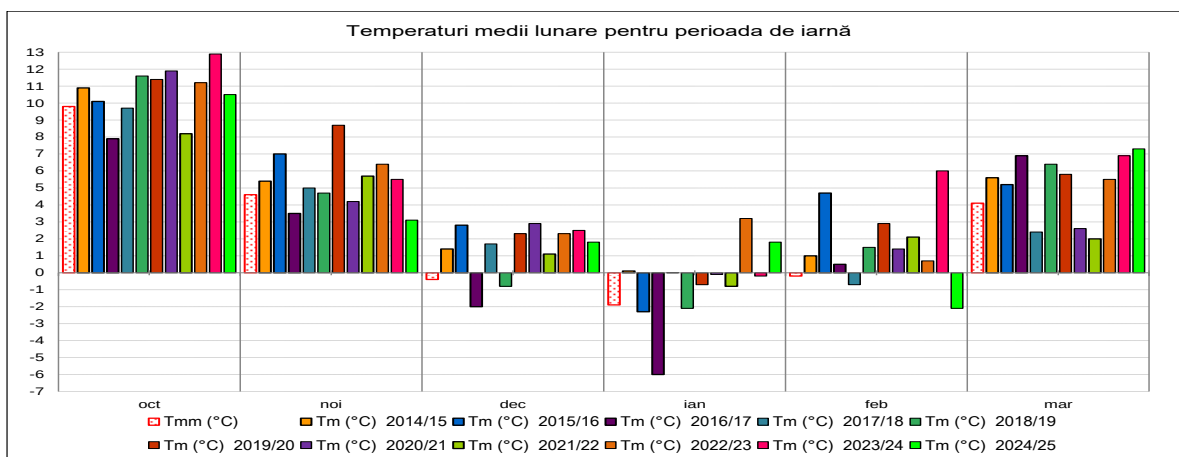
În luna *decembrie* 2024, temperatura medie a aerului a avut valori mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Astfel, temperatura medie la nivel național, de 1,8°C, s-a situat pe locul al șaselea în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național, începând din 1961 și până în prezent, la egalitate cu anul 2000. Aspectul lunii a fost bogat în precipitații de toate formele și în toate zonele țării frecvent însoțite de intensificări de vânt. În zonele înalte s-a depus strat de zăpadă care a fost spulberat de vântul în rafale. Local a fost ceață, pe alocuri asociată cu depunere de chiciură. A fost viscol în zona înaltă de munte și izolat s-a produs polei.

În luna *ianuarie* 2025, temperatura medie a aerului a avut valori cu mult mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Cantitățile totale de precipitații au fost mai mici decât cele normale în cea mai mare parte a țării. Astfel, cantitatea totală medie la nivel național, de 15,2 l/mp, s-a situat pe locul a șaptelea în ierarhia celor mai mici cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din 1961 și până în prezent.

Luna	T _m (°C)	T _m (°C) 2014/15	T _m (°C) 2015/16	T _m (°C) 2016/17	T _m (°C) 2017/18	T _m (°C) 2018/19	T _m (°C) 2019/20	T _m (°C) 2020/21	T _m (°C) 2021/22	T _m (°C) 2022/23	T _m (°C) 2023/24	T _m (°C) 2024/25
oct	9.8	10.9	10.1	7.9	9.7	11.6	11.4	11.9	8.2	11.2	12.9	10.5
noi	4.6	5.4	7	3.5	5	4.7	8.7	4.2	5.7	6.4	5.5	3.1
dec	-0.4	1.4	2.8	-2	1.7	-0.8	2.3	2.9	1.1	2.3	2.5	1.8
ian	-1.9	0.1	-2.3	-6.0	0.01	-2.1	-0.7	-0.1	-0.8	3.2	-0.19	1.8
feb	-0.2	1	4.7	0.5	-0.7	1.5	2.9	1.4	2.1	0.7	6	-2.1
mar	4.1	5.6	5.2	6.9	2.4	6.4	5.8	2.6	2	5.5	6.9	7.3

T_m- temperatura medie lunară

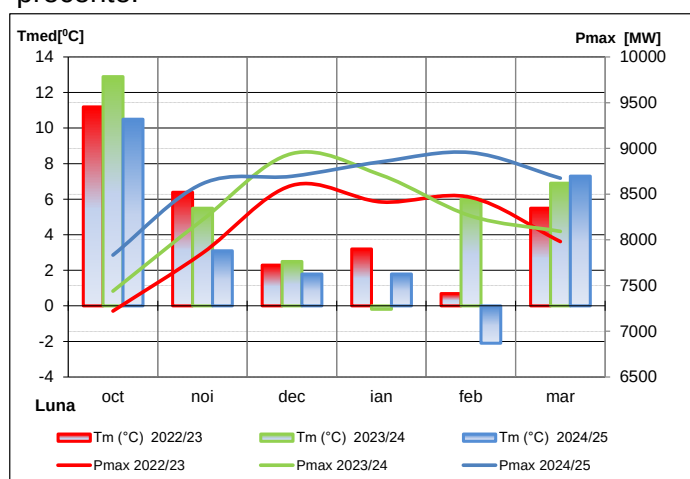
T_m- temp. medie lunara multianuală



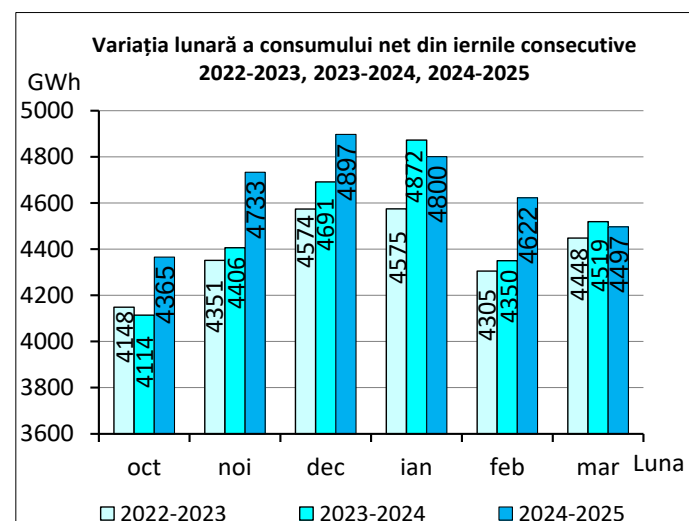
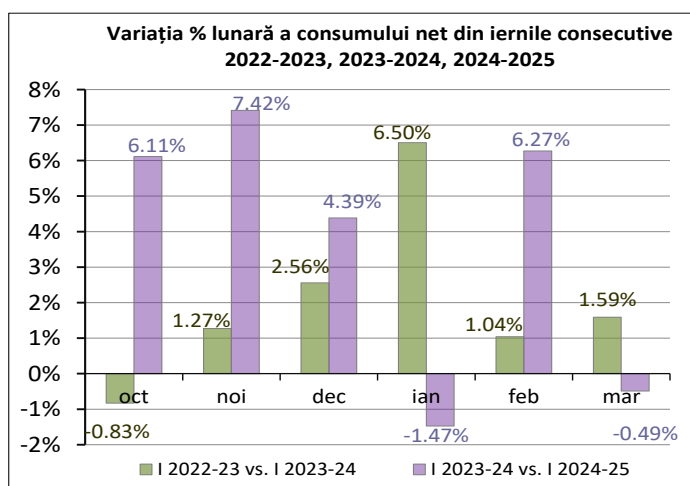
În luna *februarie* vremea a fost rece în cea mai mare parte a țării, geroasă în cursul nopților și al dimineților. Vântul a avut unele intensificări pe crestele munților spulberând zăpada. Au apărut și precipitații sub toate formele, uneori însoțite de polei. Cantitatea totală medie de precipitații înregistrată la nivel național, de 11,3 l/mp, s-a situat pe locul a patrulea în ierarhia celor mai mici cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. Temperatura minimă a fost de -23°C în dimineața zilei de 22 februarie la Întorsura Buzăului.

În luna *martie* 2025, temperatura medie a aerului a avut valori cu mult mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Astfel, temperatura medie la nivel național, de 7,3°C, s-a situat pe locul al doilea în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. În ultima parte a lunii, atunci când reprezintă un pericol pentru agricultură, s-au produs brumă și îngheț la sol în diminețile zilelor de 19, 20, 21 și 22 martie. S-au înregistrat precipitații sub toate formele inclusiv grindină. Pe durata întregii luni au fost intensificări de vânt variate ca durată și intensitate. Temperatura maximă a fost de 29°C în ziua de 15 martie la Călărași.

Curba sarcină – temperatură în iarna 2024 – 2025 comparativ față de 2 sezoane omologe precente.



Luna	Tm (°C) 2022/23	Tm (°C) 2023/24	Tm (°C) 2024/25	Pmax 2022/23	Pmax 2023/24	Pmax 2024/25
oct	11.2	12.9	10.5	7221	7439	7833
noi	6.4	5.5	3.1	7854	8218	8614
dec	2.3	2.5	1.8	8595	8943	8695
ian	3.2	-0.19	1.8	8414	8707	8854
feb	0.7	6	-2.1	8464	8261	8954
mar	5.5	6.9	7.3	7981	8092	8674
medii	5	6	4	8088	8277	8604



Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în iarna 2024 – 2025

[MW]

Realiz. 2024-25 Val.medie TP	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	7472	9	6860	8	7833	20	7503	20	4146	14	4752	4
Noiembrie	8614	9	7946	9	8531	18	8222	18	5158	3	5299	4
Martie	7822	10	7293	9	8092	19	7752	20	4866	3	5063	3
Val.medie	7969		7366		8152		7826		4723		5038	

Realiz. 2024-25 Val.medie I	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Decembrie	8564	9	7827	9	8695	17	8125	18	4841	5	5247	3
Ianuarie	8732	9	7162	9	8854	18	8235	19	4350	11	5403	3
Februarie	8954	10	8230	9	8893	19	8558	19	5238	14	5753	3
Val.medie	8750		7740		8814		8306		4810		5468	

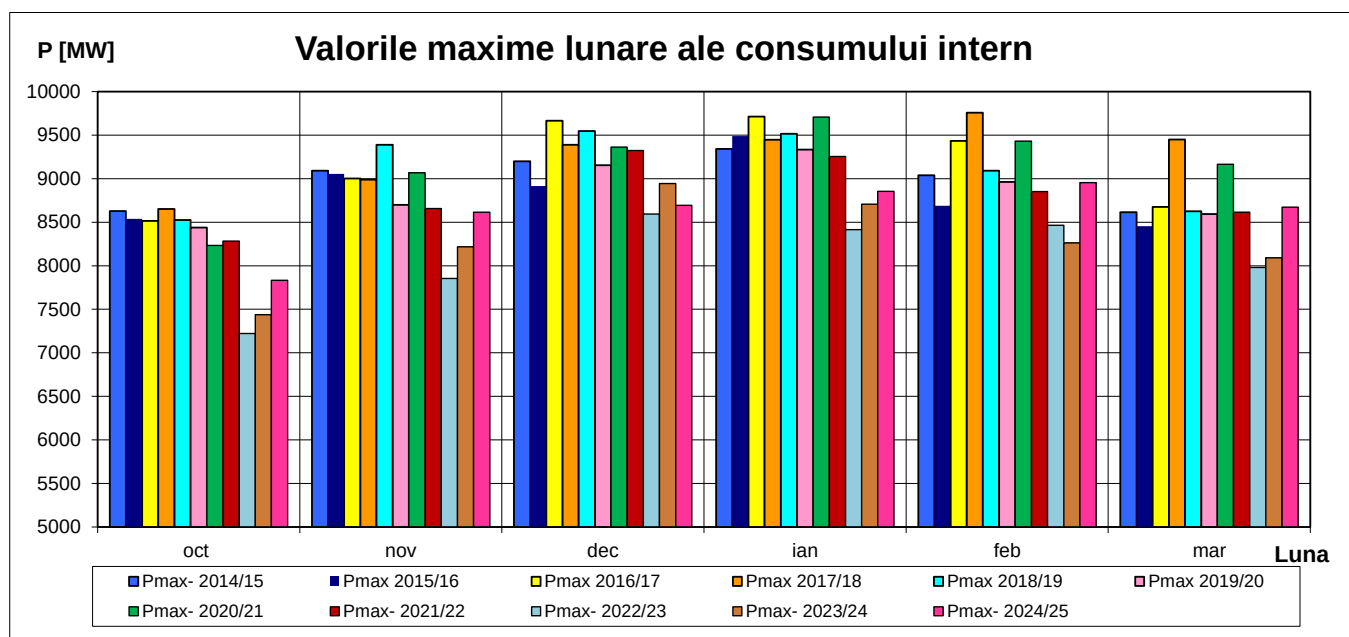
Realiz. 2024-25	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	7472	9	6860	8	7833	20	7503	20	4146	14	4752	4
Noiembrie	8614	9	7946	9	8531	18	8222	18	5158	3	5299	4
Decembrie	8564	9	7827	9	8695	17	8125	18	4841	5	5247	3
Ianuarie	8732	9	7162	9	8854	18	8235	19	4350	11	5403	3
Februarie	8954	10	8230	9	8893	19	8558	19	5238	14	5753	3
Martie	7719	9	6921	9	8674	20	7775	20	3792	12	5059	2
Val.medie	8343		7491		8580		8070		4588		5252	

unde: VD-Vârf de dimineață,
VS-Vârf de seară,
GS-Gol de noapte de sărbătoare.

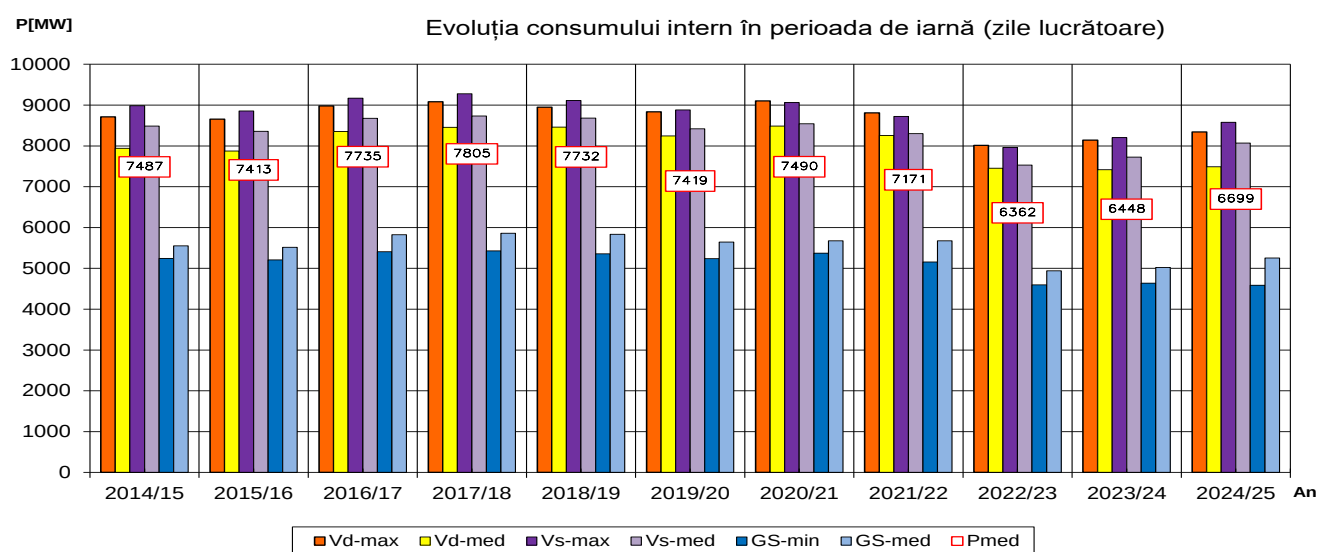
Ziua cu valoarea *maximă* (medie orară) a consumului este miercuri 12 februarie când s-au înregistrat 8954 MW la ora 10 la vârful de dimineață și 8893 MW la vârful de seară la ora 19. Consumul mediu al zilei este 7786 MWh/h. Ziua cu valoarea *minimă* (medie orară) a consumului este duminică 13 octombrie când s-au înregistrat 4146 MW la ora 14 și apoi la golul de sărbătoare a fost de 4523 MW, luni 14 octombrie ora 4. Consumul mediu al zilei este 5006 MWh/h.

Totalul energiei consumate în 6 luni a avut o creștere de 3,8 % raportat la perioada omoloagă precedentă.

Evoluția valorilor consumului maxim lunar din cele 6 luni considerate de iarnă din perioada 2015 – 2025 este prezentată în graficul de mai jos.

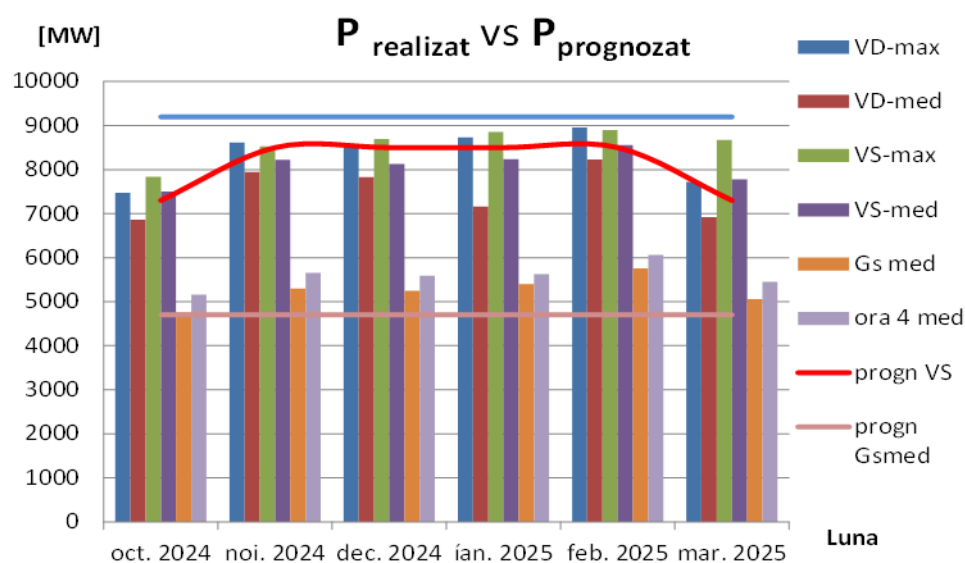


În tabelul și graficul următor este reprezentată atât variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare, înregistrat la palierle caracteristice, cât și media semestrială obținută din energia lunară, pentru ultimele zece sezoane.



Evoluția consumului intern în perioada de IARNA						[MW]
anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	GS-min	GS-med
2014/15	8711	7944	8986	8485	5244	5554
2015/16	8658	7875	8857	8359	5209	5517
2016/17	8979	8352	9168	8678	5408	5823
2017/18	9080	8453	9277	8734	5427	5861
2018/19	8947	8463	9112	8681	5355	5834
2019/20	8837	8244	8881	8422	5241	5645
2020/21	9102	8486	9061	8543	5373	5676
2021/22	8808	8255	8725	8299	5156	5676
2022/23	8016	7454	7960	7532	4594	4943
2023/24	8140	7416	8202	7727	4637	5023
2024/25	8343	7491	8580	8070	4588	5252

Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior comparativ cu valorile realizate [MW]



Valorile prognozate și folosite la calcule sunt acoperitoare pentru toate palierele specifice de consum.

2.3. Valori de capacități nete de transfer

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2024 – martie 2025:

- curbele valorilor orare ale NTC ferme agreate de import și de export pentru perioada respectivă;
- programele orare de import și export, curbe care explicitează utilizarea orară a NTC (fig. 2.3.1);
- soldul orar SEN înregistrat în intervalul de timp iarna 2024 - 2025 analizat (fig. 2.3.2).

Fig. 2.3.1 Programele orare și valorile orare ale NTC de import și de export

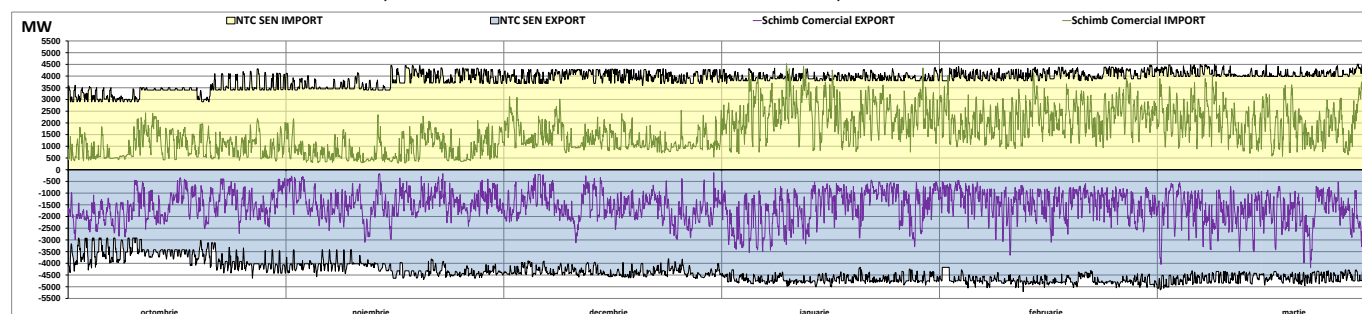
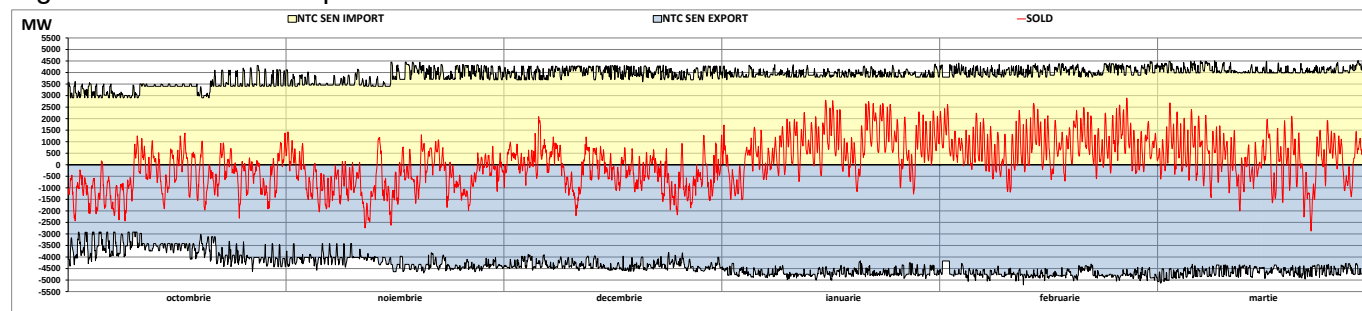


Fig. 2.3.2 Soldul orar al perioadei



Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în iarna 2025 – 2026

Contextul macroeconomic dificil și evoluția conflictului armat de la granițele naționale sunt variabile ce contribuie la incertitudinile legate de determinarea perspectivelor viitoare ale pieței, cu impact asupra prognozei cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România, pornind de la datele macroeconomice și energetice istorice.

Deși Comisia Națională de Strategie și Prognoză prevedea o dinamică economică a țării de 1,4% în 2025 și 2,4% în 2026, datele statistice preliminare publicate de Institutul Național de Statistică pentru semestrul I 2025, indică o creștere mai moderată a Produsului Intern Brut, de 0,3% (pe seria brută), față de perioada similară a anului 2024.

În aceeași perioadă, consumul intern brut de energie electrică a înregistrat o scădere de cca. 1,2% față de semestrul I 2024, în contextul majorărilor de prețuri la energie, cu efect nefavorabil, atât asupra populației, cât și a industriei, în principal în sectoarele energo-intensive, tendință ce se estimează a se menține și pentru perioada 1 octombrie 2025 – 31 martie 2026, comparativ cu sezonul de iarnă 2024-2025.

Ipotezele referitoare la variabilele ce influențează cererea de energie la nivelul SEN, cum ar fi electromobilitatea și creșterea surselor distribuite de producere a energiei electrice (panouri solare pe acoperiș, baterii, etc), estimează atingerea, până la finele sezonului analizat, a unui număr de peste 63000 de vehicule electrice de diferite categorii și a unei capacități de peste 3100 MW instalate la prosumatori.

Pentru captarea influenței variabilelor climatice asupra cererii de energie electrică definite de scenariul de referință a fost utilizată Baza de date PECdv4 disponibilă în cadrul ENTSO-E (Pan European Climate Database), ce include pentru fiecare țară serii de date orare corelate referitoare la temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare, pentru 32 de ani-tip, ce reprezintă 32 de scenarii anuale cu caracteristici diferite din punct de vedere meteorologic. Efectul combinat al ipotezelor considerate pentru variabilele specifice scenariului de referință analizat și, de asemenea, al diferitelor condiții climatice, a fost cuantificat cu ajutorul programului DFT Demand Forecast Toolbox, dezvoltat în cadrul ENTSO-E pentru studiile de piață.

Din analiza celor 32 de curbe orare obținute cu DFT pentru perioada octombrie 2025 – martie 2026, au fost determinate limitele de variație ale consumului de energie electrică în funcție de condițiile climatice, pentru sezonul de iarnă.

Scenariul de referință modelat, reprezentat în Tabelul 2.4.1 și grafic în Figura 2.4.1, se încadrează în limitele de variație descrise de cei 32 de ani cu caracteristici meteorologice diferite reprezentați în PECD (valori mediane).

**Tabel 2.4.1 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2025-2026
scenariul de referință**

		2025			2026		
		Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Ianuarie	Februarie	Martie
Consum intern brut	TWh	4,6	4,7	5,1	5,2	4,8	4,9
Puteri de gol	MW	4506	4500	4800	5061	5305	4694
Puteri de vârf	MW	8342	8755	8921	9100	9000	8599

Figura 2.4.1 Evoluția consumului intern brut - valori minime, maxime și total lunar iarna 2025 – 2026 - Scenariul de referință

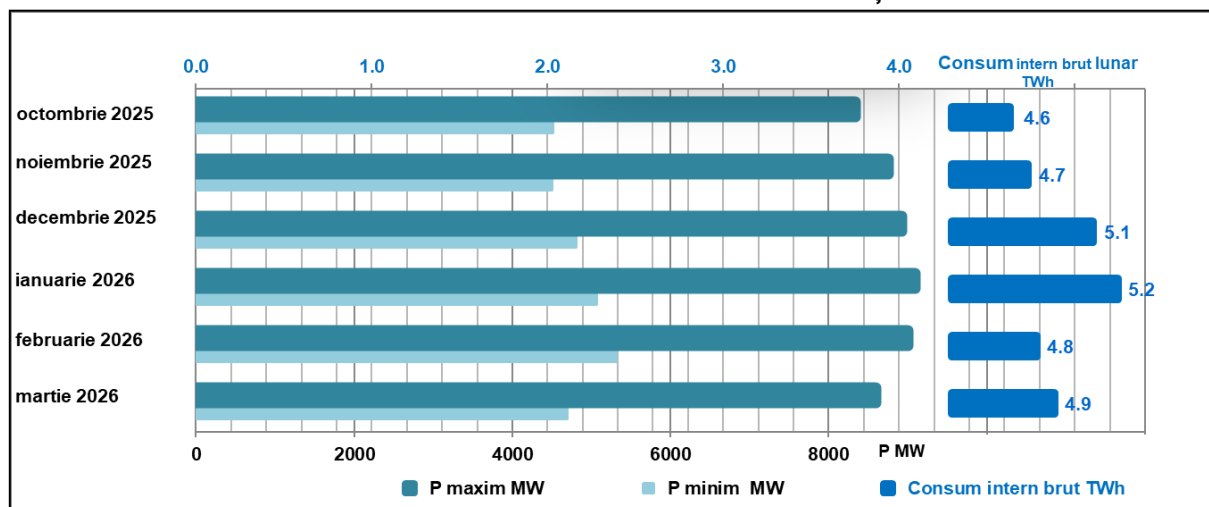
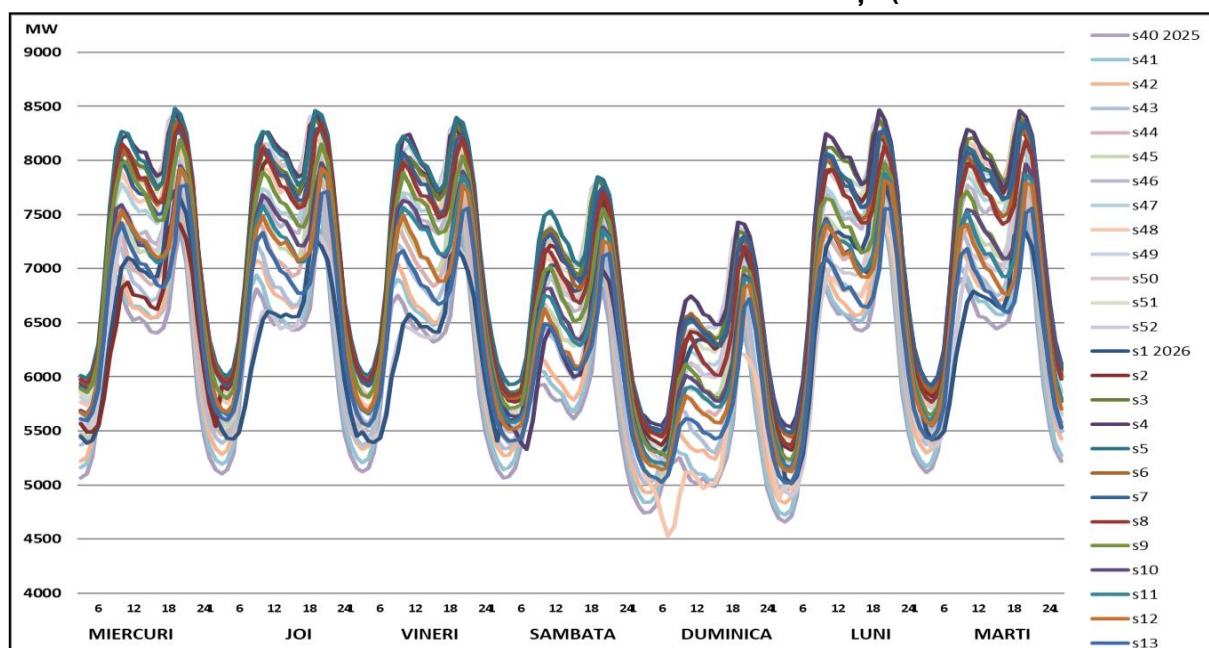
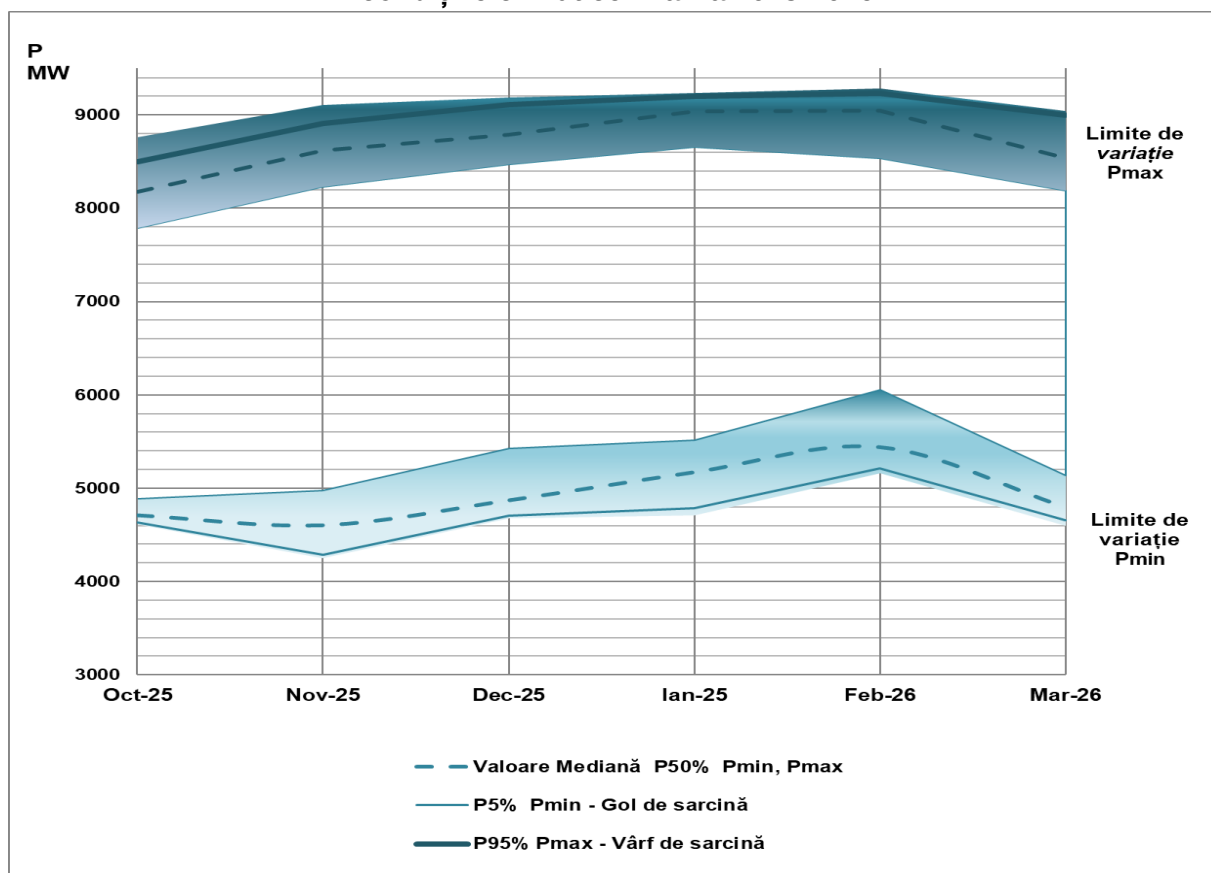


Figura 2.4.2 Evoluția săptămânală a consumului în perioada 1 octombrie 2025 - 31 martie 2026 - Scenariul de referință (valori medii orare)



În Figura 2.4.3. sunt reprezentate limitele de variație ale valorii consumului intern brut, puteri de vârf și de gol pentru fiecare lună din perioada de iarnă, respectiv valorile excepționale ale consumului Pmin sau Pmax, ce corespund unor condiții climatice extreme, cu probabilitate de apariție mai mică de 5%. Ca urmare, 95% dintre valorile orare ale consumului se încadrează în limitele descrise de P5% (Percentila 5) pentru valorile de gol și de P95% (Percentila 95), corespunzătoare valorilor de vârf de sarcină.

Figura 2.4.3. Limitele minime/maxime de variație ale consumului intern brut orar în funcție de condițiile climatice – iarna 2025-2026



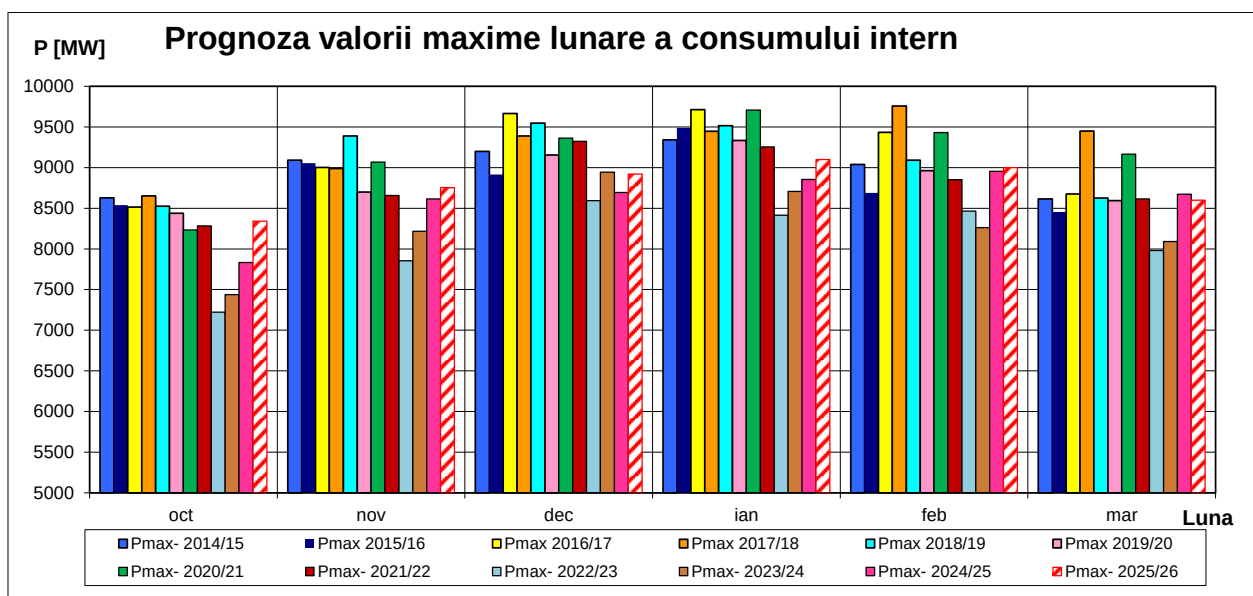
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2025 – 2026

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru iarna 2025 – 2026 s-au analizat atât înregistrările consumului intern brut pentru perioada de iarnă din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul Departamentului Prognoze și Analize (DPA) – valori maxime / minime lunare la palierele caracteristice.

Conform datelor DPA, valorile Pc max lunar prognozate pentru iarna 2025 – 2026 sunt:

Luna	Pmax-2014/15	Pmax-2015/16	Pmax-2016/17	Pmax-2017/18	Pmax-2018/19	Pmax-2019/20	Pmax-2020/21	Pmax-2021/22	Pmax-2022/23	Pmax-2023/24	Pmax-2024/25	Pmax-2025/26
oct	8629	8539	8515	8653	8525	8438	8234	8283	7221	7439	7833	8342
nov	9091	9054	9003	8989	9390	8698	9068	8657	7854	8218	8614	8755
dec	9199	8915	9665	9389	9546	9154	9364	9323	8595	8943	8695	8921
ian	9341	9490	9714	9446	9515	9335	9708	9256	8414	8707	8854	9100
feb	9038	8688	9435	9758	9092	8963	9431	8853	8464	8261	8954	9000
mar	8615	8455	8676	9449	8625	8595	9165	8615	7981	8092	8674	8599

Pornind de la valorile consumului maxim prognozate și utilizând coeficienți de curbă de sarcina s-au obținut valorile medii prognozate pentru palierele de vârf și de gol, care se vor analiza.



În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 5 paliere de consum pentru care sunt elaborate 7 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

[MW]

Codif. Balanta	Producție SEN	Consum SEN	Palier de consum	Perioada de calcul	Termoficare	Producție			Sold export
						RES		CNE	
						CEE	CEF		
B1	8800	7600	VS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1400	1200
B2	5300	4500	GS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1385	800
B3	9600	8600	VS I	noi.-mar.	DA	maxim admisibil	0	1400	1000
B4	6783	8200	VD I sez	noi.-mar.	DA	1000	600	1400	-1417
B5	7200	9200	VS I max	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-2000
B6	7100	8600	VS I	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-1500
B7	5100	8600	VS I	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-3500

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 307 MW la palierul de gol și 467 MW la palierul de vârf maxim) și pierderile de putere activă în rețelele electrice RET și RED.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 1 septembrie 2025 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru iarna 2025 – 2026 conform datelor primite de la departamentul RAF, obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în **tabelul 2.6**.

[MW]

Combustibil	Pi licența ANRE	P netă	Rpp	Pd
Carbune	2762	2162	331	2432
Hidrocarburi	2745	2215	364	2386
Ape	6688	6365	269	6432
Nucleara	1413	1300	0	1413
Eolian	3091	3034	34	3065
Biomasa/Biogaz/Altele	139	127	5	135
Solara	2779	2672	98	2689
Geotermala	0	0	0	0
Total	19617	17874	1101	18552

unde Pi = Putere instalată,
Pnetă = Puterea netă,
Pd = Putere disponibilă,
Rpp = Reducerile permanente de putere.

Pi prosumatori la data 30.06.2025
2821 MW

2.7. Variantele de balanță

Pentru stabilirea centralelor electrice considerate în funcțiune cu scopul de a acoperi cererea internă și contractele comerciale referitoare la schimburi, ca primă etapă s-a considerat reducerea producției pe cărbune și compensarea acestei reduceri cu producție în centrale cu cogenerare de înaltă eficiență distribuite în centre urbane și centrale care utilizează resurse regenerabile.

Stabilirea grupurilor, care participă la producția necesară acoperirii consumului și soldului, s-a făcut ținând cont de:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2025 pentru grupurile termo,
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2025 pentru grupurile hidro și de informațiile de la Hidroelectrica,
- informațiile primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

Tabel 2.7

Codif balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie RES			Productia în centrale mari (MW)				Sold exp (MW)
				eoliana (MW)	fotovolt. (MW)	biomasa (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Carb	Hidrocar			
B1	8800	7600	VS T	2967	0	55	755	959	1400	2344	1200
B2	5300	4500	GS T	1700	0	40	550	741	1385	669	800
B3	9600	8600	VS I	2942	0	55	1070	1516	1400	2297	1000
B4	6783	8200	VD I sez	800	300	52	926	1417	1400	1598	-1417
B5	7200	9200	VS I max	0	0	55	1075	1652	1400	2698	-2000
B6	7100	8600	VS I	0	0	55	1070	1652	1400	2603	-1500
B7	5100	8600	VS I	0	0	55	120	1412	1400	1793	-3500

Balanțele 1 și 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului în luna octombrie 2025 la vârf de sarcină fără termoficare și la gol de sarcină (palierul de gol de noapte de sărbătoare GS este considerat palierul cu cea mai redusă valoare a consumului intern brut din cadrul întregii perioade analizate). În cazul Balanței 2 s-a determinat puterea maximă care ar putea fi produsă în centralele eoliene în condiții de asigurare a rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanța sistemului).

Balanța 3 stă la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsă în CEE în condiții de respectare a criteriului N-1 de siguranță a sistemului și cu asigurarea rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanța sistemului) pentru un consum la vârful de seară de 8600 MW.

Balanța 4 propune o variantă de structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de dimineață și a soldului prognozat considerându-se o producție în CEF de 300 MW și în CEE de 800 MW și sold de import de 1417 MW.

Balanța 5 este concepută pentru verificarea comportării sistemului în condițiile de consum crescut (iarnă grea) la palierul vârf de seară, la care producția în centralele electrice eoliene este minimă (0 MW) și sold de import de 2000 MW.

Balanța 6 este concepută pentru verificarea comportării sistemului în condițiile de consum la palierul vârf de seară al balanței B3, dar fără producție în centralele electrice eoliene (0 MW) și sold de import de 1500 MW.

Balanța 7 prezintă o structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de seară fără producție în CEE și CEF și producția CE Oltenia oprită, cu sold de import de 3500 MW.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 7 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în iarna 2025 – 2026.

Anexele **2.7.2** și **2.7.3** conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor B1 – B7, în valori absolute și în procente.

Variantele de balanță considerate corespund posibilităților de funcționare a SEN din punctul de vedere al puterii disponibile în SEN și al puterii produse pe tipuri de combustibil. Producțiile centralelor propuse în anexe nu reprezintă o repartitie optimă, ci corespund unei situații de funcționare probabile, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, pentru calculele de stabilitate statică, precum și pentru a identifica restricțiile de rețea.

2.8. Servicii de sistem (de echilibrare)

confidențial

3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.10.2025 – 31.03.2026.

S-a considerat SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă incluzând sistemele electroenergetice din Ucraina, Republica Moldova și Turcia.

Modelul rețelei externe pentru palierul de vârf de sarcină a fost realizat pornind de la prognoza modelului comun de rețea sezonier furnizat de grupa de lucru NM&FT, corespunzător zilei de 17.12.2025, ora 10:30 CET, iar pentru palierul de gol de sarcină s-a pornit de la modelul comun de rețea corespunzător zilei de 14.10.2024, ora 15:30 CET. Se menționează că modelele rețelelor externe pentru palierul de vârf și de gol de sarcină au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate, cu păstrarea producțiilor importante din aceste țări.

Linile de interconexiune ale SEN luate în considerare la analiza regimurilor sunt următoarele:

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
- LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. (un circuit în funcțiune și unul în rezervă);
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja;
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
- LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba;
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo d.c. (un circuit în funcțiune și unul în rezervă).

Având în vedere balanțele producție – consum – sold estimate în regimurile analizate pentru iarna 2025 – 2026 se poate funcționa doar cu un circuit al LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui în vederea menținerii nivelului de tensiune în limitele admisibile și reducerea consumului propriu tehnologic. Se poate funcționa cu ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui luând în considerare capacitățile alocate pe granița România – Bulgaria, tranzitele dinspre zona de sud-est a Europei către zona centrală și rezultatele analizelor de siguranță realizate în etapa de programare sau funcționare în timp real. De asemenea în vederea menținerii nivelului de tensiune în limitele admisibile și reducerea consumului propriu tehnologic, se poate funcționa doar cu un circuit al LEA 400 kV Reșița – Pancevo.

Au fost analizate regimuri staționare de funcționare pentru:

- scheme de calcul, cu retrageri din exploatare de lungă durată. Acestea vor fi considerate ca fiind scheme cu N elemente în funcțiune;
- variante de scheme cu echipamente (linii interne de 220 kV și 400 kV, linii de 400 kV din interconexiune sau unități de transformare) retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiată (la nivelul zilelor sau săptămânilor). Acestea vor fi considerate ca fiind scheme cu N-1 elemente în funcțiune.

Pentru fundamentarea schemei normale de funcționare adaptată condițiilor din perioada de studiu s-au urmărit:

- încadrarea tensiunilor și curenților în limitele admisibile în regimuri de durată, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1);
- optimizarea ploturilor de funcționare pentru unitățile de transformare, în scopul reducerii pierderilor în SEN;
- determinarea restricțiilor de funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- debuclarea rețelei de 110 kV în toate zonele în care aceasta este în paralel cu rețeaua de 220 kV și 400 kV și respectarea criteriilor de siguranță și calitate a energiei electrice;
- identificarea necesităților de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale producției CEE, în anumite regimuri, în condiții de siguranță în funcționare a SEN;

- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb maxime negarantate.

3.1. Schema de calcul

Retragerile de lungă durată din exploatare pentru lucrări de retehnologizare (RTh) sunt cele cuprinse în Programul anual de retragere din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET în anul 2025 (PAR 2025), în corespondența cu DET-urile și în Planul de dezvoltare RET.

Se ține cont și de indisponibilități, puneri în funcțiune, decalări / devansări de lucrări, în măsura în care informațiile sunt disponibile.

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile și cele puse în funcțiune în schema de calcul sunt prezentate în continuare.

S-a considerat o singură schemă de calcul pentru perioada analizată.

DET Bacău:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă în stația 110/20 kV Liești, iar LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în rezervă în stația 110 kV Brăilița.

- RTh **Smârdan**: în vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, continuă desfășurarea etapizată a lucrărilor.

Ipoteza considerată pentru schema de calcul este: Trafo 1 (Trafo 2 vechi) – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 în funcțiune, iar LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 retrasă din exploatare.

Stația veche 400 kV Smârdan va fi retrasă definitiv din exploatare. Stația nouă 400 kV va avea două diametre.

Este desființat provizoriul LEA 400 kV Lacu Sarat – Gutinaș – derivație Smârdan și sunt în funcțiune LEA 400 kV Lacu Sărat – Smârdan și LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Este în funcțiune provizoriul LEA 400 kV Cernavodă – Lacu Sărat derivație Gura Ialomiței.

Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV.

• Stația **Isaccea**

Se va funcționa cu bare 400 kV stația nouă separată de stația veche, astfel:

- bara 2 – 400 kV nouă va funcționa cu LEA 400 kV Rahman, LEA 400 kV Vulcănești provizorat și cu LEA 400 kV Tulcea Vest pe celula LEA 400 kV Vulcănești;

- bara 2 – 400 kV veche va funcționa cu LEA 400 kV Lacu Sărat prin CLT 2 – 400 kV la bara 1B – 400 kV veche, cu LEA 400 kV Smârdan circ.2 și cu bara 1A – 400 kV cu LEA 400 kV Stupina provizorat.

- Este retrasă definitiv din exploatare LEA 110 kV Gutinaș – Focșani Nord. Aceasta linie s-a secționat în apropierea stației Mărășești și au rezultat LEA 110 kV Gutinaș - Mărășești circuitul 2 și LEA 110 kV Focșani Nord – Mărășești circuitul 2. Vechile linii dintre stațiile Gutinaș, Mărășești și Focșani Nord s-au redenumit LEA 110 kV Gutinaș - Mărășești circuitul 1 și LEA 110 kV Focșani Nord – Mărășești circuitul 1;

- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Ruginoasa 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 $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ A pe LEA 110 kV

Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dintre celula LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația 110 kV Gura Ialomiței până în stația 110 kV Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- **RTh Medgidia Sud:**

Se consideră că RTh Medgidia Sud 400 kV nu este finalizată, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată. Liniile de interconexiune din Dobrogea cu Bulgaria sunt LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

- **Stația Brazi Vest:**

AT3 400 MVA, 400/220 kV este considerat pus în funcțiune, după remedierea unor neconformități constatate la trecerile izolante 220 kV. Măsurile de regim stabilite se desfășurează: în stația Bradu va fi în funcțiune o singură unitate de transformare 400 MVA, în stația Chitila se aduce în rezervă LEA 110 kV Potlogi, în stația Arcuda se aduce în rezervă LEA 110 kV Titu, în stația Pogoanele se aduce în rezervă LEA 110 kV Jugureanu, în stația Râmnicu Sărat se aduce în rezervă LEA 110 kV Costieni, în stația Urziceni se aduce în rezervă LEA 110 kV Ciorani, în stația Doftana se aduce în rezervă CT 110 kV, în stația Valea Largă se aduce în rezervă CT 110 kV;

- **Stația București Sud:**

Se consideră în funcțiune Trafo 3 și Trafo 4, 250 MVA, 400/110 kV București Sud. Se consideră AT4 400/220 kV în funcțiune cu derogare pe plotul 13.

- Se consideră în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 1, 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.

- TC 110 kV din stația Medgidia Sud pe liniile de 110 kV Medgidia 1 și Mircea Vodă – derivație Făclia au fost înlocuite deja din vara 2024 cu echipamente cu curent nominal superior, $I_n = 1250$ A;

- Se consideră în funcțiune noua stație 220 kV Călugăreni (intrare – ieșire în LEA 220 kV Ghizdaru – București Sud, circ. 2);

- S-au modelat suplimentar față de vara 2025 CEF Călugăreni 2 (123 MW), CEF Căzănești 2 (21 MW), CEF Aricești 8 (32,5 MW);

- Se menționează că în funcție de producția în CEE din secțiunea S6 în diversele cazuri analizate, se vor opera unele buclări în RED.

DET Craiova:

- **Stația Slatina:** Se consideră o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);

- **Stația Arefu:** încă din vara 2025 s-a pus în funcțiune nivelul de 400 kV în stația Arefu. Prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, au fost puse în funcțiune LEA 400 kV Arefu – Țânțăreni și LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud. A fost pus în funcțiune AT 400 MVA, 400/220 kV Arefu. S-au considerat LEA 110 kV Argeș Sud – Jibleana, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului în funcțiune;

Retechnologizarea stației 220 kV este finalizată încă din sezoanele precedente, ambele unități de transformare fiind disponibile.

Stația **Calafat:** este în proces de retechnologizare, stația va fi retrasă în acest scop. Va fi în funcțiune provizoriul LEA 220 kV Cetate – Calafat (funcționând pe celula mobilă 1 – 220 kV în stația Calafat), cu

ocolirea stației 220 kV Calafat, cu menținerea AT 200 MVA, 220/110 kV Calafat în funcțiune. În stația 110 kV Calafat sunt realizate două provizorate: LEA 110 kV Basarabi – Calafat Sud – Calafat rezultat prin întregirea LEA 110 kV Basarabi – Calafat cu LEA 110 kV Calafat – Calafat Sud circuitul 1 (funcționând pe celula mobilă 2 – 110 kV în stația Calafat) și LEA 110 kV Calafat – Cetate (funcționând pe celula mobilă 3 – 110 kV în stația Calafat);

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Brad**, **Urechești** și una din cele două bobine din stația **400 kV Țânțăreni** sunt disponibile;

- Se consideră în funcțiune noua stație 220 kV Studina (intrare – ieșire în LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord);

- S-a modelat suplimentar față de vara 2025 CEF Ianca 1 (36.9 MW) și , CEF Studina (134 MW). Se menționează că au fost modelate deja de la studiul sezonier anterior CEF Topoloveni Argeș (13 MW), CEF Iancu Jianu 1, 2 (19 MW).

DET Timișoara:

- Ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud** în funcțiune, 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 Brad în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 2 – 110 kV, făcând ipoteza că este remediată problema indisponibilității întreruptorului aferent BC 100 MVar din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singură pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la 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 pentru Oțelărie Hunedoara este din stația 220 kV Hășdat;

- **RTh Reșița:**

Lucrările de re tehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate. Sunt în funcțiune (pe o celulă mobilă racordată la bara 1 – 220 kV) provizoratul LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2. LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 este retrasă din exploatare. Se mențin provizoratele LEA 220 kV Timișoara circ. 1 și circ. 2 în funcțiune pe celulele Iaz circ. 2, respectiv circ. 1 re tehnologizate;

Este realizată încă din vara 2025 stația 400 kV Reșița cu următoarele elemente: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV Reșița – Pancevo circ. 1 și circ. 2, AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița, Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV, BC 400 kV Reșița. Se consideră menținerea în funcțiune a Trafo 250 MVA, 400/110 kV la B2 – 400 kV și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă;

- Rețeaua de 110 kV în zonele **Baru Mare**, **Hășdat**, **Pestiș** este similară cu cea din vara 2025:

Lucrările de re tehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV și 110 kV sunt finalizate. Stația 110 kV Baru Mare are CL 110 kV și CT2A 110 kV deconectate. LEA 110 kV Hațeg și LEA 110 kV Pui în funcțiune la bara 2A – 110 kV și LEA 110 kV Oțelu Roșu în funcțiune la bara 1 – 110 kV. Zona 110 kV Paroșeni – Baru Mare va funcționa debuclat de zona 110 kV Hășdat – Pestiș – Mintia. În Petrila CT 110 kV deconectată și LEA 110 kV Baru Mare circ. 2 deconectată în Paroșeni;

Zona 110 kV Hășdat se buclează cu zona 110 kV Pestiș – Mintia prin deconectarea CT 110 kV Laminoare și conectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2;

- S-au modelat suplimentar față de vara 2025 CEF Chișineu Criș (49.57 MW), CEF Lugoj 2 (32 MW);

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Arad, Mintia și Oradea Sud** sunt disponibile. BC 400 kV Oradea Sud este în funcțiune pe Bara 2 – 400 kV înseriată prin CT 400 kV;
- AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia retras definitiv din exploatare .

DET Cluj:

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuculare în RED 110 kV. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de vară 2025;
- **CTE Iernut/CECC Iernut** (centrala veche/nouă) este considerată în funcțiune în diverse regimuri de funcționare;
- Nu s-au modelat suplimentar CEF-uri față de vara 2025;
- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Sibiu Sud, Roșiori, Dârste, Gădălin** sunt disponibile. BC 400 kV Gădălin este menținută în funcțiune.

Retragerile din exploatare de durată mai scurtă decât cele menționate mai sus sunt analizate la capitolele de regimuri cu un echipament retras din exploatare și cu verificarea criteriului de siguranță (N - 1).

La modelarea transformatoarelor și autotransformatoarelor s-au utilizat parametrii unităților de transformare noi puse în funcțiune ca urmare a încheierii lucrărilor de RTh sau a înlocuirii acestora.

Modelarea CEE și CEF pentru calculele de regimuri staționare s-a făcut la tensiunea de 110 kV sau 400 kV. La modelarea acestora s-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEE și $0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEF care debitează în RED 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de putere reactivă cu rețeaua electrică.

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 7 regimuri de funcționare a SEN, regimuri care au în vedere balanțele de putere determinate în capitolul 2. Variantele de regim analizate sunt prezentate în Tabelul 3.1.

Tabelul 3.1.

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	7600	**) 2982 ➡ 2967	0	<i>confidențial</i>	1400	1200
R2	GS T	4500	1700	0		1385	800
R3*)	VS I	8600	**) 2982 ➡ 2942	0		1400	1000
R4	VD I sezonier	8200	800	300		1400	-1417
R5	VS I max (CEE=0)	9200	0	0		1400	-2000
R6	VS I	8600	0	0		1400	-1500
R7	VS I	8600	0	0		1400	-3500

*) R3 este regim de bază.

Pe acest regim de vârf se efectuează calcule de stabilitate statică, stabilitate tranzitorie, managementul congestiilor.

**) Producția în CEE în regimurile cu producție inițial ridicată este cea stabilită în urmă parcurgerii mai multor iterații, pornind de la valoarea inițială propusă prin temă (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibilă netă) și ajungând la o valoare astfel încât:

- să poată fi acoperit palierul de consum cu producție;
- să se asigure serviciile tehnologice de sistem;

- să se respecte soldul estimat;
- să fie respectat criteriul de siguranță ($N - 1$) în schemă completă.

3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N

Pentru analiză regimurilor de funcționare, generatoarele cu o putere instalată de cel puțin 50 MW au fost modelate individual considerând și nodul de medie tensiune. Suplimentar, s-au modelat la medie tensiune și generatoarele din CHE Gogoșu, Porțile de Fier II, Remeți, Munteni, având puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale cu o putere instalată mai mică de 50 MW, inclusiv CEE și CEF, au fost modelate la bară 110 kV sau 400 kV pentru calculele de regim permanent.

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat în regimuri CEE dispecerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la data de 01.09.2025. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEE. CEE dispecerizabile modelate au fost considerate ca făcând parte din anumite **zone** de rețea, la care se va face referire pe parcursul studiului. În general, impactul producției CEE din fiecare zonă asupra circulațiilor de putere într-un anumit regim este comun. Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE în mod specific, doar pentru acele CEE care influențează încărcarea peste limita admisibilă a unui anumit element.

Zonele în care se află CEE sunt următoarele:

- **zona 110 kV Dobrogea**, compusă din:

- **zona Tulcea;**
- **zona Constanța – Medgidia;**

În cadrul zonei Constanța – Medgidia se definește **zona Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord**.

- **zona Dobrogea** este compusă din **Dobrogea 110 kV**, **zona stațiilor 400/110 kV Tariverde**, **400/110 kV Stupina și 400/110 kV Rahman**;

- **zona secțiunii S6**, compusă din:

- **zona Dobrogea;**
- **zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;**
- **zona Bălțăgești – Gura Ialomiței;**

- **zona Moldova** (inclusiv zona Buzău);

- **zona Banat**.

În Tabelul 3.2. se prezintă valorile însumate ale puterii nete disponibile **modelate** a CEE din fiecare **zona** descrisă mai sus, precum și gruparea lor pe **DET-uri**.

Tabelul 3.2.

DET și zone	Pd netă [MW]
DET 1	371
DET 2	2540
DET 4	71
zona 110 kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Hârșova – Medgidia – Constanța</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110 kV Lacu Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585

zona Dobrogea	2262
zona Bălăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2982

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul puterii nete disponibile a acestora, la data de 01.09.2025, fiind aproximativ 54 MW.

3.3.2. Prezentarea CEF modelate

Modelarea CEF dispecerizabile s-a făcut la 110 kV pentru calculele de regim permanent. În Tabelul 3.3. se prezintă CEF modelate, DET-ul în care se află, stația în care a fost modelată ca fiind racordată CEF respectivă și puterea disponibilă netă la 01.09.2025. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare și anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEF care debitează la 110 kV și schimb de reactiv 0 cu rețeaua pentru cele care debitează în rețeaua electrică de medie tensiune.

S-au considerat CEF în funcțiune în regimul corespunzător palierului de dimineață R4, cu producție de 300 MW.

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	136
2	982
3	458
4	348
5	599
Total SEN	cca. 2520

3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune

Analiza regimurilor de funcționare în schema N are ca scop:

- obținerea unor regimuri economice de funcționare prin minimizarea circulațiilor de putere reactivă;
- verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) pentru toate regimurile stabilite.

În continuare, sunt prezentate rezultatele analizelor după cum urmează:

- Circulațiile de putere;
- Valorile tensiunilor;
- Consumurile proprii tehnologice din RET și RED 110 kV;
- Verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$).

A. Circulații de putere

Regimul R3, ca regim de bază, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1., balanța 3, palier de consum VSI, sold de export 1000 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE redusă de la cca. 2982 MW la cca. 2942 MW, fără producție în CEF. Modul de stabilire a producției maxim admisibile a CEE este prezentat la capitolul D, Regim R3.

LEA 220 kV cele mai încărcate în regimul R3 sunt prezentate în ordine în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din	-	către	P[MW]
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.1	181
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.2	181
L 220 kV	Brazi Vest	-	Teleajen	166
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.1	162
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.2	162
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.1	143
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.2	143
L 220 kV	Baru Mare	-	Hășdat	141
L 220 kV	Paroșeni	-	Baru Mare	130
L 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești	129
L 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu	129
L 220 kV	Târgu Jiu	-	Paroșeni	129
L 220 kV	Dumbrava	-	Stejaru	99
L 220 kV	Iernut	-	Ungheni	98
L 220 kV	Teleajen	-	Stâlp	92
L 220 kV	Roșiori	-	Vetiș	89
L 220 kV	Timișoara	-	Săcălaz	86
L 220 kV	Stejaru	-	Gheorgheni	85
L 220 kV	Mintia	-	Alba Iulia	83
L 220 kV	Iernut	-	Câmpia Turzii	79
L 220 kV	Iernut	-	Ungheni	79
L 220 kV	Focșani Vest	-	Gutinaș	79
L 220 kV	Cetate	-	Porțile de Fier, circ.1	75
L 220 kV	Cetate	-	Porțile de Fier, circ.2	75
L 220 kV	Ungheni	-	Fântânele	72
L 220 kV	Roșiori	-	Baia Mare	72
L 220 kV	Gutinaș	-	Munteni Vest	71
L 220 kV	Hășdat	-	Pestiș	65

n

În cazul primelor 5 linii de 220 kV se depășește puterea naturală (de cca. 150 MW).

LEA 400 kV cele mai încărcate în regimul R3 sunt prezentate în ordine descrescătoare în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	Din		către	P[MW]
L 400 kV	Tulcea Vest	-	Isaccea	785
L 400 kV	Medgidia Sud	-	Varna	514
L 400 kV	Isaccea	-	Vulcănești	561
L 400 kV	Cernavodă	-	Medgidia Sud	560
L 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	526
L 400 kV	Medgidia Sud	-	Dobrudja	516
L 400 kV	Medgidia Sud	-	Varna	514
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	460
L 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	428
L 400 kV	Sibiu Sud	-	Iernut	377
L 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	375
L 400 kV	Isaccea	-	Smârdan circ.1	358
L 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	335
L 400 kV	Constanța Nord	-	Cernavodă	314
L 400 kV	Urechești	-	Țânțăreni	286
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Reșița	283
L 400 kV	Brazi	-	Dârste	273
L 400 kV	Mukacevo	-	Roșiori	272
L 400 kV	Țânțăreni	-	Arefu	266
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Slatina	263
L 400 kV	Arefu	-	Sibiu Sud	251
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.2	232
L 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	229
L 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	219
L 400 kV	Tariverde	-	Constanța Nord	209
L 400 kV	Țânțăreni	-	Brad	208
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	Lacu Sărat	196
L 400 kV	București Sud	-	Domnești	194
L 400 kV	Rahman	-	Isaccea	193
L 400 kV	Nădab	-	Oradea Sud	193
L 400 kV	Reșița	-	Pancevo, circ.1	181
L 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	177
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.3	176
L 400 kV	Isaccea	-	Lacu Sărat	173
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.1	170
L 400 kV	Sandorfalva	-	Arad	169
L 400 kV	Urechești	-	Domnești	165
L 400 kV	Stupina	-	Medgidia Sud	164
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Urechești	161
L 400 kV	Gădălin	-	Cluj Est	154

L 400 kV	Dârste	-	Braşov	149
L 400 kV	Porţile de Fier	-	Djerdap	148

Se menţionează că au fost excluse din această ordonare liniile de evacuare din centrale. În cazul primelor 8 linii de 400 kV se depăşeşte puterea naturală (de cca. 450 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

Circulaţiile de putere în RET în schemă completă pentru toate regimurile analizate sunt prezentate în **anexele** *confidenţial*.

Schimbul de putere reactivă cu sistemele vecine trebuie să fie foarte redus, pentru a respecta prevederile din convenţiile de exploatare pe liniile de interconexiune.

B. Nivelul de tensiune şi stabilirea domeniului de variaţie al tensiunii

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum este influenţat de gradul de utilizare a mijloacelor de compensare a puterii reactive şi de disponibilitatea acestora:

- generatoarele sincrone din centralele electrice clasice prin modificarea tensiunii la borne, utilizând bandă primară de putere reactivă din diagrama de capabilitate $P - Q$, CEE şi CEF cu diagramele $P-Q$ corespunzătoare, grupurile eoliene de tipul „wind free”, precum şi bateriile de condensatoare şi bobinele de compensare din CEE, CEF racordate în reţeaua electrică de 110 kV;
- bobinele de compensare;
- ploturile de funcţionare ale unităţilor de transformare de sistem şi bloc.

Rezultatele privind bobinele de compensare conectate şi ploturile de funcţionare ale unităţilor de transformare sunt reprezentate în anexele:

- **anexa** *confidenţial*;
- **anexa** *confidenţial*. Acestea au fost stabilite astfel încât tensiunile în RET şi RED 110 kV să se încadreze în limitele admisibile.

Ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor se menţin aceleaşi la toate regimurile în tot sezonul analizat, conform precizărilor din Codul tehnic al RET. S-a ținut cont de blocarea ploturilor pe anumite poziţii în cazul unor transformatoare bloc.

Pentru calculul regimurilor staţionare s-a luat în considerare banda primară din diagramele $P-Q$ ale generatoarelor sincrone (*bandă secundară* este luată în considerare numai pentru analizele de stabilitate statică).

În analiza criteriului de siguranţă ($N - 1$) în unele scheme cu retrageri din exploatare este posibil să se recomande utilizarea atât a benzii primare, cât şi a celei secundare la unele din grupurile generatoare.

În ceea ce priveşte compensarea puterii reactive, utilizând grupurile din CEE, se menţionează că banda de putere reactivă a tuturor centralelor eoliene a fost considerată cea aferentă domeniului $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ în punctul comun de conectare la reţea, domeniu în care CEE trebuie să se încadreze, aceasta fiind cerinţa impusă prin normele tehnice în vigoare. Ipoteza privind $\cos\varphi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ la CEF care debitează în reţeaua de 110 kV. CEF care debitează în reţeaua de MT sunt considerate fără schimb de reactiv cu reţeaua electrică.

- **anexele** *confidenţial*: sunt prezentate tensiunile rezultate în staţiile din RET pentru regimurile analizate.
- Setul de bobine în funcţiune este prezentat în **anexa** *confidenţial*.

Reglarea nivelului de tensiune ridică probleme la regimul de gol **R2** şi la cele de vârf cu producţie 0 MW în CEE (**R5, R6, R7**).

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunii octombrie din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, dar este asimilat întregului sezon de iarnă 2025-2026. Palierul de consum este 4500 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1700 MW.

În regimul R2, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- nu a fost necesară **confidențial**; se menționează că CHE Lotru este considerat **confidențial**, iar în CHE Vidraru **confidențial** în balanța aferentă R2;
- a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea LEA 400 kV Bradu - Țânțăreni..

Reglarea tensiunilor din R2 s-a făcut astfel încât acestea să se încadreze în limitele admisibile, atât în schemă completă, cât și la declanșări intempestive.

Regimul de varf R5

Regimul R5 este un regim de vârf seară maxim corespunzător lunilor de iarnă. Palierul de consum este 9200 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW.

Regimul R5 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zona Dobrogea în regimul N fără declanșări, în cazul:

- menținerii în funcțiune a setului de bobine de compensare ca în regimul R3;
- păstrării tensiunilor la bornele ale generatoarelor și ploturilor la unitățile de transformare ca în regimul R3.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea bobinelor de compensare din stațiile 400 kV Isaccea și Cernavodă. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET s-au stabilit astfel:

- Pentru stațiile care nu sunt în interiorul secțiunilor caracteristice S3, S4, S5 s-au stabilit pentru regimul de funcționare de vârf (R3) în urma unor analize de verificare a criteriului de siguranță (N – 1), cu scăderea iterativă a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel încât regimurile obținute să nu aibă tensiuni mai mici decât 380 kV, 198 kV și 99 kV în RET și RED 110 kV.
- Pentru stațiile de 400 și 220 kV care se află în interiorul secțiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfața lor, criteriul de siguranță (N – 1) s-a aplicat pentru schema N, la balanțe de puteri corespunzând nivelului puterilor admisibile calculate la capitolul de stabilitate statică.

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor din regimul corespunzător palierului de gol.

Benzile de tensiune în nodurile de control ale RET sunt prezentate în **confidențial**

C. Consumul propriu tehnologic

confidențial

D. Verificarea criteriului de siguranță (N – 1)

La funcționare în schemă completă de calcul pentru sezonul de vară 2025, declanșarea unui element de rețea poate conduce la regimuri cu tensiuni și curenți în afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin măsuri preventive, fie prin măsuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse în propunerea de schema normală de funcționare pentru vara 2025;
sau

- se vor aplica ca abatere de la schema normală.

În toate regimurile s-a verificat că pot fi menținute în rezervă unități de transformare în unele stații electrice. Stabilirea unităților de transformare în rezervă se face în baza analizelor de reducere a CPT, dar cu respectarea criteriului de siguranță ($N - 1$), ținând cont că desemnarea unității de transformare în funcțiune este făcută de STT având în vedere alternanța sezonieră (semestrială/ lunară). Astfel, unitățile de transformare considerate în **schema de calcul** a fi **menținute în rezervă** sunt următoarele:

- **DET Bacău:**

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan retras din exploatare;

- **DET București:**

AT2,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru, Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței.

- **DET Craiova:**

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord, AT1 – 400 MVA, 400/220 kV Slatina, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu

- **DET Timișoara:**

AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița.

Menționăm că AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia este în continuare relocat în stația 400 kV Roșiori.

- **DET Cluj:**

AT1 – 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorghieni, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Ungheni.

În toate regimurile, datorită menținerii în rezervă caldă a unor unități de transformare, se funcționează conform informațiilor din Tabelul 3.7.

Tabelul 3.7.

Menținere în rezervă	DET	Măsuri de regim
AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Borzești și AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI	1	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV FAI și AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava	1	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava în funcțiune
Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței	2	Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței în funcțiune
AT2, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița	3	AT2 – 200 MVA 220/110 kV Ișalnița, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu în funcțiune

Menținere în rezervă	DET	Măsuri de regim
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud în funcțiune
AT – 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord	3	AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, Trafo 250 MVA, 400/110 kV Drăgănești Olt în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat	4	AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz în funcțiune
AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița	4	Trafo1 – 250 MVA, 400/110 kV Reșița
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești și AT 200 MVA, 220/110 kV Câmpia Turzii în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni	5	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni în funcțiune

Se menționează că în sezonul analizat avem următoarele situații privind unele unități de transformare, în schema de calcul:

- AT3 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest este considerat disponibil, iar neconformitățile constatate la trecerile izolante 220 kV remediate;
- AT4 400 MVA, 400/110 kV Mintia este relocalat în stația Roșiori;
- Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV București Sud în funcțiune;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud indisponibil;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT – 200 MVA, 220/110 kV Teleajan și AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpul sunt în funcțiune;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan în funcțiune, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan retras din exploatare;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/110 kV Lacu Sărat în funcțiune;
- Trafo 1, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune;
- AT – 200 MVA 220/110 kV Târgu Jiu Nord este în rezervă;
- Trafo 3 și Trafo 4 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud în funcțiune.

În toate regimurile rețeaua 110 kV racordată la barele A și B 110 kV Fundeni funcționează debuclet: LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi derivație Tâncăbești deconectată în Fundeni, Afumați –

Căciulați deconectată în Afumați și CT 110 kV Solex deconectată, cu următoarea distribuție în stația 110 kV Solex:

Bara 1 – 110 kV Solex: LEA 110 kV FCME, Dudești bara 2, Fundulea;

Bara 2 – 110 kV Solex: LEA 110 kV Fundeni bara B;

- La declanșarea AT1, respectiv AT2 – 200 MVA 220/110 kV Fundeni, consumatorii stațiilor racordați la bara A – 110 kV A, respectiv bară B – 110 kV a stației 110 kV Fundeni rămân alimentați.

- Bobina de compensare 110 kV din stația Fundeni este disponibilă și în funcțiune la unele regimuri, la bara B 110 kV; CL 110 kV și CL 220 kV Fundeni sunt conectate.

- Bobinele de compensare 110 kV din stația Domnești sunt disponibile și în funcțiune la unele regimuri, la bara 1B 110 kV și bara 2A 110 kV.

În toate regimurile, fără retrageri din exploatare, CLT 110 kV Progresu este conectată.

În toate regimurile, la declanșarea și după probarea nereușită cu tensiune a:

- LEA 400 kV Cluj Est – Gădălin, se deconectează postavarie Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est (și invers);
- LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, se deconectează postavarie Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV Suceava (și invers);
- LEA 220 kV Stâlp – Teleajen, se deconectează postavarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlp (și invers);
- LEA 220 kV Roșiori – Vetîș, se deconectează postavarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Vetîș (și invers);
- LEA 220 kV Bradu – Pitești Sud, se deconectează postavarie AT – 200 MVA 220/110 kV Pitești Sud (și invers)

Deconectarea unității de transformare se face după probarea nereușită a liniei declanșate. Pe perioada funcționării în gol cu unitatea de transformare se aduce în rezervă BC 400 kV, în stațiile unde este instalată.

În toate regimurile fără retrageri din exploatare, zona 110 kV Tulcea va funcționa debuclet de zona 110 kV Constanța – Medgidia, indiferent de producția CEE.

Debuclarea este realizată astfel:

- pe LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă, în stația 110 kV Hârșova;
- pe LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele, în stația 110 kV Baia;
- pe LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu, în stația 110 kV Mihai Viteazu

Realizarea separării între zonele Tulcea și Constanța – Medgidia permite menținerea producției maxime posibil a fi evacuate din CEE, atât din zona Tulcea, cât și din zona Constanța din exteriorul secțiunii Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord (CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu 1 și Mihai Viteazu 2), la declanșări în RET sau RED.

Buclarea zonelor Tulcea și Constanța – Medgidia se realizează în unele scheme de retrageri.

De asemenea, LEA 110 kV Ostrov – Lacu Sărat – derivație Lebăda circ. 1 și circ. 2 este deconectată în stația 110 kV Ostrov.

În toate regimurile sunt conectate LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, LEA 110 kV Valea Danului – CHE Cornetu – derivație CHE Gura Lotrului. LEA 110 kV Poiana Lacului – Căzănești este deconectată în schema de calcul, dar poate fi conectată pentru un nivel ridicat al producției în CHE din zonă.

În toate regimurile schema în stația 400/110 kV Tariverde este următoarea:

- Bara 1A – 400 kV: Trafo 1,3 – 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde;
- Bara 2A – 400 kV: Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde, cu CTA 400 kV conectată;
- Bara 1 – 110 kV: Trafo 1,3 – 250 MVA 400/110 kV, CEE Fântânele Est, Fântânele Vest;
- Bara 2 – 110 kV: Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV, CEE Cogeașlac.

Pentru a evita încărcarea CTA 110 kV Tariverde peste limita admisibilă dată de TC (cu $I_{TC}=800A$), la declanșarea unei unități de transformare 400/110 kV Tariverde, CEE Fântânele Est, Vest și Cogeașlac

vor debita puterea totală astfel: producția să fie de maxim 200 MW pe bara B2 – 110 kV Tariverde, astfel încât să se prevină încărcarea cuplei 110 kV peste $I_{adm}=120\% \cdot I_{TC}$, unde $I_{TC}=800$ A. Dacă producția este mai mare decât acest prag, atunci postavarie, după declanșarea unității de transformare, aceasta se limitează la confidențial.

În toate regimurile schema de calcul este cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată, cu două Trafo 250 MVA, 400/110 kV în stația Sibiu Sud în funcțiune.

În toate regimurile în stația Mintia 220 kV se funcționează cu CL și cu una dintre cuplele combinate conectate cu funcție de CT.

În toate regimurile structura schemei de calcul în secțiunea caracteristică S4 este următoarea:

1. LEA 110 kV Făgăraș – Părau deconectată;
2. LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului deconectată;
3. LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș deconectată;
4. LEA 110 kV Târnăveni – Mediaș conectată;
5. CC 110 kV Târnăveni conectată ca CT;
6. LEA 110 kV Tăuni – Blaj deconectată;
7. CT 110 kV Câmpia Turzii conectată;
8. CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate;
9. LEA 110 kV Miercurea Sibiului – Petrești deconectată;
10. CT 110 kV Vașcău deconectată;
11. LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș deconectată;
12. LEA 110 kV Lechința – Deda conectată.

În toate regimurile se funcționează cu CL, CTA și CTB 110 kV Brașov în rezervă.

În toate regimurile se funcționează cu CLT 220 kV între stațiile 220 kV Târgoviște A și B conectată.

D1 Regimul R1 este un regim de vârf seară zi de lucru toamnă, corespunzător lunii octombrie. Palierul de consum este 7600 MW, în condițiile unui sold de export de 1200 MW. Producția CEF este 0 MW. Producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}$ de cca. 2982 MW, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță ($N - 1$).

D2 Regimul R1 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în regimul cu N-1 elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de conectare a unor bobine de compensare și de comutare a ploturilor. Setul de bobine în funcțiune și ploturile de funcționare ale unităților de transformare la R1 sunt prezentate în confidențial.

D3 Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează confidențial pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, de la confidențial la confidențial;

- se limitează confidențial pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest, de la confidențial la confidențial;

D4 La verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, fără aplicarea de măsuri topologice, se constată următoarele principale încărcări peste limita admisibilă:

- Trafo 1 (Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești la declanșarea Trafo 2 (Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud la declanșarea LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea;

Pentru respectarea criteriului de siguranță ($N - 1$) se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor, se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și se

conectează / se verifică că sunt conectate bobine de compensare disponibile din București Sud, Țânțăreni (1), Urechești, Suceava, Cernavodă (1 din 2) și 110 kV Domnești (2 din 2).

În regimul R1 sunt necesare măsuri postavarie:

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
Trafo 1 (Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	138 % S_n	- se conectează CTA între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A (sau se conectează CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1B – 2B).
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	124 % S_n	- se limitează <i>confidențial</i> . Total reducere postavarie: <i>confidențial</i>

D5 În regimul R1 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D6 În regimul R1 excedentele / deficitul zonelor Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunii octombrie care din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, dar este asimilat întregului sezon de iarnă 2025-2026. Palierul de consum este 4500 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția în CEE este de 1700 MW.

D2 În regimul R2, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator; se menționează că CHE Lotru este considerat *confidențial*, iar în CHE Vidraru *confidențial* în balanța aferentă R2;
- postavarie după declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava se deconectează T2 – 250 MVA, 220/110 kV Suceava.

D3 În regimul R2 a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea unei linii, anume: -LEA 400 kV Bradu - Țânțăreni.

D4 În regimul R2 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R2 excedentele / deficitul secțiunilor din zonele Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de vârf seară pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei decembrie 2025 - februarie 2026. Palierul de consum este 8600 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este 0 MW. Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}$, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță ($N - 1$).

D2 În regimul R3 s-a determinat puterea maximă ce se poate evacua din CEE din SEN, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de cca. 2980 MW

Zone	Dobrogea 110 kV			L.Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	1085								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	485	159	585	590	250	312	2981

În zona Dobrogea liniile de buclă racordate în stațiile 110 kV Medgidia Sud și Tulcea Vest sau în zona acestora au fost considerate în starea actuală, adică având secțiunea de 185 mm², cu excepția liniilor reconductorate care au conductor cu capacitate mărită, anume:

- LEA 110 kV Medgidia Sud – Medgidia 1;
- LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1;
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud;
- LEA 110 kV Babadag – Tulcea Vest;
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Mircea Vodă Nord;
- LEA 110 kV Mircea Vodă Nord – Medgidia Nord;
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Nazarcea;
- LEA 110 kV Nazarcea – Constanța Nord;
- LEA 110 kV Constanța Nord – Medgidia Nord;

De asemenea s-a ținut cont de înlocuirea transformatoarelor de curent pe liniile de 110 kV Medgidia Sud – Mircea Vodă și Medgidia Sud – Medgidia 1.

Defalcarea puterii disponibile nete a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea:

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 20°C, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălțăgești;

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 *confidențial*

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1, deși limitarea pe această linie nu mai este corelată cu TC 110 kV din stația Medgidia Sud.

Limitarea producției CEE din **confidențial**, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de **confidențial**, față de excedentul inițial de **confidențial**.

După considerarea acestor limitări, la verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, fără aplicarea de măsuri, se constată depășiri de tensiuni în unele zone, precum și încărcări peste limita admisibilă:

- Trafo 1 (Trafo 2) 250 MVA, 400/110 kV Domnești, la declanșarea Trafo 2 (Trafo 1) 250 MVA, 400/110 kV Domnești;
- Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud, la declanșarea LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă, a LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea sau a LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă;

Se menționează că în urma întăririi schemei în stația București Sud a avut ca efect dispariția încărcării AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud, la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud.

Pentru respectarea limitelor de tensiune admisibilă se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor, se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și se conectează / se verifică că sunt conectate bobine de compensare disponibile din RET.

Pentru unitățile de transformare este necesară aplicarea de măsuri postavarie, după declanșările care au ca efect încărcarea lor.

Se menționează că în regimul fără declanșări (N elemente în funcțiune), circulația pe **LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan este de cca. 517 MW** (746 A), pe **LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 560 MW** (791 A), **LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo este de cca. 270 MW** (400 A).

Reducerea preventivă a producției de la cca. 2980 MW la **confidențial** este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum și sold considerată.

Evoluția puterii maxime determinate ca s-ar putea evacua din CEE în condiții de siguranță, în ipotezele de palier de topologie, consum și sold ale fiecărui sezon analizat, este prezentată în tabelul următor:

	Iarna 2023-2024	Vara 2024	Iarna 2024-2025	Vara 2025	Iarna 2025-2026
P _{max adm} CEE [MW]	2853	2890	2970	2915	2940-2950
Sold export [MW]	700	1000	1000	1000	1000
P _c [MW]	8700	7500	8500	7000	8600

Consumul combinatului Liberty Galați în sezonul analizat este considerat **confidențial**, alimentat din barele 110 kV ale stației Smârdan.

Defalcarea puterii maxime admisibile a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	289	confidențial	485	159	585	590	confidențial	312	cca. 2940÷2950

Zone %	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	100	confidențial	100	100	100	100	confidențial	100	98.6÷99

S-a marcat colorat zona în care este necesară limitarea producției.

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
Trafo 1 (Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	cca.112% S _n	- se conectează CTA între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A (sau se conectează CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1B – 2B)
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	110.4% S _n	- se limitează producția CEE din zona Dobrogea de la 1650 MW la 1550 MW; Total reducere postavarie: confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	114.8% S _n	- se limitează producția CEE din zona Dobrogea de la confidențial la confidențial ; Total reducere postavarie: 200 MW
LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă	Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	105.7% S _n	- se limitează producția CEE din zona Dobrogea de la confidențial la confidențial ; Total reducere postavarie: confidențial

D3 În regimul R4, după aplicarea măsurilor de mai sus, sunt necesare măsuri postavarie

D4 În regimul R3 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

D5 În regimul R3 excedentele / deficitul zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Dobrogea (fără CEE cu evacuare în Stupina și Rahman, fără Medgidia Sud 400 kV)	S6	S5	S4
Excedent [MW]	confidențial				

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf dimineață de iarnă, corespunzător modelului sezonier transmis către grupa de lucru ENTSO-E NMFT. Palierul de consum este 8200 MW, în condițiile unui sold de import de 1417 MW. Producția în CEF este de 300 MW, iar în CEE este de 800 MW.

D2 Regimul R4 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova și Dobrogea în regimul N fără declanșări.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea bobinelor de compensare din stațiile 110 kV Fundeni și Domnești. Setul de bobine în funcțiune la R4 este prezentat în *confidențial*. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN, precum și modificarea tensiunii de la bornele generatoarelor față de regimul R3.

D3 În regimul R4, se verifică respectarea criteriului de siguranță N – 1 pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C, pentru a putea declara regimul admisibil, în ipoteza de acoperire a palierului de consum și soldului propus.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea bobinelor de compensare din stațiile 400 kV Isaccea și Gutinaș. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

Postavarie, pentru descărcarea AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori la declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin de la 104,5%Sn, se deconectează un circuit LEA 220 kV Baia Mare – Roșiori.

D4 În regimul R4 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R4 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova-Medgidia	Dobrogea	S6	S4	S5
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf seară maxim corespunzător lunilor de iarnă. Palierul de consum este 9200 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW.

D2 Regimul R5 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zona Dobrogea în regimul N fără declanșări, în cazul:

- menținerii în funcțiune a setului de bobine de compensare ca în regimul R3;
- păstrării tensiunilor la bornele ale generatoarelor și ploturilor la unitățile de transformare ca în regimul R3.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea bobinelor de compensare din stațiile 400 kV Isaccea și Cernavodă. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în *confidențial*. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

D3 În regimul R5, se verifică respectarea criteriului de siguranță N-1 pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C, pentru a putea declara regimul admisibil, în ipoteza de acoperire a palierului de consum și soldului propus.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea bobinelor de compensare din stațiile 110 kV Fundeni. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3 și buclarea zonei Tulcea, prin:

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

Pentru a reduce încărcarea pe LEA 110 kV Valea Călugărească – Urlați, la declanșarea LEA 220 kV Stâlp – Teleajen sau la declanșarea AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Stâlp, se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu.

Postavarie, pentru reducerea încărcării AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori la declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin de la 114,5%Sn, se iau următoarele măsuri:

- se deconectează un circuit LEA 220 kV Baia Mare – Roșiori;
- se conectează LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș și CT 110 kV Vașcău;
- se conectează LEA 110 kV Orăștie – Sibot;
- se conectează LEA 110 kV Văradia – Câmpuri Surduc;
- se conectează LEA 110 kV Brad – Gura Roșie;
- se pornește un grup în CHE Mărișelu.

Se aplică buclarea secțiunii S4:

- se verifică să fie conectată LEA 110 kV Lechința – Deda;
- se conectează LEA 110 kV Mediaș – Copșa Mică și se deconectează LEA 110 kV Mediaș – Târnăveni;
- se conectează LEA 110 kV Tăuni – Blaj și LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului;
- se conectează CT 110 kV Hoghiz;
- se conectează LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud și CL 110 kV Ocna Mureș;
- se conectează LEA 110 kV Făgăraș – Părău;
- se păstrează deconectată LEA 110 kV Miercurea Sibiului – Petrești și se mențin în funcțiune ambele unități de transformare în stația Sibiu Sud.

Postavarie, pentru descărcarea Trafo 1(2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești de la 103,6%Sn, la declanșarea Trafo 2(1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești, se conectează CT 2(1) 110 kV între barele 1B(A) și 2B(A) – 110 kV Domnești.

Postavarie, pentru descărcarea AT1(2) – 200 MVA, 220/110 kV Fundeni de la 104,1%Sn, la declanșarea AT2(1) – 200 MVA, 220/110 kV Fundeni, se conectează LEA 110 kV Căciulați – Afumați.

D4 În regimul R5 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R5 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Harsova-Medgidia	Dobrogea	S6	S4	S5
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător perioadei decembrie 2025 - februarie 2026. Palierul de consum este de 8600 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEE și CEF este de 0 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Dobrogea, pentru care au fost necesare măsuri de conectare a unor bobine de compensare în plus față de setul din regimul de bază R3. Setul de bobine în funcțiune pentru R6 este prezentat în *confidențial*. De asemenea a fost necesară comutarea de ploturi ale unităților de transformare, deoarece în lipsa producției din CEE, nivelul tensiunilor a fost relativ ridicat.

D3 Comparativ cu regimul de bază R3, se menționează că secțiunile Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord și Dobrogea își schimbă caracterul din excedentar în deficitar, iar secțiunea S6 rămâne cu un excedent redus.

D4 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R6 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Dobrogea	S6	S5	S4
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>				

3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri

În toate regimurile, la retragerea din exploatare a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu sau LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă, se deconectează Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu și se conectează Trafo – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței aflat în rezervă.

În această situație linia 110 kV Pelicanu – CSC2 (consumatori „liniștiți”, care nu introduce perturbații semnificative în rețeaua electrică, de pe platforma Donasid Călărași) poate funcționa pe:

- bara 1 – 110 kV Pelicanu, unde este în funcțiune și linia 110 kV Pelicanu – CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „liniștiți” de pe platforma Silcotub Călărași vor fi afectați de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 – 110 kV Pelicanu, dacă Donasid Călărași încheie un contract de distribuție cu Rețelele Electrice România pentru alimentarea consumatorilor care nu introduc perturbări ale calității energiei electrice, pe perioada retragerii uneia din cele două linii de 400 kV din Pelicanu.

Modul de realizare a reducerii unor deficite în zonele Sud, Fundeni, Vest, necesar la retrageri de echipamente în zona București, este decis operativ de către DET București, în prezentul studiu fiind propusă doar valoarea maximă admisibilă a deficitului zonei respective. Același concept de alegere a modului în care se face reducerea deficitului se aplică pentru orice altă secțiune sau zonă din SEN.

În ceea ce privește excedentele/ deficitele pe zone la care se fac referire în cadrul condiționărilor de regim propuse, acestea sunt citite astfel:

- **zona Fundeni:** pe AT1 și AT2 220/110 kV Fundeni;
- **zona Sud:** pe AT1 și AT2 200 MVA 220/110 kV București Sud, CLT 110 kV Progresu, LEA 110 kV Lehliu – Tămădău;
- **zona Vest:** pe LEA Domnești – Bujoreni circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Domnești – Militari circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Chitila – Laromet;
- **zona Dobrogea:** pe LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, Constanța Nord – Cernavodă, Medgidia Sud – Cernavodă, Trafo 1 și 2 – 250 MVA 400/110 kV Medgidia Sud, LEA 110 kV Basarabi – Băltăgești;
- **zona S4:** pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud, LEA 400 kV LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud, LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului, LEA 110 kV Tăuni – Blaj, LEA 110 kV Salonta – Chișineu Cris, LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș, CT 110 kV Hoghiz, LEA 110 kV Făgăraș – Părau bara 1, CT 110 kV Vașcău;
- **zona S5:** pe LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, Smârdan – Gutinaș, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, Stejaru – Gheorgheni, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
- **zona S6:** pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja, LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna, LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud, LEA 110 kV Ciorani – Urziceni, LEA 110 kV Pogoanele – Jugurean, LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud, CT 110 kV Liești, LEA 110 kV Liești – ICM Tecuci, LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi.

3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate

În regimul R3, circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4 datorită excedentului din zona de Sud – Est a României, dar în regimul R6 datorită soldului de export către Bulgaria, între secțiunea S4 și S5 circulația de putere își inversează sensul de la S4 la S5.

În regimul R3, excedentul secțiunii S6 conduce la circulații de putere foarte mari către zona București, de aproximativ 795 MW, către zona Moldova, de aproximativ 640 MW și pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești de aproximativ 560 MW.

Regimul R6 conduce la circulații de putere mai mici pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6. Totodată, în ambele regimuri fluxul de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV România – Bulgaria din zona Dobrogea este de export, în regimul R3 fiind de aproximativ 1030 MW, iar în regimul R6 fiind de 262 MW.

confidențial

În regimurile R2 și R3 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4. De asemenea, sunt înregistrate circulații de putere mari către zona București, peste 640 MW în cadrul regimului R2, tranzit prin zona Moldova către stația Brașov mai departe spre secțiunea S4, respectiv flux de export de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești. În ambele regimuri considerate avem fluxuri de export de putere pe LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna de cca. 260 MW în cazul regimului R2 și respectiv de cca. 1030 MW în cazul regimului R3. De asemenea, regimul R2 conduce la circulații de putere mai mici pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6. Pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni circulația de putere se reduce la 43 MW față de regimul R3 în care circulația pe acest element de rețea este de 85 MW.

confidențial

În cadrul analizei regimurilor de dimensionare se poate observa faptul că în urma racordării LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna, în stația 400 kV Medgidia Sud, cresc circulațiile de putere pe LEA de interconexiune cu Bulgaria. În plus, acest lucru conduce la scăderea circulațiilor de putere activă pe axele de evacuare către zona București față de studiile anterioare.

3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR

confidențial

3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

RO-HU	Import	800
RO-RS	Import	433
RO-BG	Export	-365
RO-UA	Import	578
RO-MD	Export	-30

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

S-au calculat capacități nete de schimb sezoniere pentru iarna 2025 – 2026 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemele electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova.

Calcululele s-au făcut pe modelul sezonier cu următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață zi lucrătoare de 8200 MW și soldul de **import de 1417 MW**;

RO	Import	1417
HU	Import	2007
RS	Import	440
BG	Import	552
UA+MD	Import	210

- sunt considerate următoarele solduri pentru sistemele energetice ale țărilor vecine, valori rezultate în urma alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E):

S-a realizat o ipoteză de BCE (Base Case Exchange) sezonier, unde sunt considerate următoarele schimburi comerciale, corespunzătoare circulațiilor fizice:

Aspectele **similare** la calculele valorilor NTC sezoniere maxime negarantate și la cele de determinare a valorilor NTC lunare ferme:

- modul de calcul este același; se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automatizărilor în funcțiune, considerând scenarii de schimb;
- se consideră TRM egal cu 300 MW pe interfața RO;
- pe granița RO – RS, limita admisibilă pentru LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap este de 1836 A, impusă de RS. Limita impusă de RO este de 1600 A, valoare dată de transformatoarele de curent din stația 400 kV Porțile de Fier, acestea permițând o încărcare de 120%Sn. Limita admisibilă pentru LEA 400 kV Reșița – Pancevo, circ.1 și circ.2 este de 1709 A, impusă de RS; Limita impusă de RO este de 1600 A, valoare dată de transformatoarele de curent din stația 400 kV Reșița, acestea permițând o încărcare de 120%Sn.
- pe granița RO – BG, limita admisibilă pentru LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ.1 și circ.2 este de 1600 A, pentru LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna și pentru LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja este de 2000 A, limitele fiind comune pentru RO și BG;
- pe granița RO – MD, limita admisibilă pentru LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de 1722 A, limită impusă de MD;

- la modelarea procesului de export nu se consideră participarea grupurilor din CHE Porțile de Fier I, iar la modelarea celui de import nu se consideră participarea grupurilor din CHE Mărișelu. Se menționează că CEC Iernut este considerată cu o producție de 150 MW în sezonul de iarnă 2025-2026;
- s-a considerat în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune că sunt în funcțiune ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui și ambele circuite ale LEA 400 kV Reșița – Pancevo;
- nu s-au considerat declanșări de linii dublu circuit.

Chestiuni abordate **diferit** la calculele valorilor NTC maxime negarantate față de calculele valorilor NTC lunare ferme:

- nu au loc creșteri simultane ale schimburilor printr-o interfață multilaterală incluzând și granițe ale RO (exemplu: în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune la calculele de export nu se consideră interfața RO+BG, așa cum se procedează la calculele lunare);
- scenariile implică simultan toate granițele României, atât la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții;
- se consideră că nu se desfășoară programe lunare de retrageri din exploatare. Singurele retrageri din exploatare incluse în calcule, sunt cele de lungă durată.

S-au calculat capacități nete de schimb totale maxime, negarantate, între România și rețeaua interconectată europeană continentală sincronă, considerând diferite structuri de creștere / scădere a schimbului simultan în mai multe direcții, conform scenariilor de mai jos:

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%

Contingențele și elemente critice sunt indicate în tabelul de mai jos:

	Contingența	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna	LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja
	2) LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja	LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna
	3) LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă
Import RO	4) LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT 2 400 MVA, 400/220 kV Roșiori

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru iarna 2025 – 2026 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	Export 1/ Import 1	Export 2/ Import 2	Export 3/ Import 3	Export 4/ Import 4	Export 5/ Import 5
	R4	R4	R4	R4	R4
Export	1), 2), 3)	1), 2)	1), 2), 3)	1), 2)	1), 2), 3)
Import	4)	4)	4)	4)	4)
Export RO	4500	4300	4500	4550	4550
Import RO	4500	4600	4300	4500	4300
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1050	1000	1000	1000
RO->RS	1200	1200	1200	1200	1200
RS->RO	1200	1200	1200	1200	1200
RO->BG	2100	2000	2100	2100	2100
BG->RO	2100	2100	2000	2100	2000
RO->UA	100	50	100	100	100
UA->RO	100	100	50	100	50
RO->MD	100	50	100	150	150
MD->RO	100	150	50	100	50

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementele critice sunt LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja, LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna și respectiv LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă. Contingențele critice sunt declanșările LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna, LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și respectiv LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea.

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate, se constată că valoarea capacității de export este mai mică atunci când exportul către BG este mai mare și exportul către HU + RS este mai mic.

➤ Scenarii de import:

- Elementul critic este AT 2 400 MVA, 400/220 kV Roșiori. Contingența critică este declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin;

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mic cu cât importul din RS+HU este mai mare. La valori egale ale importului din RS+HU, importul este mai mare cu cât cota importului din HU este mai mare.

Retragerea din exploatare a unor elemente RET poate conduce la scăderea valorilor NTC în interfața României.

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare lună se calculează și furnizează pentru alocare valori NTC ferme pe granițe bilaterale, utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță. Se menționează că determinarea valorilor NTC lunare pe granița cu BG, se face în mod coordonat cu BG și GR, de către RCC Selene. După operaționalizarea calculului coordonat pe termen lung pe regiunea de calcul Core, determinarea valorilor NTC lunare pe granița cu HU se va face în mod coordonat cu operatorii din această regiune de calcul.

Se iau în considerare:

- programele de retrageri din exploatare pentru luna respectivă;

- prognoza de producție și consum;
- schimburile comerciale prognozate;
- reglajul protecțiilor și al automatizărilor în funcțiune;
- valorile NTC anuale ferme;
- eliminarea efectului soldării;
- scenarii de schimb cu alocări succesive pe mai multe granițe;

Calculul valorilor NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane, cu o rezoluție la nivel de săptămână/zi. În funcție de actualizarea informațiilor privind desfășurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificări semnificative, valorile NTC pot fi oferite suplimentar la licitațiile de pe piețele zilnice și intrazilnice.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna octombrie 2025 sunt prezentate în Anexa 3.11.

3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2024

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2024 pe baza recomandării ACER nr.1/2019 privind implementarea marginii minime disponibile pentru comerțul transfrontalier în conformitate cu articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943.

În conformitate cu prevederile articolului 16(8) din *Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare)*, operatorii de transport și sistem nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează a fi pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare. Capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul interzonal este atinsă:

(a) pentru frontierele care folosesc o abordare bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, capacitatea minimă este de 70 % din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după scăderea contingențelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din *Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*;

(b) pentru frontierele care utilizează o metodă bazată pe flux, capacitatea minimă este o marjă stabilită în procedura de calcul al capacității, disponibilă pentru fluxurile induse de schimburile interzonale. Marja menționată este de 70 % din capacitatea care respectă limitele de siguranță în funcționare ale elementelor critice de rețea interne și interzonale, ținând seama de contingențe, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

Întrucât menținerea siguranței în funcționare ar fi fost pusă în pericol, CNTEE Transelectrica SA a formulat o cerere de derogare, conform articolului 16(9) din Regulamentul (UE) 2019/943, de la prevederile articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 pentru RCC Core și SEE pentru anul 2020. Decizia ANRE nr. 2206 din 20.12.2019 a acordat CNTEE Transelectrica SA derogare de la obligația îndeplinirii prevederilor articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 pentru o durată de un an, începând cu 01.01.2020.

În anul 2021, Guvernul României a decis adoptarea unui Plan de acțiuni în conformitate cu prevederile articolului 15 din Regulamentul (UE) 2019/943, inclusiv traiectoria liniară pentru creșterea anuală a capacității minime disponibile pentru comerțul interzonal până la 31 decembrie 2025.

Pentru anul 2024 a fost prevăzută o capacitate minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere de 1340 MW pe granița România – Ungaria (reprezentând 55% din capacitatea de transport), respectiv 1890 MW pe granița România – Bulgaria (reprezentând 52% din capacitatea de transport). Pentru menținerea siguranței în funcționare, conform prevederilor articolului 16(9) din Regulamentul (UE) 2019/943, CNTEE Transelectrica SA a depus cerere de derogare de la obligațiile prevăzute la articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 prevăzute pentru anul 2024 pentru granițele România – Ungaria și România – Bulgaria. Prin decizia nr. 2947 din 20.12.2023 ANRE a acordat CNTEE Transelectrica SA derogare de la îndeplinirea obligației prevederilor articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 cu menținerea capacității minime disponibile pentru schimburile transfrontaliere pentru anul 2024 pe granița România – Ungaria la 800 MW, reprezentând 33% din capacitatea de transport, respectiv pe granița România – Bulgaria la 1560 MW, reprezentând 43% din capacitatea de transport.

În anul 2021, în regiunea 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 RCC SEE. Astfel, începând cu data de 01.07.2021 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița RO – BG se realizează în mod coordonat la nivelul RCC SEE.

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 RO – HU se realizează în mod coordonat prin metoda fluxurilor de putere la nivelul regiunii Core.

Recomandarea ACER nr. 1/2019 oferă o abordare coordonată cu privire la monitorizarea marginii disponibile pentru comerțul interzonal (denumită în continuare MACZT) în raport cu ținta stabilită, pentru toate intervalele de timp considerate și zonele de coordonare. Având în vedere că determinarea capacităților transfrontaliere se realizează la nivelul regiunilor de calcul de capacitate, este necesară evaluarea impactului granițelor din afara regiunii asupra elementelor critice de rețea. Astfel, valoarea MACZT se determină luând în considerare doi termeni:

- MNCC – margine disponibilă pentru calculul de capacitate necoordonat (parte din capacitatea unui element disponibilă pentru comerțul interzonal pe granițele din afara regiunii de calcul);
- MCCC – margine disponibilă pentru calculul de capacitate coordonat (parte din capacitatea unui element disponibilă pentru comerțul interzonal pe granițele din interiorul regiunii de calcul).

Marginea minimă se calculează pentru fiecare element critic, luând în considerare contingentele, pentru fiecare oră și regiune de calcul.

a) Calculul MCCC

Termenul MCCC pentru regiunile utilizând metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată se calculează utilizând următoarea formulă:

$$MCCC_{NTC}(CC MTU) = \sum_{b \in \text{regiunii coordonate}} pPTDF_{z2z,b}(CC MTU) * NTC_b(CC MTU) \quad (1)$$

unde:

b – granița care este inclusă în regiunea de calcul;

$pPTDF_{z2z,b} = \max(0, PTDF_{z2z,b}) - PTDF$ zonă la zonă pozitiv asociat graniței b ;

NTC_b – capacitatea netă de transport pe graniță pentru intervalul de timp analizat.

Această estimare a MCCC se face doar pentru elementele care limitează în cadrul calculului de capacitate.

b) Calculul MNCC

Termenul MNCC se calculează utilizând poziții nete și schimburi prezente în CGM, cu formula următoare:

$$MNCC_{NTC}(CC MTU) = \sum_{b \notin \text{regiunii coordonate}} PTDF_{z2z,b}(CC MTU) * CGME_b(CC MTU) \quad (2)$$

unde

b – granița care nu este inclusă în regiunea coordonată;

$PTDF_{z2z,b} - PTDF$ zonă la zonă pozitiv asociat graniței b ;

$CGME_b$ – prognoza pentru schimburile pe granițe din CGM.

Acest termen poate fi și negativ în sensul scăderii încărcării pe un element critic. Această capacitate ar trebui să devină disponibilă pentru regiunea coordonată. Marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier devine:

$$MACZT(CC MTU) = MCCC(CC MTU) + MNCC(CC MTU) \geq MACZT_{min}(CNEC, CC MTU) \quad (3)$$

Valorile MACZT sunt calculate în două situații: cu includerea schimburilor dintre țările non-UE și fără includerea acestora. Astfel, pentru România, termenul MNCC în cazul includerii țărilor non-UE ia în considerare influența schimburilor dintre țări precum: România – Ucraina, Croația – Serbia etc.

Astfel, valorile MACZT au fost calculate conform Recomandării ACER, iar elementele critice utilizate au fost determinate în cadrul următoarelor regiuni de coordonare:

- aria de coordonare RO – BG, având rezultatele obținute în urma calculului de capacitate în conformitate cu *Metodologia comune SEE CCR de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice*;
- aria de coordonare RO – HU, având rezultatele obținute în urma calculului de capacitate în conformitate cu metodologia *Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region*.

Începând cu data de 09.06.2022, datele pentru evaluarea capacității minime pentru granița România – Ungaria sunt disponibile la OTS, nemaifiind necesare calcule suplimentare realizate de către ACER.

Rezultatele prezentate în cadrul prezentului capitol utilizează datele finale transmise de către ACER, pe baza datelor de intrare ale OTS, și anume:

- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice care au limitat valorile de NTC în cadrul procesului coordonat de calcul de capacitate din cadrul regiunii SEE și care iau în considerare valorile finale validate de către OTS.
- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingentele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar. Aceste date sunt disponibile pe platforma de transparență *JAO Publication Tool*;

Marginea disponibilă pentru fiecare element critic și contingență s-a calculat utilizând următoarea formulă:

$$\text{Margine [\%]} = \frac{\text{RAM}_{0,\text{Core}} + \text{AMR} - \text{IVA} + F_{\text{uaf}} + 3}{F_{\text{max}}} * 100$$

unde:

- Margine – marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier pe fiecare element critic și contingență;
- $\text{RAM}_{0,\text{Core}}$ – marginea disponibilă pe fiecare element critic și contingență în situația fără schimburi comerciale în regiunea Core;
- AMR – ajustarea marginii disponibile pentru a se îndeplini ținta stabilită pentru anul 2022;
- IVA – valoare de reducere a marginii disponibile rezultată în urma validării individuale;
- F_{uaf} – circulația de putere pe fiecare element critic și contingență rezultată din schimburile comerciale din afara regiunea Core;
- 3 MW – valoare adăugată pentru a compensa erorile introduse de rotunjirile din platforma de calcul;
- F_{max} – circulația de putere maxim admisibilă a elementului critic.

Rezultatele prezentate în cadrul prezentului capitol fac referire atât la ținta de 70% ca țință finală pentru valoarea oferită pentru comerțul transfrontalier conform Regulamentului (UE) 2019/943, cât și la țințele intermediare de 33% (pentru granița RO – HU) și 43% (pentru granița RO – BG) din capacitatea de transport a elementelor critice.

Aria de coordonare RO – BG (regiunea SEE)

În figura 3.6.3 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta de 70% din $F_{\max}$ pentru granițele zonei de ofertare cu includerea țărilor non-UE. Valorile sunt prezentate pe fiecare direcție de schimb, pentru aria de coordonare RO – BG din regiunea de calcul de capacitate SEE.

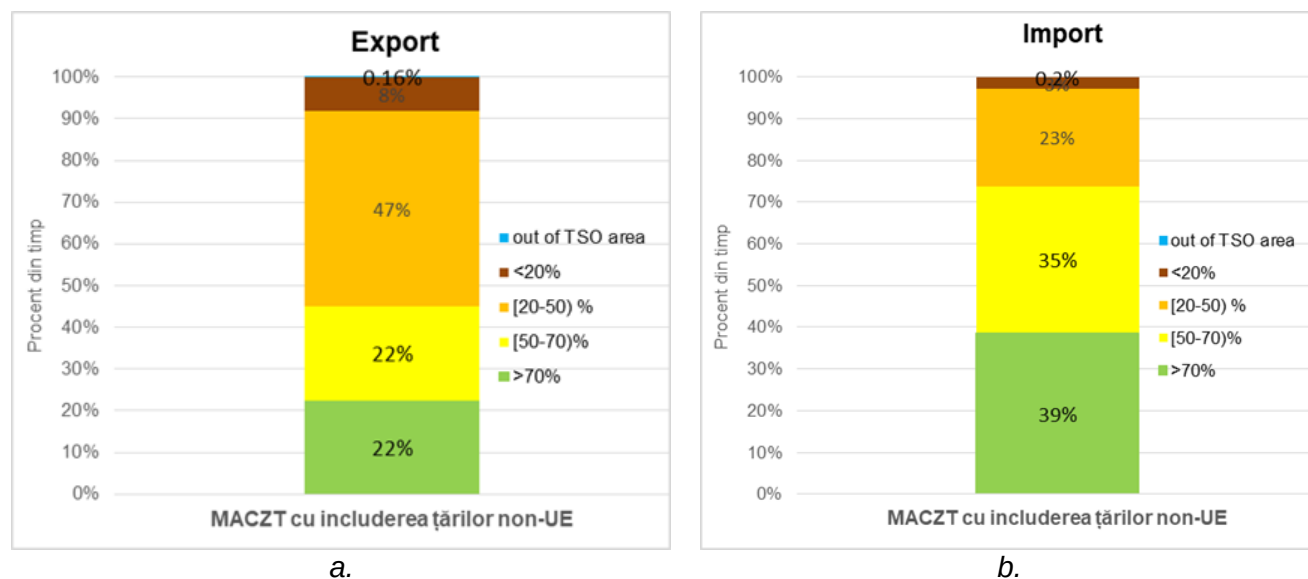


Fig. 3.6.3. Rezultatele evaluării MACZT pe fiecare direcție în anul 2024 față de ținta de 70% din $F_{\max}$

În cazul direcției de export, valoarea MACZT a fost mai mică de 20% din $F_{\max}$ pentru 8% din timp, între 20% și 50% pentru 47% din timp, între 50% și 70% din $F_{\max}$ pentru 22% din timp și mai mare de 70% din $F_{\max}$ pentru 22% din timp. Pentru 0,16% din perioada de raportare, elementul critic nu s-a aflat în interiorul României.

Pentru direcția import, valoarea MACZT a fost mai mică de 20% din $F_{\max}$ pentru 3% din timp, între 20% și 50% pentru 23% din timp, între 50% și 70% din $F_{\max}$ pentru 35% din timp și mai mare de 70% din $F_{\max}$ pentru 39% din timp.

În Figura 3.6.4. sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta de 43% din $F_{\max}$ pentru granițele zonei de ofertare cu includerea țărilor non-UE. Astfel, se observă că ținta de 43% prevăzută în Planul de acțiuni și Derogare pentru anul 2024 se respectă în 53% din MTU pentru direcția export și în 82% din MTU pentru direcția import.

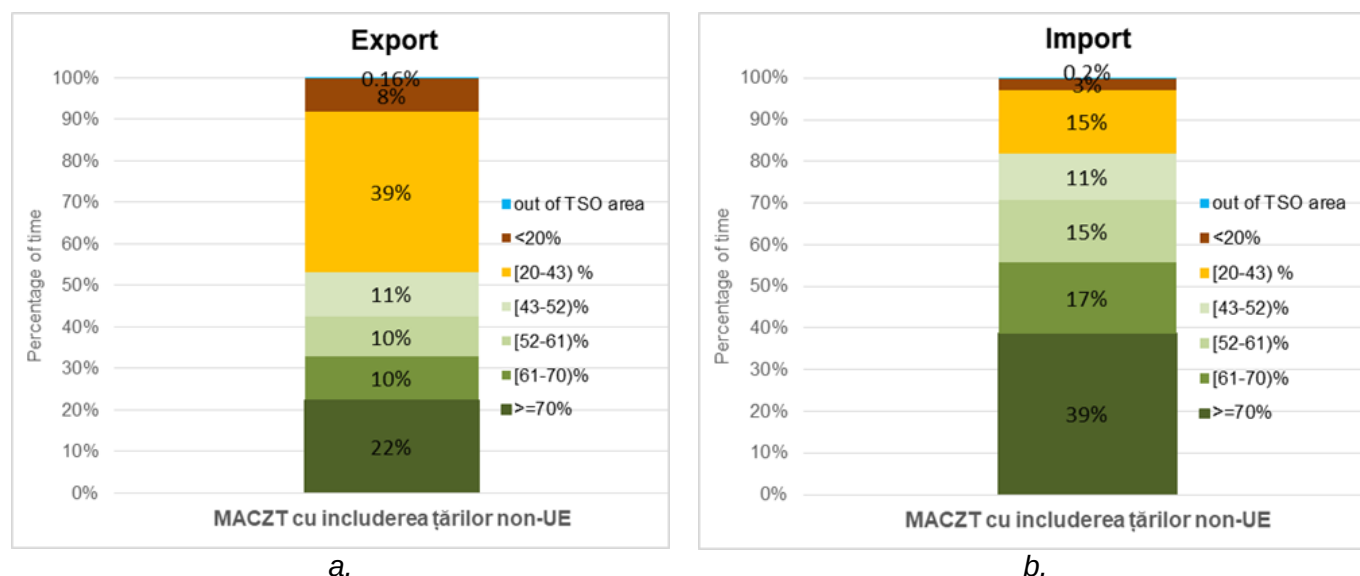


Fig. 3.6.4. Rezultatele evaluării MACZT pe fiecare direcție în anul 2024 față de ținta de 43% din $F_{\max}$

Figura 3.6.5 ilustrează valorile medii ale MACZT pentru anul 2024. Se observă faptul că ținta este atinsă în cazul includerii țărilor non-UE, valoarea medie fiind de 49.6% pentru direcția export și de 63.4% pentru direcția import.

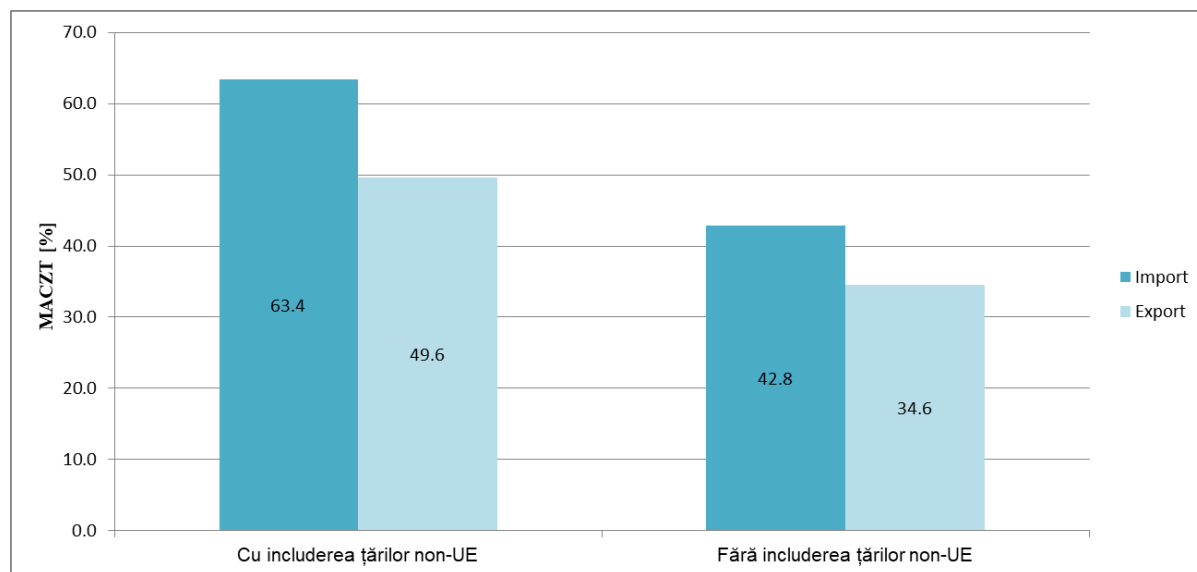


Fig. 3.6.5. Valorile medii MACZT în anul 2024

Factori specifici care influențează valorile MACZT pentru aria de coordonare RO – BG

a. Calculul factorilor de influență ai elementelor critice

Valorile MACZT pentru granița România – Bulgaria sunt calculate la momentul actual de către ACER, pe baza datelor de intrare transmise de OTS. Acest mod de calcul ia în considerare anumite ipoteze, precum utilizarea unui număr restrâns de modele de rețea, ducând uneori la erori de calcul semnificative.

Pentru anul 2024, CNTEE Transelectrica SA a utilizat modelele de rețea din regiunea SEE pentru a calcula factorii de influență pentru fiecare element restrictiv, cate un set de valori pentru fiecare zi a anului, reducând astfel incertitudinile de calcul.

b. Reducerea valorilor NTC în procesul coordonat de calcul de capacitate

Procesul coordonat de calcul de capacitate oferă posibilitatea de a valida individual capacitățile rezultate din platforma comună de calcul. Astfel, indiferent de locația elementului restrictiv, OTS din regiunea SEE au dreptul să reducă sau să crească valorile NTC rezultate. În anul 2024, există aproximativ 64% din MTU pe direcția România – Bulgaria, respectiv 25% din MTU pe direcția Bulgaria – România în care OTS ESO EAD, Bulgaria a redus valorile NTC chiar dacă elementul restrictiv nu era unul care să aparțină rețelei electrice de transport a OTS ESO EAD.

Astfel, figura 3.6.6. arată valorile minime, maxime și medii pentru diferența de MACZT între cazul în care s-ar fi utilizat valorile validate de către Transelectrica și cazul în care valorile sunt cele finale, validate de către ESO EAD.

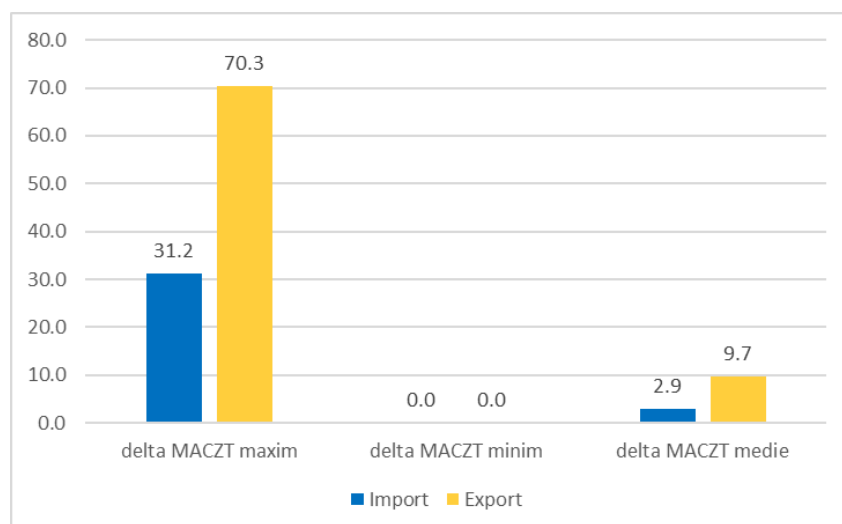


Fig. 3.6.6. Valorile minimă, maximă și medie a diferenței MACZT

Aria de coordonare RO – HU (regiunea Core)

Pentru granița România – Ungaria, pentru valorile calculate ale MACZT se consideră doar elementele cu cea mai mică valoare a capacității disponibile pentru schimburile transfrontaliere din fiecare interval orar.

În figura 3.6.7 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta de 70% din $F_{\max}$ pentru granițele zonei de ofertare cu includerea țărilor non-UE.

Pentru aria de coordonare RO – HU din regiunea de calcul de capacitate Core, metoda de calcul al capacităților tranfrontaliere este cea a fluxurilor de putere. Prin urmare, nu se pot diferenția rezultatele pentru direcțiile import și export.

Valoarea MACZT a fost mai mică de 20% din $F_{\max}$ pentru 4% din timp, între 20% și 50% pentru 96% din timp și între 50% și 70% din $F_{\max}$ pentru 0,2% din timp.

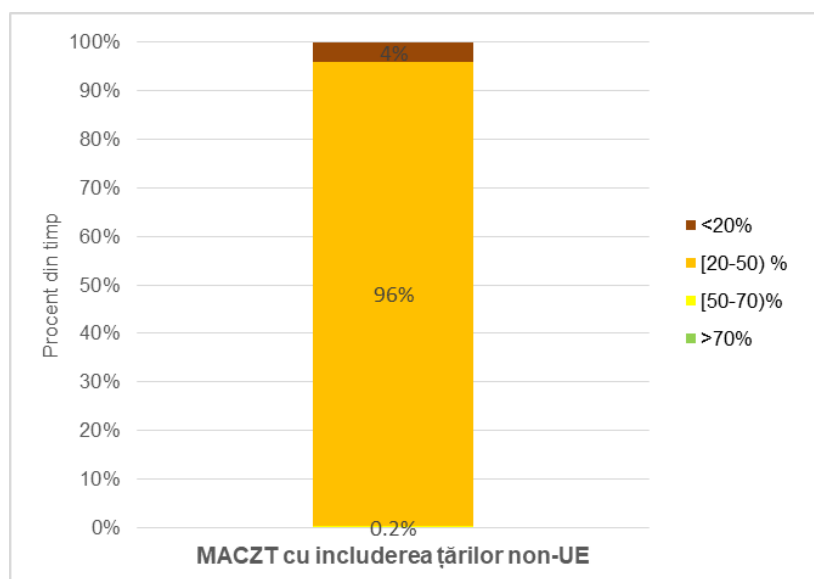


Fig. 3.6.7. Rezultatele evaluării MACZT în anul 2024 față de ținta de 70% din $F_{\max}$

Figura 3.6.8. prezintă valorile MACZT raportate la ținta de 33% din $F_{\max}$ pentru granițele zonei de ofertare cu includerea țărilor non-UE. Astfel, în situația cu considerarea țărilor non-UE, ținta de 33% este respectată în 88,4% din MTU.

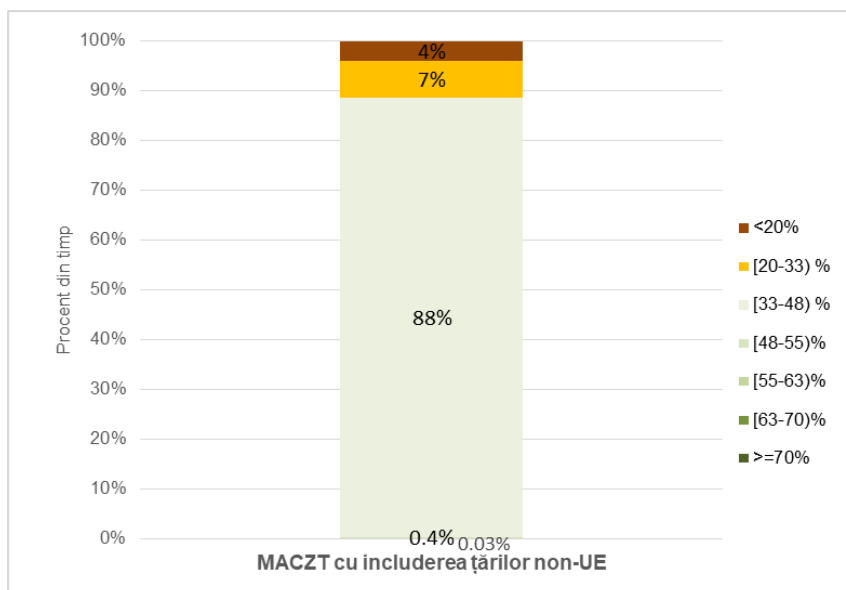


Fig. 3.6.8. Rezultatele evaluării MACZT în anul 2024 față de ținta de 33% din $F_{\max}$

Figura 3.6.9. prezintă valorile medii ale MACZT cu și fără includerea țărilor non-UE pentru granița RO – HU, respectiv 32,7% din $F_{\max}$ în situația includerii țărilor non-UE și 29,1% din $F_{\max}$ în cazul excluderii țărilor non-UE. În situația includerii țărilor non-UE valoarea medie a MACZT respectă ținta stabilită pentru anul 2024, de 33% pentru această graniță.

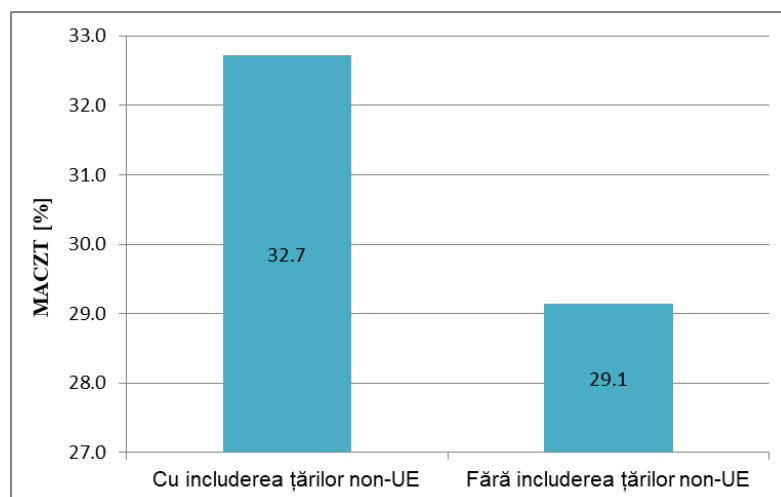


Fig. 3.6.9. Valorile medii MACZT în anul 2024

Factori generali care influențează valorile MACZT

În anul 2024, momentele de timp în care nu au fost respectate țintele prevăzute au fost cauzate, în principal, de următorii factori:

- Retragerile din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- Fluxurile de putere din sud-estul Europei către zona centrală a Europei;
- Producția de putere în CEE din zona secțiunii caracteristice 6;

- Producția de putere în CHE Porțile de Fier I și CHE Djerdap I;
- Considerarea în calcule a curenților maximi admisibili cu valori sezoniere pentru elementele critice care limitează capacitatea de export sau cea de import;
- Lipsa proceselor coordonate la nivel regional pentru validarea rezultatelor de calcul de capacitate și a procesului de coordonare a analizelor de siguranță;
- Lipsa proceselor de redispecerizare și comercializare în contrapartidă la nivel regional conform articolelor 35 și 74 din Regulamentul (UE) 2015/1222;
- Lipsa coordonării în ceea ce privește realizarea modelului comun de rețea la nivelul regiunilor Core și SEE;

Configurația regiunilor de calcul de capacitate și absența considerării fluxurilor de putere cu statele non-UE în calculul coordonat de capacitate.

3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție

Scopul studiului este evaluarea capacității de racordare disponibile pentru noi unități de producție de energie electrică fără întărirea rețelei electrice de transport.

Zonele analizate în cadrul studiului sunt următoarele (figura 3.6.):

- Zona de sud – est a SEN (Zona A);
- Zona București – Giurgiu – Alexandria (Zona B);
- Zona Pitești – Târgoviște – Ploiești (Zona C);
- Zona de sud – vest a SEN (Zona D);
- Zona Banat (Zona E);
- Zona Arad – Mintia (Zona F);
- Zona Sibiu – Brașov (Zona G);
- Zona Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea (Zona H);
- Zona de nord – est a SEN (Zona J);
- Zona Târgu Mureș – Miercurea Ciuc (Zona I).

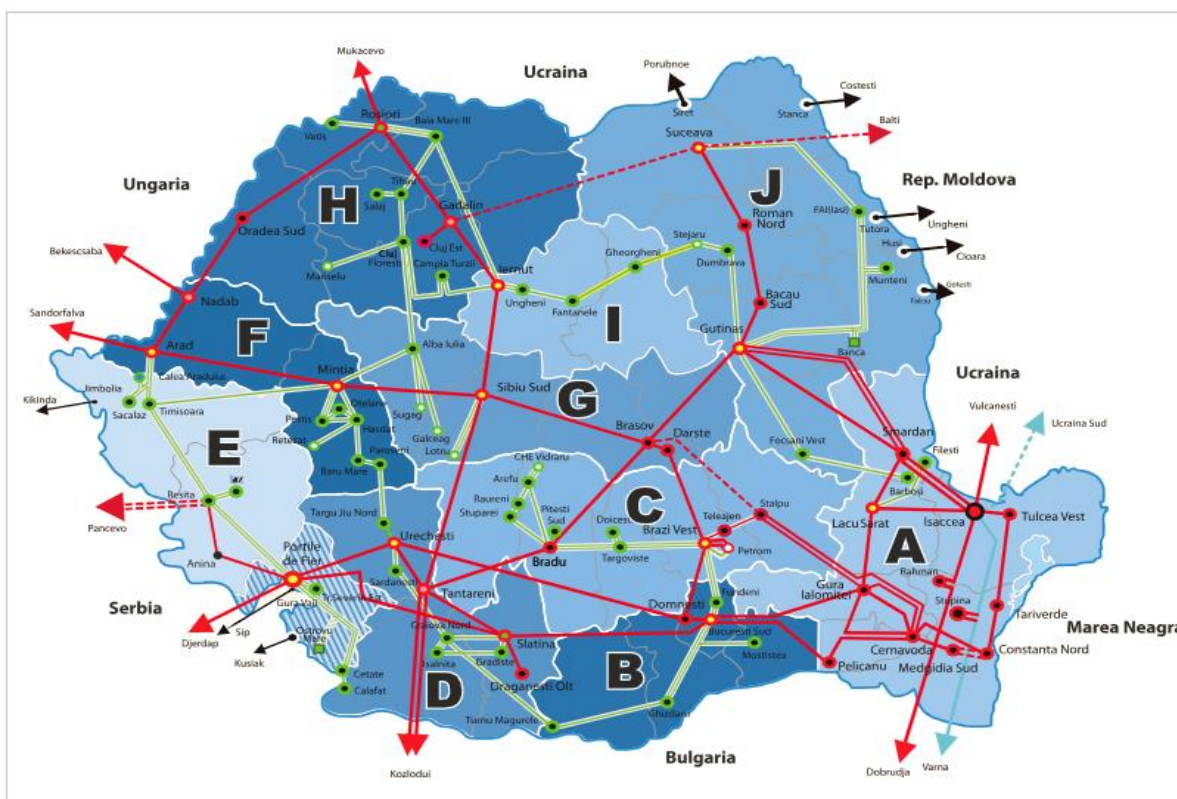


Fig. 3.6. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

Repartizarea județelor României pe zonele analizate este următoarea:

- Zona A: Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Ialomița, Călărași (partea de est);
- Zona B: Teleorman, Călărași (partea de vest), Ilfov, București, Giurgiu;
- Zona C: Vâlcea, Argeș, Dâmbovița, Prahova, Buzău;
- Zona D: Olt, Dolj, Gorj, Mehedinți;
- Zona E: Timiș, Caraș – Severin, Mehedinți.
- Zona F: Arad, Hunedoara;
- Zona G: Alba, Sibiu, Brașov, Covasna;
- Zona H: Maramureș, Bistrița – Năsăud, Satu Mare, Bihor, Sălaj, Cluj;

- Zona I: Mureș, Harghita;
- Zona J: Botoșani, Suceava, Iași, Neamț, Vaslui, Bacău, Vrancea;

Metodologia de calcul pentru determinarea capacității de racordare disponibile în fiecare zonă analizată conține următoarele etape principale:

- Analiza Regimului Mediu de Bază (RMB) cu verificarea acoperirii palierului de consum și a criteriului de siguranță ($N - 1$);
- Verificarea zonelor analizate din punct de vedere al centralelor electrice puse în funcțiune;
- Realizarea Regimurilor de Dimensionare (RD) luând în considerare centralele electrice puse în funcțiune și regulile de încărcare a acestora;
- Analiza RD din punct de vedere al evacuării puterii generate din zona analizată și verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$);
- Identificarea capacității de racordare disponibile prin realizarea RD+ (încărcarea suplimentară a RD) pentru a crește excedentul zonei până la limita de verificare a criteriului de siguranță ($N - 1$). Regulile pentru realizarea RD sunt cele utilizate în studiile de soluție pentru racordarea de noi

unități de producție:

- Producția CEE racordate în RET în zona (secțiunea) analizată se încarcă la 70% din P_i ;
- Producția CEE din RED din zona analizată se încarcă la 85% din P_i ;
- CTE din zona analizată rămân încărcate ca în Regimurile Medii de Bază (RMB);
- CNE se încarcă la P_{max} disponibil;
- CHE din zona analizată se încarcă la 90 % din P_{max} disponibil;
- Producția CEF din zona analizată se încarcă la 80% din P_i ;
- Instalațiile de stocare independente din zona analizată rămân încărcate ca în Regimurile Medii de Bază (RMB), cu funcționarea IS în regim de generator sau consumator conform simulărilor de piață realizate: Centralele electrice mixte (CEM) din zona analizată se consideră la 100% din puterea aprobată.

În tabelul următor sunt prezentate pentru fiecare zonă analizată capacitatea de racordare disponibilă și combinația element critic de rețea – contingență la verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$).

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
A Sud – Est SEN	1240	Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud / LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă
B București – Giurgiu – Alexandria	2280	LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1 (2) / LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 2 (1)
C Pitești – Târgoviște – Ploiești	2510	AT 3 400/220 kV Brazi Vest / - AT 4(3) 400 MVA, 400/2200 kV Bradu / -

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
		LEA 220 kV Brazi Vest – Fundeni / - AT 3 400 MVA, 400/220 kV Arefu / - AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni / - AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei / - AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni / AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei / AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Teleajen / LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen
D Sud – Vest SEN	1880	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord / LEA 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud
E Banat	1080	LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 1(2) / LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 2(1)
F Arad – Mintia	2990	AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Arad / AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Arad
G Sibiu – Brașov	1920	LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia/ LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia/ LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia
H Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea	3230	Trafo 1(2) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud / Trafo 2(1) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	1000	LEA 220 kV Fântânele – Ungheni / LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni
J Nord – Est SEN	1490	LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni / LEA 400 kV Brașov – Gutinaș

Valorile capacităților de racordare determinate pentru fiecare zonă analizată pot fi influențate de următorii factori:

- Puterea consumată în zona analizată (creșterea consumului într-o zonă conduce la creșterea capacității de racordare pentru noi unități de producție);
- Locul de racordare pentru noile centralele electrice (concentrarea într-o anumită parte din rețea a cererilor de racordare poate conduce la limitarea posibilităților de racordare în zona respectivă);
- Evoluția puterii instalate în centrale noi dintr-o secțiune poate avea influență asupra capacității de racordare dintr-o altă secțiune alăturată;
- Dezvoltarea rețelei electrice de transport (realizarea de noi legături de evacuare dintr-o zonă, reconducerea sau trecerea la 400 kV conduce la creșterea capacității de racordare).

Valorile capacităților de racordare prezentate nu se referă doar la RET. Acestea includ atât puterea generată de unitățile de producție care se pot racorda la RET, cât și excedentul zonelor RED 110 kV provenit din diferența dintre puterea generată și consumul din rețeaua de distribuție.

Studiul pentru determinarea capacității de racordare s-a realizat luând în considerare:

- RET fără considerarea întăririlor de rețea prevăzute în Planul de dezvoltare;
- Centralele electrice puse în funcțiune și fără centralele electrice care au CR, ATR cu întăriri de rețea sau studii avizate (având în vedere incertitudinea în realizarea proiectelor);
- Posibilități de racordare repartizate relativ uniform în funcție de capacitatea rețelei electrice și nivelul de tensiune, pe toate zonele de rețea din fiecare secțiune analizată.

3.8. Analiza de sensibilitate **confidențial**

confidențial

4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE

Determinarea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice

Condiții generale

S-au verificat limitele de stabilitate statică și respectarea criteriului de siguranță (N-1) pentru secțiunile caracteristice S1, S2, S3, S4, S5 și S6. Pentru toate secțiunile s-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 (vârf de seară), R6 (vârf de dimineață) și R2 (gol de noapte) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statică în schema de durată în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea, și respectarea criteriului de siguranță.

Înrăutățirea regimurilor pentru încărcarea secțiunii s-a făcut prin încărcarea/conectarea grupurilor din zona excedentară și descărcarea/deconectarea grupurilor și creșterea consumului în zonele deficitare. În tabelele din Anexele 4.1-4.6 sunt prezentate în detaliu rezultatele calculului pentru diferite scenarii, cuprinzând puterea limită de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezervă normată $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ și puterile admisibile. În regimurile pentru care este respectată rezerva normată în secțiune dar tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei se situează 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. Pentru scenariile în care declanșarea unei linii conduce la variația substanțială a pierderilor în rețea, s-au dat valori pentru puterea admisibilă prin secțiune în regimul care **urmează după declanșare (a)** și în **regimul anterior declanșării** unui element **(b)**, în forma **a / b**.

În secțiunile S1, S2, S3, S4, S5 și S6 valorile puterilor cu rezerva normată și cele admisibile s-au dat atât pentru întreaga secțiune ($\Sigma P_{L(400+220+110)kV}$), cât și pentru cea vizibilă, formată doar din liniile de transport ($\Sigma P_{L(400+220)kV}$), acestea din urmă incluzând și liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

Valorile indicate în tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri în funcțiune date în anexa 2.7.1. Aceste valori se pot modifica în cazul în care apar retrageri suplimentare de linii în cadrul SEN sau se funcționează cu o altă repartitie a puterilor produse. Aceste modificări sunt necesar a fi analizate la programarea regimurilor zilnice.

Având în vedere că în SEN nu există dispozitive care să limiteze automat puterea într-o secțiune la declanșarea unui element, la programarea regimurilor se va considera ca putere admisibilă de funcționare cea mai mică putere admisibilă de calcul rezultată pentru schema de durată și ca urmare a unei contingente simple. Puterile admisibile de funcționare vor fi introduse în calculatorul de proces ca puteri orientative pentru supravegherea on-line a SEN.

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

- (1) în rețeaua de 750 kV: 735 kV – 765 kV;
- (2) în rețeaua de 400 kV: 380 kV – 420 kV;
- (3) în rețeaua de 220 kV: 198 kV – 242 kV;
- (4) în rețeaua de 110 kV: 99 kV – 121 kV.

Calculul pentru toate secțiunile s-a efectuat în regimurile de bază cu luarea în considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

4.1. Secțiunea S1

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1194 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Arefu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4510$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3080 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3470 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

- La declanșarea LEA 400 kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3370 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord..
- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4560$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3080 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.2. Secțiunea S2

4.2.1. Secțiunea S2 în ipoteza de balanță R3 palierul VS cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1520 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2780$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2690 MW (2650 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2770 MW (2720 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3040$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2640 MW (2600 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.2.2. Secțiunea S2 în ipoteza de balanță R6 palierul VS fără producție în CEE și CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1380 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2.2):

- La declanșarea LEA 220 kV Timișoara – Reșița d.c., puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2490 MW (2440 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.
- La declanșarea LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2430 MW (2390 MW

– rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2520 MW (2480 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.

4.3. Secțiunea S3

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R6 fără producție în CEE și cu **două unități** în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al S3 este de 117 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 520 MW (520 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=720$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 500 MW (490 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400kV Constanța Nord – Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 720 MW (710 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 690 MW (690 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 680 MW (670 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4. Secțiunea S4

4.4.1. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R3 cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 989 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernuț, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1790$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1670 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1720 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1820 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

Nota : Pentru toate cazurile N-1 condiționările de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.4.1 .

- La retragerea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1250$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 11210 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1410$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1220 MW (1020 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1520 MW (1280 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R6 fără producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 922 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1650$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1240 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1730$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1500 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1570 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 920 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.

4.4.3. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE și două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 552 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1390$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1160 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1520$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
 - La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1560$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1270 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1300, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1440$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1210, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Secțiunea S5

4.5.1. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 466 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 990 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1020$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 960 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1000$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 930 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1190$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1090 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

Notă : Pentru toate cazurile N-1 condiționările de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.5.1

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 460 MW (440 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 460 MW (450 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava și declanșarea LEA 400kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R6 fără producție în CEE, cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 600 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 970 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 970 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 850 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1180$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1010 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5.3. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de 188 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești și LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest

- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 770 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 780 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

4.6.1. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R3 cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 3068 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}=6330$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4770 MW (4700 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=6210$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4770 MW (4700 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=6210$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4930 MW (4860 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

Nota : Pentru toate cazurile N-1 condiționările de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.6.1

- La retragerea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5650$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2970 MW (2830 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5380$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2870 MW (2760 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=6260$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3630 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.

4.6.2. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE și două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2305 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5430$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4110 MW (4050 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5560$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4250 MW (4190 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5450$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4520 MW (4450 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

confidențial

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.2. Verificarea stabilității tranzitorii a CECC Iernut

confidențial

5.3. Verificarea stabilității tranzitorii a CECC Mass Mintia

confidențial

5.4. Verificarea dinamică a traseului de restaurare *confidențial*

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

confidențial

6.2. Concluzii privind regimurile staționare

6.2.1. Prezentarea pe scurt a SRE (CEE și CEF)

a) Zonele unde sunt racordate CEE, așa cum sunt referite în cadrul studiului sunt:

- zona 110 kV Dobrogea, compusă din:

- zona Tulcea;
- zona Constanța – Medgidia;

În cadrul zonei Constanța – Medgidia se definește zona Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord.

- zona Dobrogea este compusă din **Dobrogea 110 kV, zona stației 400/110 kV Tariverde;**
- zona secțiunii S6, compusă din:
 - zona Dobrogea;
 - zona stațiilor 400/110 kV Stupina și 400/110 kV Rahman;
 - zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;
 - zona Bălțăgești – Gura Ialomiței;
- zona Moldova (inclusiv zona Buzău);
- zona Banat.

b) Valorile însumate ale puterii instalate (disponibile nete) în unități dipecerizabile a CEE **modelate** în studiu, din fiecare zona descrisă mai sus, precum și gruparea lor pe DET-uri, de la începutul până la sfârșitul perioadei analizate:

DET și zone	Pd neta [MW]
DET 1	371
DET 2	2540
DET 4	71
zona 110 kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Harșova – Medgidia – Constanța</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110 kV Lacu Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Dobrogea	2262
zona Bălțăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2982

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent, de vară 2025, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune **CEED**.

c) Distribuția pe DET-uri a CEF modelate este următoarea:

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	136
2	982
3	458
4	348
5	599
Total SEN	cca. 2520

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile în CEE

Determinarea puterii maxime admisibile în CEE s-a făcut în condițiile îndeplinirii simultane a:

- acoperirii palierului de consum și a soldului propus;
- respectării criteriului (N-1), considerând temperatura mediului ambiant de cel mult 20°C.

Defalcarea puterii disponibile nete a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	1085								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	485	159	585	590	250	312	2981

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 20°C, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează **confidențial** pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești;
- se limitează suplimentar preventiv p **confidențial**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV

Medgidia Nord – Medgidia 1

Reducerea preventivă a producției este **confidențial**

Pentru unitățile de transformare este necesară aplicarea de măsuri postavarie, după declanșările care au ca efect încărcarea lor.

Defalcarea puterii maxime admisibile a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	289	confidențial	485	159	585	590	confidențial	312	cca. 2940÷2950

Zone %	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	100	confidențial	100	100	100	100	confidențial	100	98.6÷99

6.2.3. Verificarea criteriului (N-1) în schema completă

Criteriul (N-1) se respectă în toate regimurile analizate, după aplicarea măsurilor preventive și postavarie. Regimurile analizate sunt prezentate mai jos:

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	7600	2982 ➡ 2967	0	confidențial	1400	1200
R2	GS T	4500	1700	0		1385	800
R3	VS I	8600	2982 ➡ 2942	0		1400	1000
R4	VD I sezonier	8200	800	300		1400	-1417
R5	VS I max (CEE=0)	9200	0	0		1400	-2000
R6	VS I	8600	0	0		1400	-1500
R7	VS I	8600	0	0		1400	-3500

R3 este regim de bază.

Pe acest regim de vârf se efectuează calcule de stabilitate statică, stabilitate tranzitorie, managementul congestiilor. Este un regim semnificativ prin durata acoperită și are un palier de consum cu probabilitate mare de realizare. Producția în CEE este cea stabilă în urmă parcurgerii mai multor iterații, pornind de la valoarea inițială propusă prin temă (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibilă netă) și ajungând la o valoare astfel încât:

- să poată fi acoperit palierul de consum cu producție;
- să se asigure serviciile tehnologice de sistem;
- să se respecte soldul propus;
- să fie respectat criteriul (N-1) în schemă completă.

6.2.4. Verificarea criteriului (N-1) în scheme cu retrageri

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar și din axele către zonele limitrofe, atât către zona București, cât și către Moldova, cuprind în setul de condiționări de regim, măsuri de limitare (reducere) a producției CEE. Limitările (reducerile) pot fi postvarie sau preventive. Limitarea puterii produse în CEE s-a realizat pe principiul proporționalității. Pentru evitarea acestor limitări (reduceri) se recomandă retragerea acestor echipamente atunci când producția CEE permite acest lucru (este mai redusă).

În tabelul de mai jos, pentru regimul de baza R3 (palier vârf seară iarnă) sunt prezentate echipamentele a căror retragere din exploatare necesită în afară de măsuri topologice și măsuri de limitare (reducere) preventivă a producției CEE.

Echipament retras din exploatare	Limitare preventivă (total reducere)	$P_{g\ CEE}$ / Excedent maxim al zonelor cu limitare preventivă
confidențial	confidențial	confidențial

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

Pe baza rezultatelor de calcul de regim permanent se propun următoarele condiționări de regim pentru perioada de iarnă 2025 – 2026.

6.4.1. LEA 400 kV

confidențial

6.4.2. LEA 220 kV

confidențial

6.4.3. Unități de transformare 400/220 kV

confidențial

6.4.4. Unități de transformare 400/110 kV

confidențial

6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție

6.5.1. Capacitatea totală de racordare pentru noi unități de producție de energie electrică care poate fi preluată de RET fără întăriri este de aproximativ 19620 MW.

6.5.2. Valorile capacităților de racordare determinate pentru fiecare zonă analizată pot fi influențate de următorii factori:

- Puterea consumată în zona analizată (creșterea consumului într-o zonă conduce la creșterea capacității de racordare pentru noi unități de producție);
- Locul de racordare pentru noile centralele electrice (concentrarea într-o anumită parte din rețea a cererilor de racordare poate conduce la limitarea posibilităților de racordare în zona respectivă);
- Evoluția puterii instalate în centrale noi dintr-o secțiune poate avea influență asupra capacității de racordare dintr-o altă secțiune alăturată;
- Dezvoltarea rețelei electrice de transport (realizarea de noi legături de evacuare dintr-o zonă, reconductorarea sau trecerea la 400 kV conduce la creșterea capacității de racordare).

6.5.3. Valorile capacităților de racordare prezentate nu se referă doar la RET. Acestea includ atât puterea generată de unitățile de producție care se pot racorda la RET, cât și excedentul zonelor RED 110 kV provenit din diferența dintre puterea generată și consumul din rețeaua electrică de distribuție.

6.5.4. Studiul pentru determinarea capacității de racordare s-a realizat luând în considerare:

- RET fără considerarea întăririlor de rețea prevăzute în Planul de dezvoltare;
- Centralele electrice puse în funcțiune și fără centralele electrice care au CR, ATR sau studii avizate (având în vedere incertitudinea în realizarea proiectelor);
- Posibilități de racordare repartizate relativ uniform în funcție de capacitatea rețelei electrice și nivelul de tensiune, pe toate zonele de rețea din fiecare secțiune analizată.

6.6. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunile S1, S2 este reconductorarea axului LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat.

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunea S4 este necesară punerea în funcțiune a unui nou autotransformator 400/220 kV în stația Roșiori.

Pentru a crește puterea evacuată din zona Dobrogea și zonele adiacente produsă în CEE și implicit a puterii admisibile în secțiunea S6 este necesară realizarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.), realizarea LEA 400 kV Stâlp – Brașov, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp și reorganizarea (radializarea) rețelei de 110 kV pentru o evacuare directă în rețeaua de 400 kV din zonă.

6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

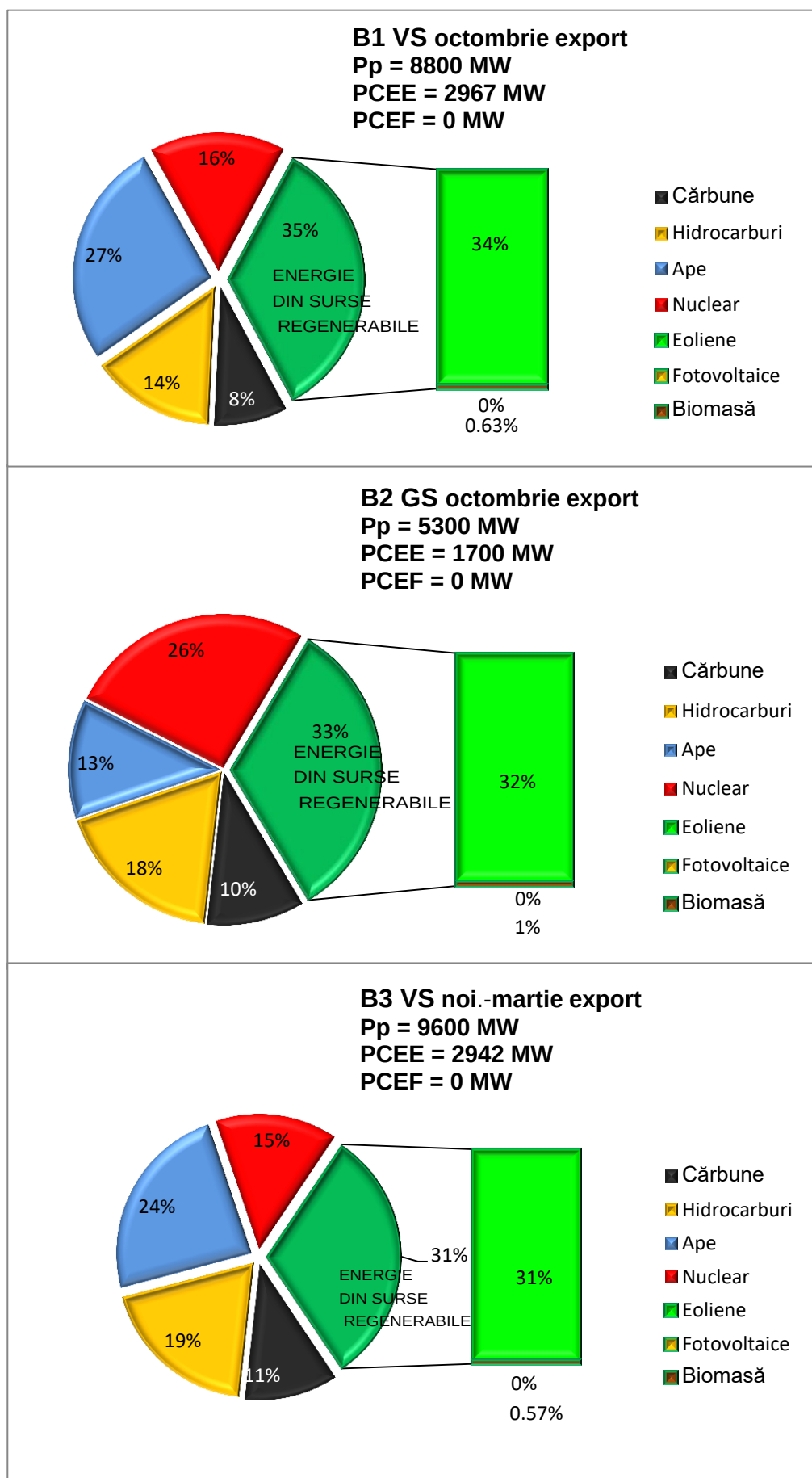
6.8. Concluzii generale

În corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2025 – 2026”, este necesară urgentarea realizării unor*) obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2024 – 2033:

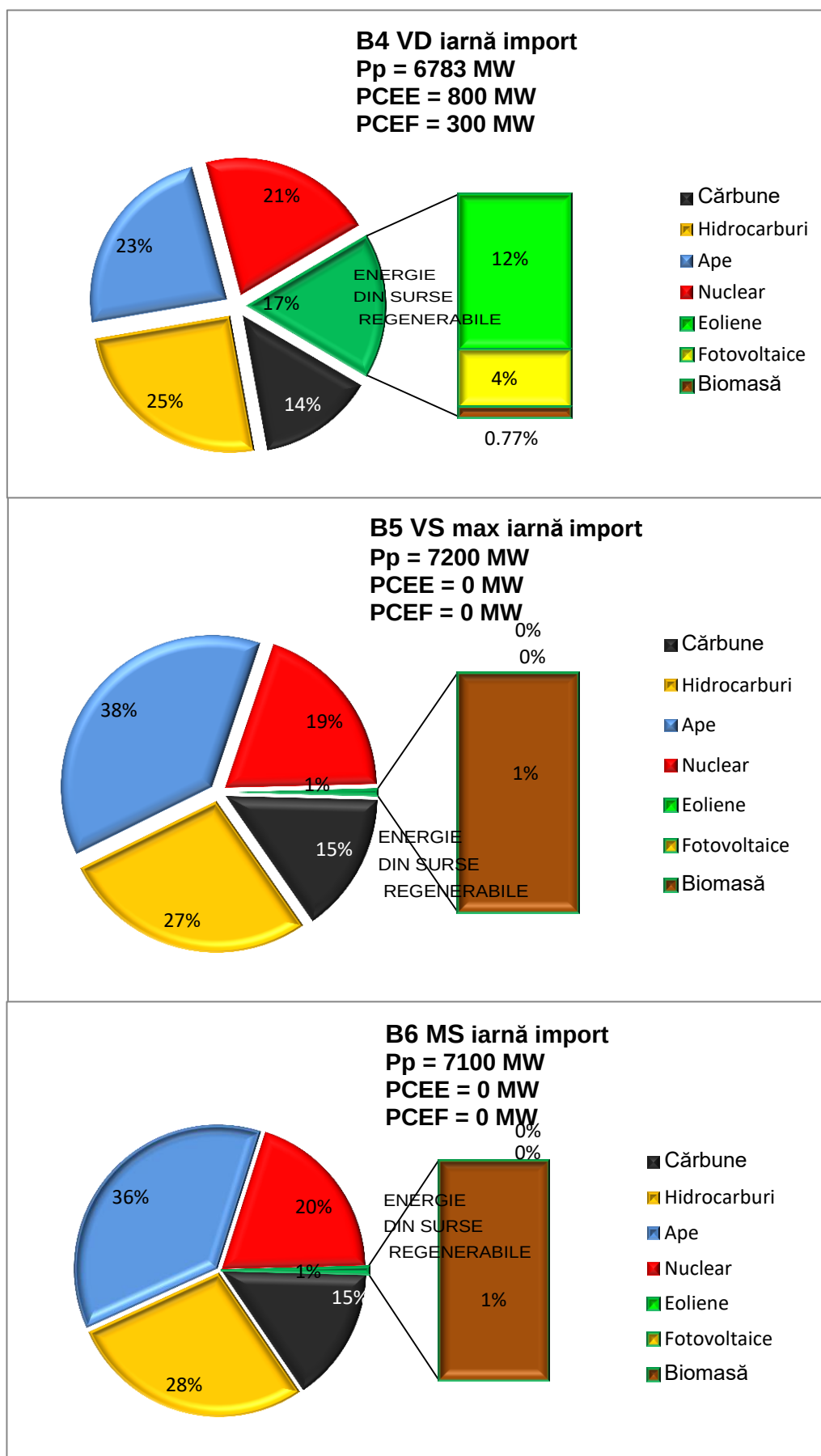
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV din axul Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;u;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV din axul Reșița – Timișoara – Arad;
- Recondutorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
- Recondutorarea LEA 220 kV din axul Urechești – Hășdat;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2025 – 2026” nu are ca obiectiv reluarea analizelor din studiile suport pentru elaborarea „Planului de Dezvoltare a RET pe 10 ani”. Obiectivul studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2025 – 2026” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2025-2026 (valori procentuale)

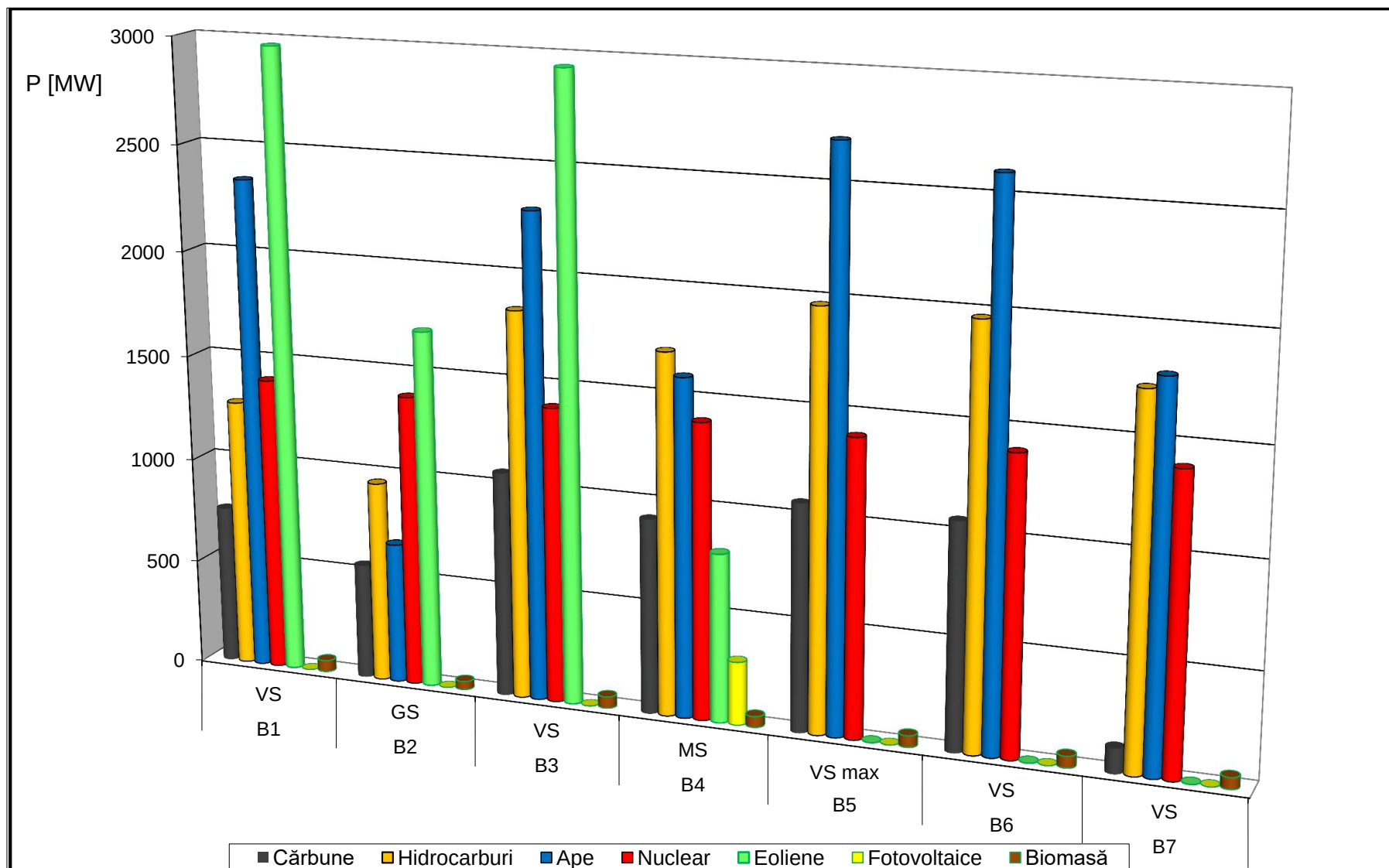


Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2025-2026 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru iarna 2025 - 2026
(valori absolute)

ANEXA 2.7.3.



Valorile NTC fiabile pe granițele României în **octombrie 2025** licitații lunare

NTC	01 - 02.10	03.10	04 - 05.10	06 – 10.10	11 – 12.10	13 - 17.10	18 - 19.10	20 - 21.10	22 – 24.10	25 – 26.10	27.10 – 31.10		
RO=>HU	1000												a-JAO
HU=>RO	1000												a-JAO
RO =>RS	1000												a
RS =>RO	300	1000				900			1000			a	
RO=>BG	1700		1900	1700		1900				1700		a	
BG=>RO	1700		1900	1700		1900				1700		a	
RO=>UA	0												
UA=>RO	0												
RO=>MD	0												a
MD=>RO	0												a
RO export	3700		3900	3700		3900				3700			
RO import	3000	3700	3900	3700		3900	3800			3900	3700		

- TRM export/import în interfața RO este de cca. 400 MW ($333 \div 433$ MW)