

Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

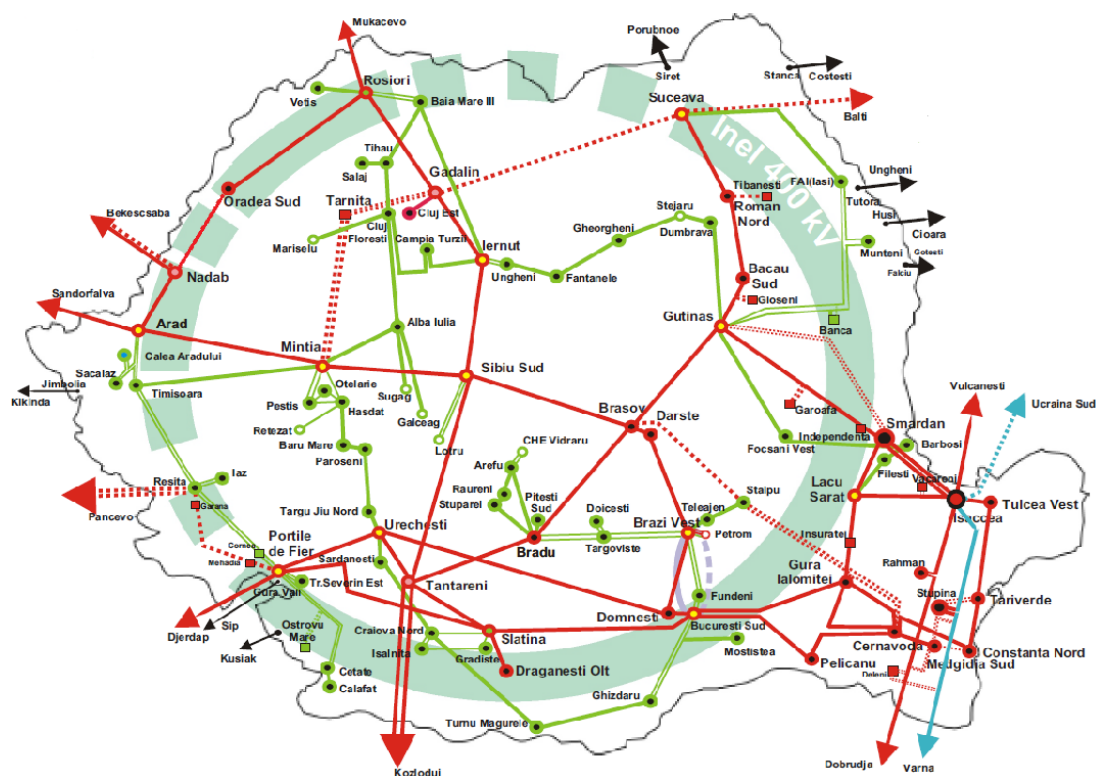
Dispecerul Energetic National

Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 – București

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

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

Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2023 – 2024

**Septembrie 2023**

Acest studiu nu poate fi reprodus, împrumutat, expus sau folosit în niciun alt scop decât cel pentru care a fost comandat și executat. Informațiile conținute în acest document nu pot fi transmise la terți sau folosite în alte scopuri fără acordul scris al DEN.



CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚE DE PUTERE.....	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2022 – 2023	5
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2022 – 2023	7
2.3. Valori de capacități nete de transfer	10
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2022 – 2023	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2023 – 2024.....	12
2.6. Capacități de producție	13
2.7. Variantele de balanță.....	14
2.8. Servicii tehnologice de sistem	15
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	16
3.1. Schema de calcul	17
3.2. Variante de regimuri analizate	20
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N.....	20
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	20
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	21
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	21
A. Circulații de putere	22
B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii	23
C. Consumul propriu tehnologic	25
D. Verificarea criteriului de siguranță (N – 1)	25
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	36
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate.....	37
3.4. Managementul congestiilor.....	38
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC).....	38
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	38
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	40
3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2022	42
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	49
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE.....	52
4.1. Secțiunea S1	52
4.2. Secțiunea S2.....	53
4.3. Secțiunea S3.....	54
4.4. Secțiunea S4	55
4.5. Secțiunea S5.....	57
4.6. Secțiunea S6.....	59
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII.....	62
5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă.....	62
5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii	62
5.3. Verificarea stabilității CHE LOTRU	62
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	62
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	62
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	65
6.3. Managementul congestiilor.....	68
6.4. Condiționări de regim	69
6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție.....	70
6.6. Concluzii privind stabilitatea statică	70
6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	70
6.8. Concluzii generale	70

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 2023
3.12	<i>confidențial</i>
4.1	<i>confidențial</i>
4.2	<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>
5.3	<i>confidențial</i>
6.1	<i>confidențial</i>
6.2	<i>confidențial</i>

1. INTRODUCERE

Scopul studiului constă în fundamentarea elementelor de stabilire a schemei normale sezoniere ținând cont de echipamentele disponibile din SEN, determinarea măsurilor de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, stabilirea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN și verificarea 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 tema pentru perioada de iarnă 2023 – 2024 (01 octombrie 2023 – 31 martie 2024) și propune pe baza calculelor schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu aviz nr. 237/ 2023.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2023 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2023;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED);
- Investițiile din RET sau RED în curs de derulare, ce urmează să fie puse în funcțiune în perioada analizată.

Calculele s-au realizat 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 9400 MW, care acoperă un consum intern de 8700 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 700 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare și situații cu producție maximă în CEE și export, cât și varianta cu producție zero în CEE și sold de import pentru consum intern de vârf de sarcină mediu și maxim. S-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă, inclusiv sistemele electroenergetice din Turcia, 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 în limitele admisibile a circulațiilor de putere și a tensiunilor 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 zonei Cernavodă în condiții de retrageri planificate și producție în centralele electrice eoliene, verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii, respectiv verificarea stabilității tranzitorii a grupurilor din CHE Lotru.

2. BALANȚE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2022 – 2023

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în iarna 2022 – 2023 s-a făcut în ziua de miercuri, 18 ianuarie 2023 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 22 – 23 ianuarie (pentru golul de sărbătoare).

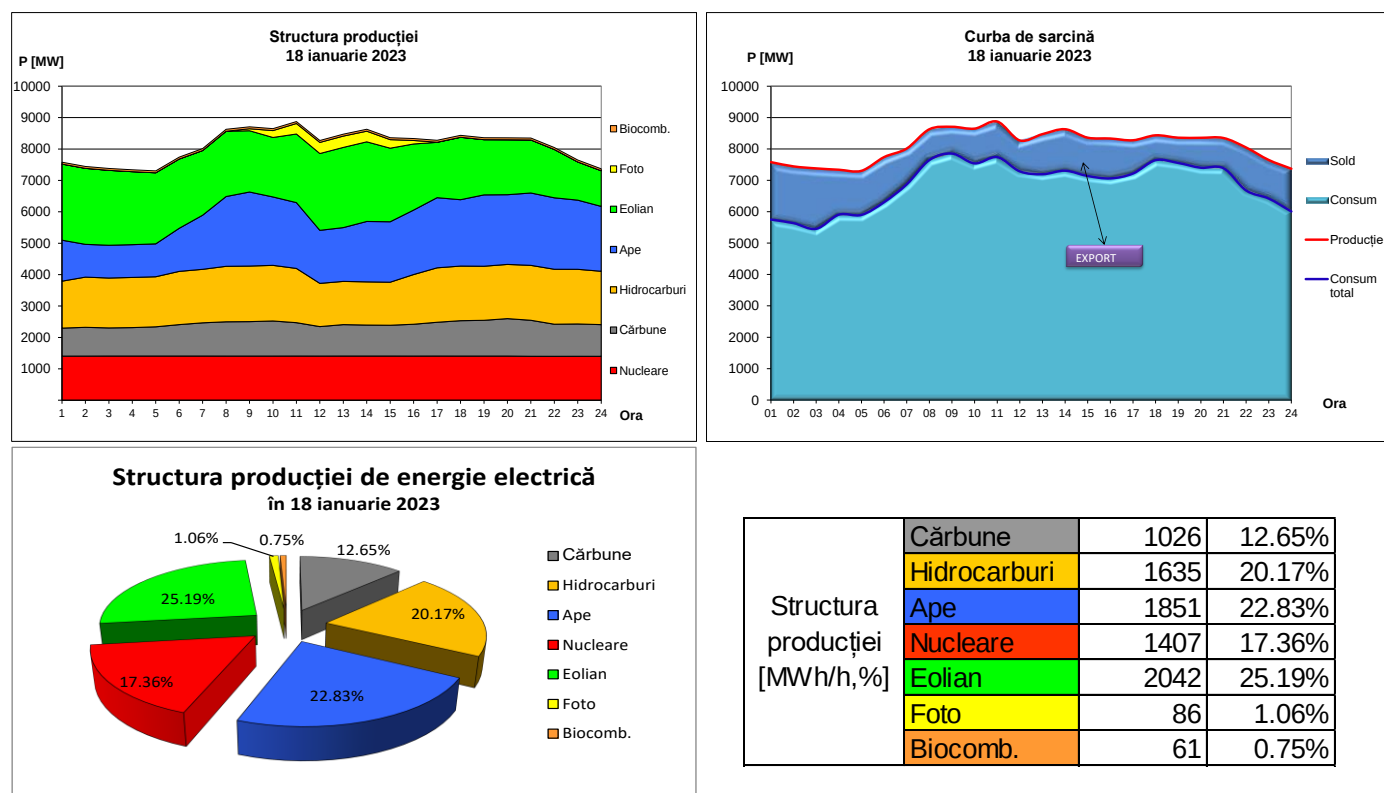
Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

18 ianuarie 2023

- vârful de dimineață: 7541 MW, ora 10 (7853 MW, ora 9);
- vârful de seară: 7644 MW, ora 19;
- golul de noapte: 5471 MW, ora 04;

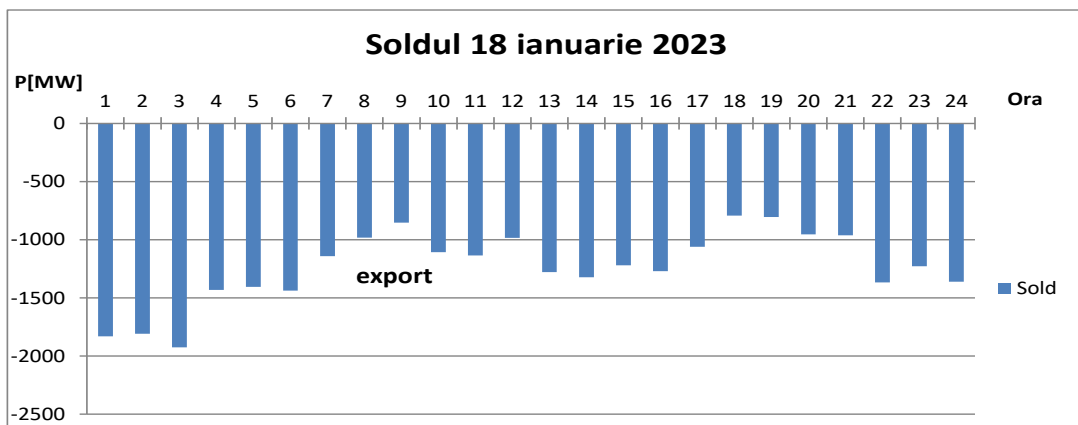
23 ianuarie 2023

- golul de sărbătoare: 4816 MW, ora 04.

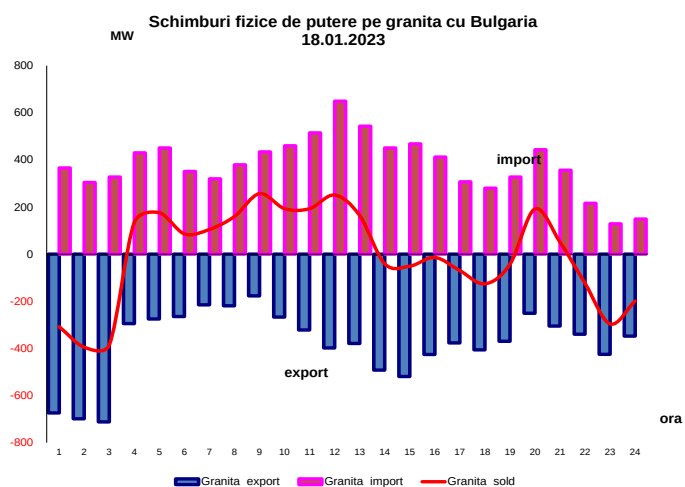
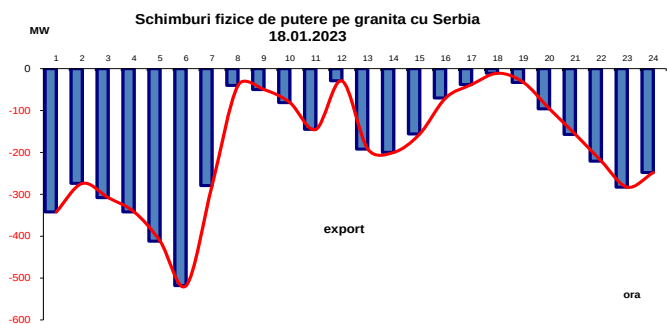
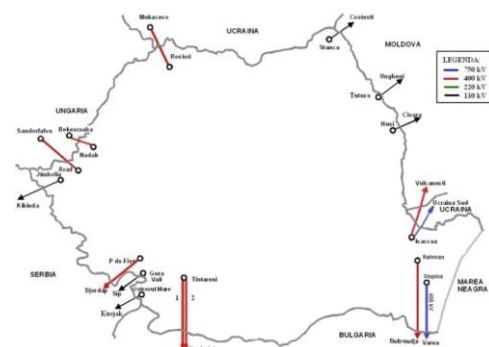
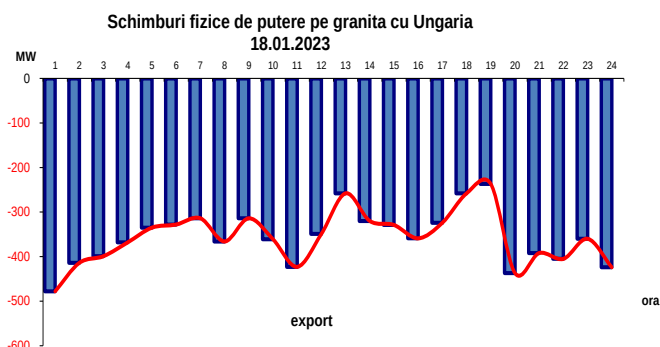
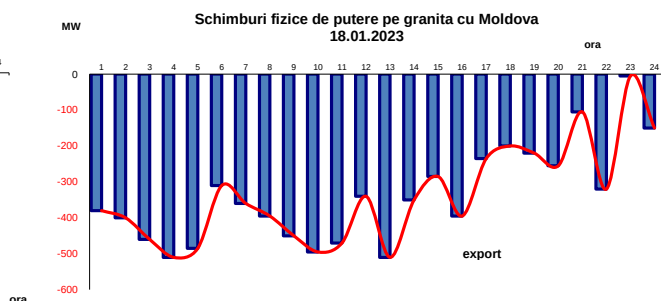
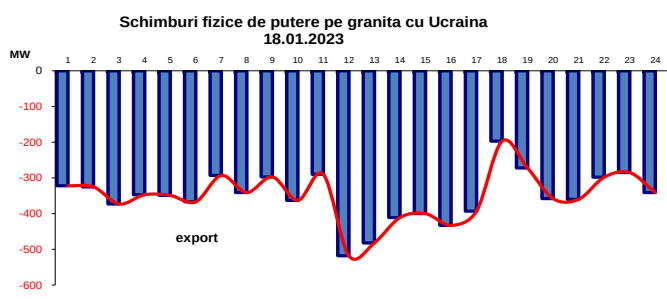


Soldul înregistrat pe liniile de interconexiune a fost de export în data de 18 ianuarie 2023, în principal, determinat de valoarea producției în centralele eoliene (1135 ÷ 2553 MWh/h) ceea ce reprezintă 25,2% din energia electrică produsă în această zi.

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



Repartizarea schimburilor fizice pe granițe în ziua caracteristică de iarnă, 18 ianuarie 2023, este reprezentată în graficele de mai jos.



2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2022 – 2023

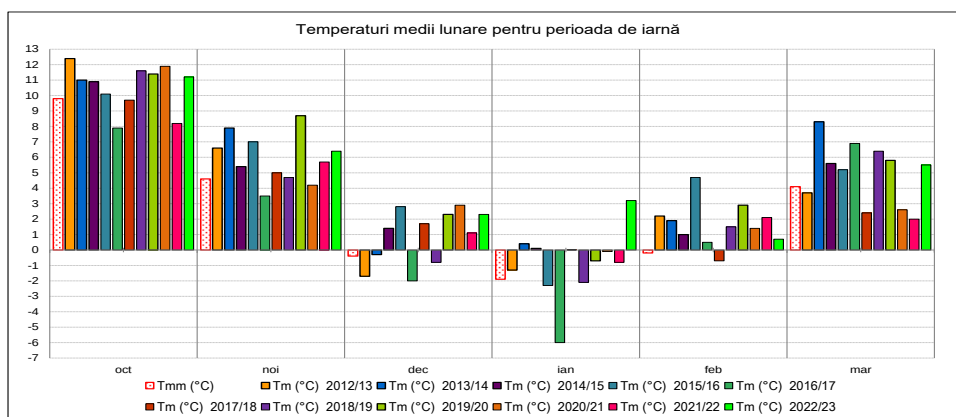
Perioda de iarnă 2022 – 2023 a fost blândă, în toate lunile temperatura medie a aerului având valori mai ridicate decât mediile lunare multianuale în cea mai mare parte a țării. Cea mai mare abatere s-a înregistrat în luna ianuarie, când temperatura medie la nivel național a fost de 3,2°C și s-a situat pe primul loc în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național, începând din 1961 și până în prezent.

Cantitățile totale de precipitații au fost mai mici decât cele normale în cea mai mare parte a perioadei, excepție făcând luna ianuarie 2023 când cantitatea totală medie de precipitații la nivel național, de 68 l/mp, s-a situat pe locul al cincilea în ierarhia celor mai mari cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din 1961 și până în prezent.

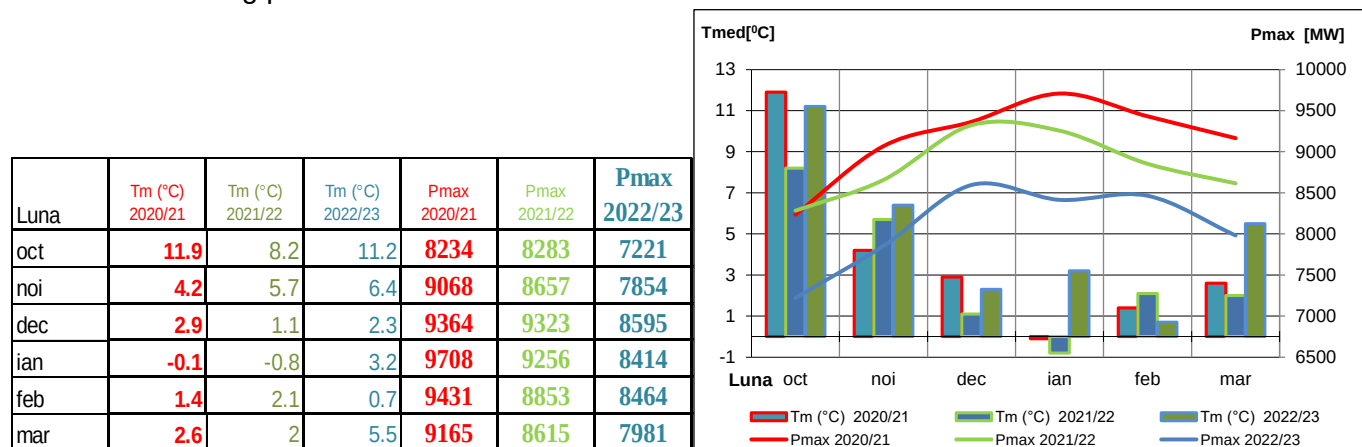
Luna	T _m (°C)	T _m (°C) 2012/13	T _m (°C) 2013/14	T _m (°C) 2014/15	T _m (°C) 2015/16	T _m (°C) 2016/17	T _m (°C) 2017/18	T _m (°C) 2018/19	T _m (°C) 2019/20	T _m (°C) 2020/21	T _m (°C) 2021/22	T _m (°C) 2022/23
oct	9.8	12.4	11	10.9	10.1	7.9	9.7	11.6	11.4	11.9	8.2	11.2
noi	4.6	6.6	7.9	5.4	7	3.5	5	4.7	8.7	4.2	5.7	6.4
dec	-0.4	-1.7	-0.3	1.4	2.8	-2	1.7	-0.8	2.3	2.9	1.1	2.3
ian	-1.9	-1.3	0.4	0.1	-2.3	-6.0	0.01	-2.1	-0.7	-0.1	-0.8	3.2
feb	-0.2	2.2	1.9	1	4.7	0.5	-0.7	1.5	2.9	1.4	2.1	0.7
mar	4.1	3.7	8.3	5.6	5.2	6.9	2.4	6.4	5.8	2.6	2	5.5

T_m- temperatura medie lunară

T_m- temp. medie lunara multianuală

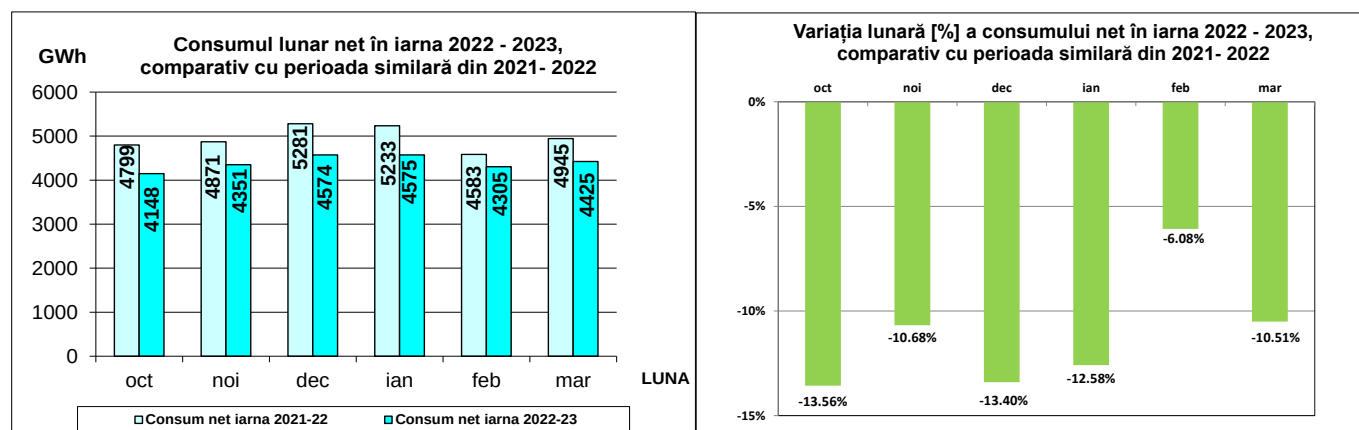


Curba sarcină – temperatură în iarna 2022 – 2023 exprimă o scădere de aproximativ 8,5% față de sezonul omolog precedent.



Scăderea accentuată a consumului s-a datorat în primul rând temperaturilor ridicate înregistrate în sezonul de iarnă, însumat cu efectul instalării a tot mai multe unități de producere mici și distribuite

care folosesc surse regenerabile de energie, îndeosebi panouri fotovoltaice. De asemenea, scăderea a fost accentuată de creșterea numărului de prosumatori care au depășit o putere instalată de 1000 MW.



Cea mai scăzută temperatură medie lunară este cea a lunii februarie 2023, perioadă în care s-au înregistrat cele mai mari valori ale consumurilor medii lunare la palierele de vârf de dimineață și de seară din perioada analizată. Prin comparație cu sezonul omolog precedent, consumul în luna februarie s-a redus cu doar 6,08%, față de celelalte luni ale perioadei în care consumul net a avut o scădere de peste 10%.

Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în iarna 2022 – 2023 [MW]

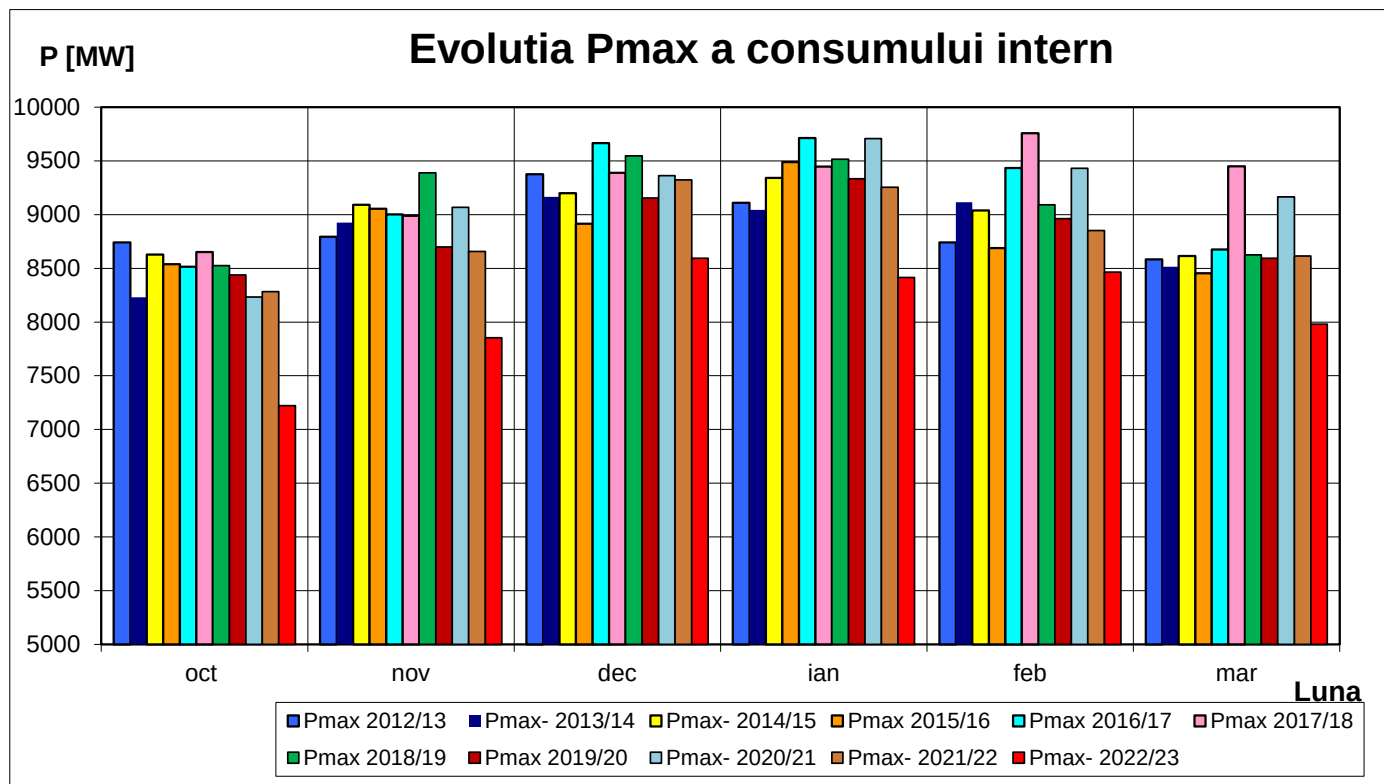
Realiz. 2022-23	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Decembrie	8595	11	7793	10	8319	17	7757	18	4511	4	5064	3
Ianuarie	8414	10	7640	10	8123	19	7632	18	4521	2	4971	4
Februarie	8464	9	7919	9	8276	20	7884	19	4829	3	5252	3
Val.medie	8491		7784		8239		7758		4620		5096	

Realiz. 2022-23	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	7018	9	6766	9	7221	20	7012	20	4418	3	4528	3
Noiembrie	7854	10	7318	10	7841	17	7453	18	4532	4	4803	3
Martie	7749	10	7286	9	7981	20	7454	20	4750	4	5039	4
Val.medie	7540		7123		7681		7306		4567		4790	

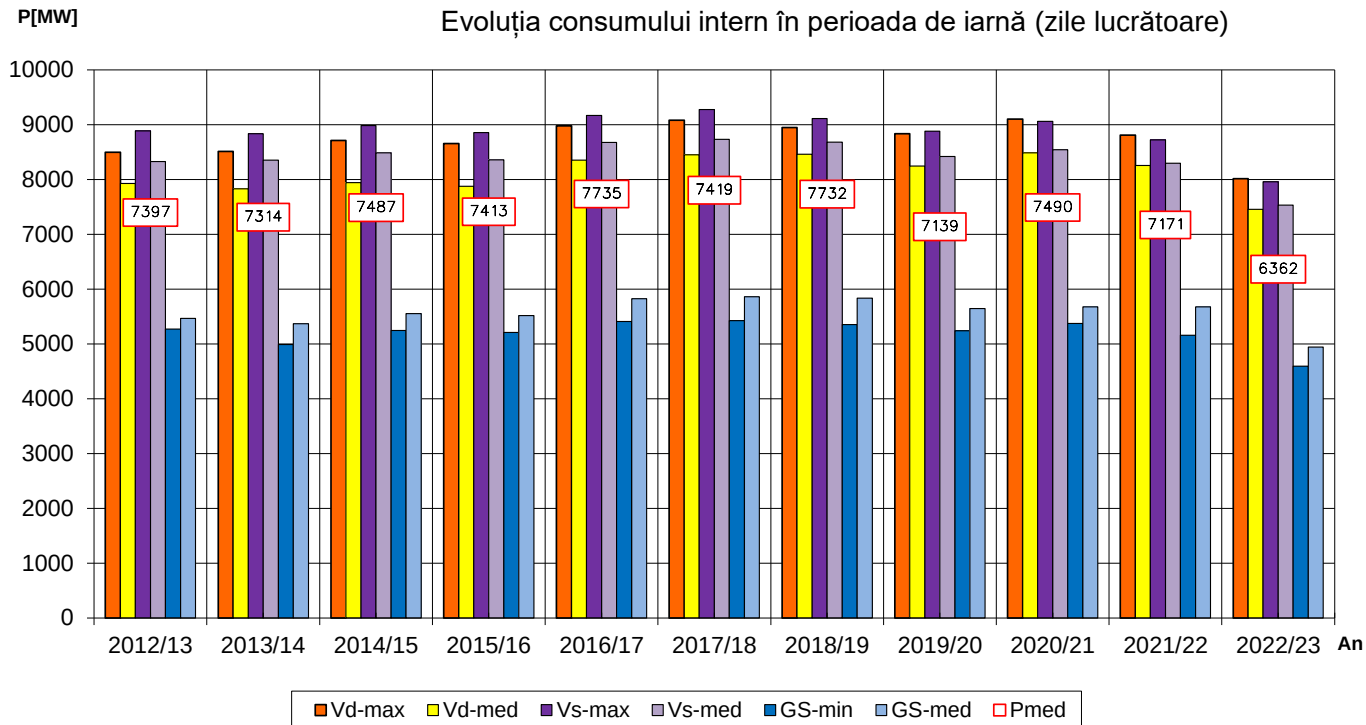
Realiz. 2022-23	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	7018	9	6766	9	7221	20	7012	20	4418	3	4528	3
Noiembrie	7854	10	7318	10	7841	17	7453	18	4532	4	4803	3
Decembrie	8595	11	7793	10	8319	17	7757	18	4511	4	5064	3
Ianuarie	8414	10	7640	10	8123	19	7632	18	4521	2	4971	4
Februarie	8464	9	7919	9	8276	20	7884	19	4829	3	5252	3
Martie	7749	10	7286	9	7981	20	7454	20	4750	4	5039	4
Val.medie	8016		7454		7960		7532		4594		4943	

unde: VD – Vârf de dimineață,
VS – Vârf de seară,
GS – Gol de noapte de sărbătoare,
GN – Gol de noapte pentru zi lucrătoare.

Valoarea maximă a consumului (medie orară) a fost 8595 MW înregistrată miercuri, 21 decembrie, ora 11. Evoluția valorilor consumului maxim lunar din cele 6 luni considerate de iarnă din perioada 2012 – 2023 este prezentată în graficul de mai jos:



În tabelul și graficul următoare sunt reprezentate atât variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare înregistrat la palierile caracteristice, cât și media semestrială obținută din energia lunară, pentru ultimele zece sezoane.

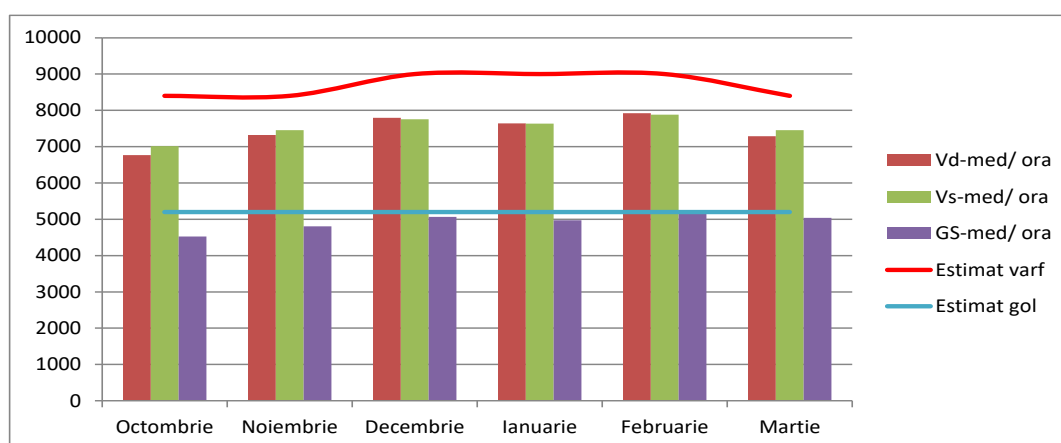


Evoluția consumului intern în perioada de IARNA

[MW]

anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	GS-min	GS-med
2012/13	8499	7928	8888	8328	5273	5468
2013/14	8512	7828	8833	8353	4989	5366
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

În cadrul analizei diagnozei valorilor de consum utilizate la studiul de iarna 2022 – 2023 s-a constatat că abaterea de estimare este comparabilă cu valoarea reducerii consumului, calculul fiind realizat în ipoteze acoperitoare.



2.3. Valori de capacități nete de transfer

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2022 – martie 2023:

- 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 valorilor NTC (fig. 2.3.1).

Fig. 2.3.1 Valori NTC și programele orare de import și de export

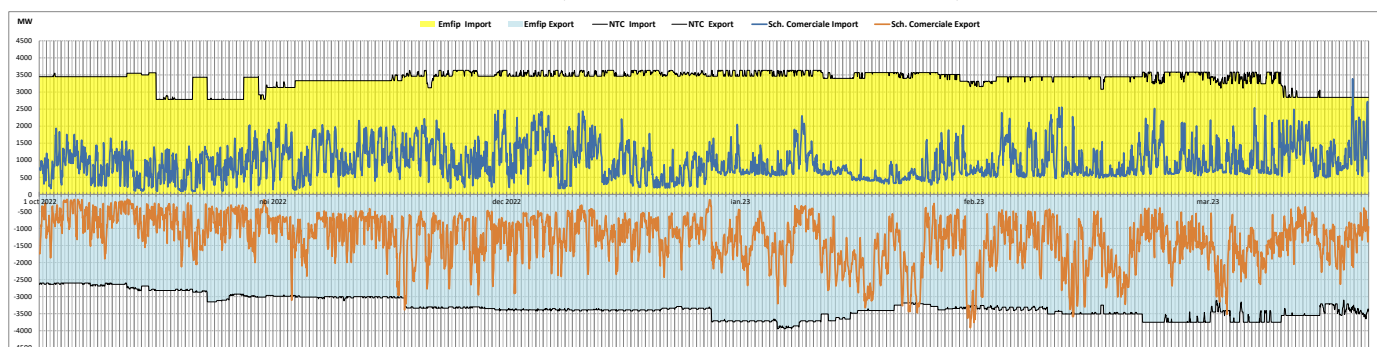
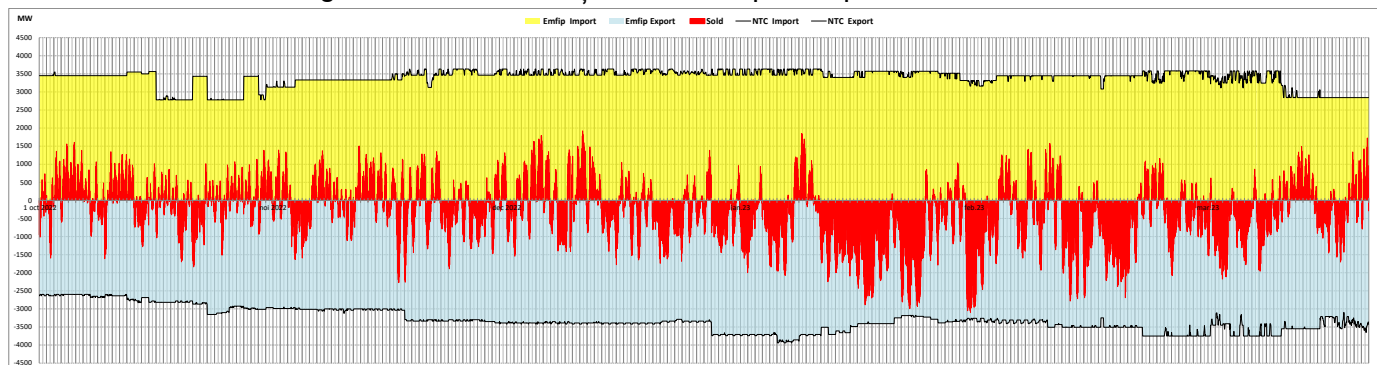


Fig. 2.3.2 Valori NTC și soldul orar pentru perioada analizată



Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2022 – 2023

Contextul macroeconomic dificil și evoluția conflictului armat de la granițele naționale sunt variabile cu impact deosebit asupra incertitudinilor ce afectează prognoza cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România, pornind de la datele istorice macroeconomice și energetice înregistrate.

Deși previziunile Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză pentru 2023 iau în calcul un ritm anual moderat de creștere a PIB, de 2,8%, datele statistice preliminare publicate de Institutul Național de Statistică pentru semestrul I, indică o creștere economică a țării de doar 1,7%, comparativ cu perioada similară a anului 2022, evoluție datorată restrângerii în continuare a activității industriale. Deși parțial atenuate de măsurile de compensare și plafonare, efectele nefavorabile ale prețurilor produselor energetice (combustibil, gaze naturale, energie electrică) asupra cererii, au fost resimțite atât de populație cât și la nivelul economiei, în principal în sectoarele industriale energo-intensive.

Astfel, în primul semestru al anului 2023 s-a înregistrat o scădere de cca. 8,0% a consumului intern brut de energie electrică, comparativ cu aceeași perioadă din 2022, cea mai pronunțată scădere, de 11,7%, fiind înregistrată în luna ianuarie.

Se estimează că tendința de scădere a consumului va continua până la finele anului 2023, într-o dinamică mai redusă însă, comparativ cu înregistrările primului semestru, urmată de o ușoară revenire în 2024, susținută de prognoza macroeconomică elaborată de CNSP, de 4,2% creștere PIB, pe fondul redresării lente a sectorului industrial.

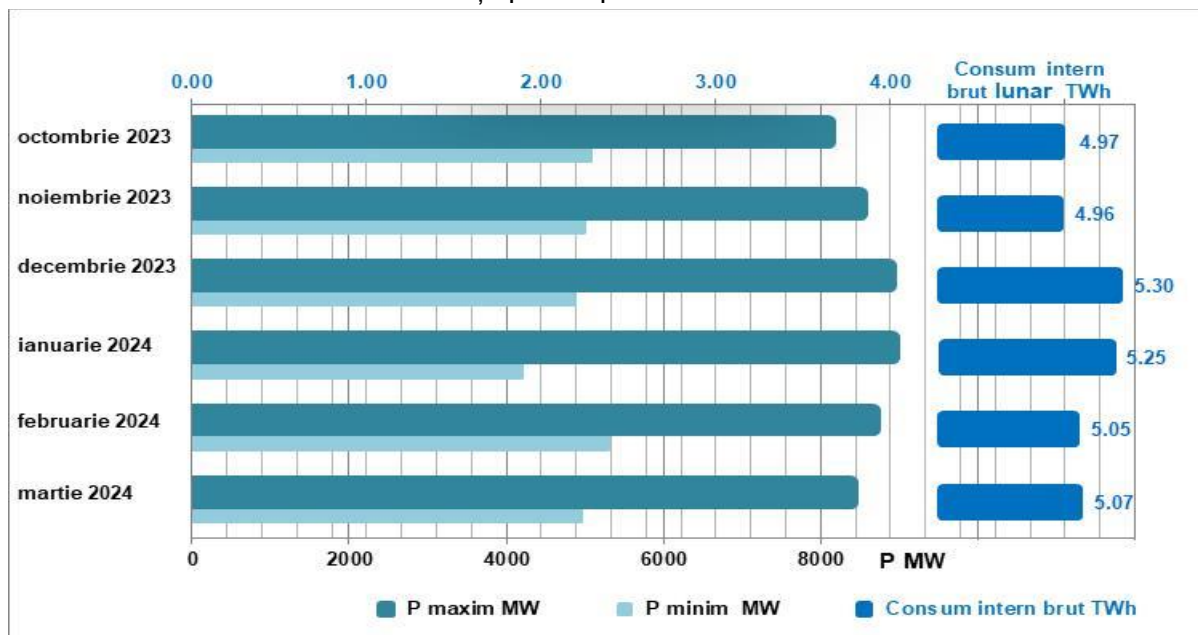
În acest context, scenariul de referință corespunzător evoluției lunare a consumului intern brut de energie electrică în perioada, octombrie 2023 – martie 2024, este reprezentat în Tabelul 2.4.1 și grafic în Figura 2.4.1.

Tabel 2.4.1 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2023 – 2024. Scenariul de referință

		2023			2024		
		Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Ianuarie	Februarie	Martie
Consum intern brut	GWh	4967	4963	5302	5254	5047	5070
Puteri de gol	MW	5066	4986	4863	4192	5292	4952
Puteri de vârf	MW	8104	8505	8865	8904	8667	8381

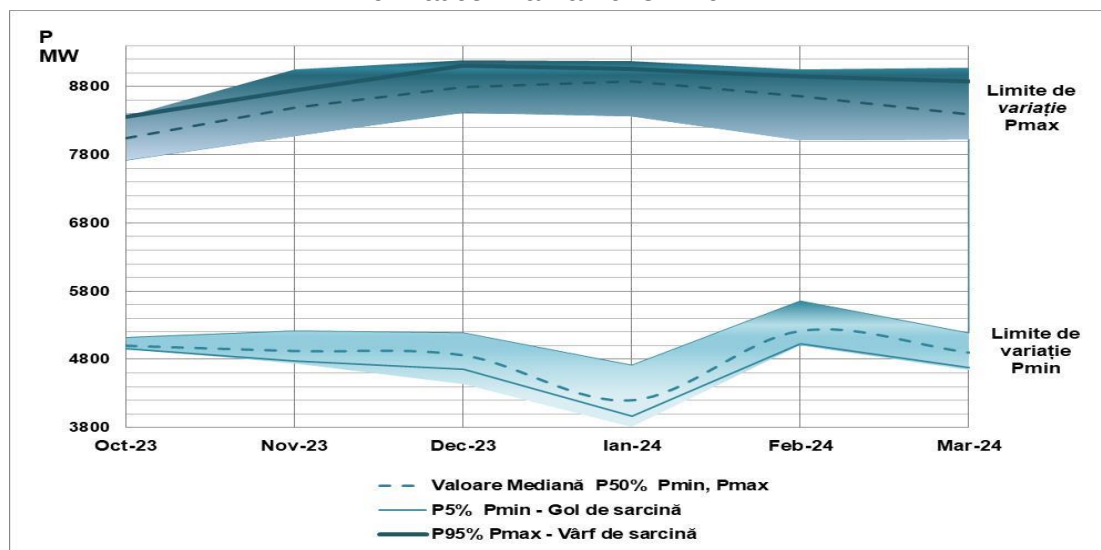
Acest scenariu de referință corespunde unui sezon de iarnă 2023 – 2024 caracterizat de temperaturi exterioare ce se încadrează în limitele de variație descrise de cei 35 de ani cu caracteristici climatice diferite reprezentate în PECD (Pan European Climate Database) – Baza de date disponibilă în cadrul ENTSO-E ce încorporează, pentru fiecare țară, câte 35 de serii anuale cu valori orare corelate referitoare la temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare.

Figura 2.4.1 Evoluția consumului intern brut – valori minime, maxime și total lunar.
Scenariul de referință pentru perioada de iarnă 2023 – 2024



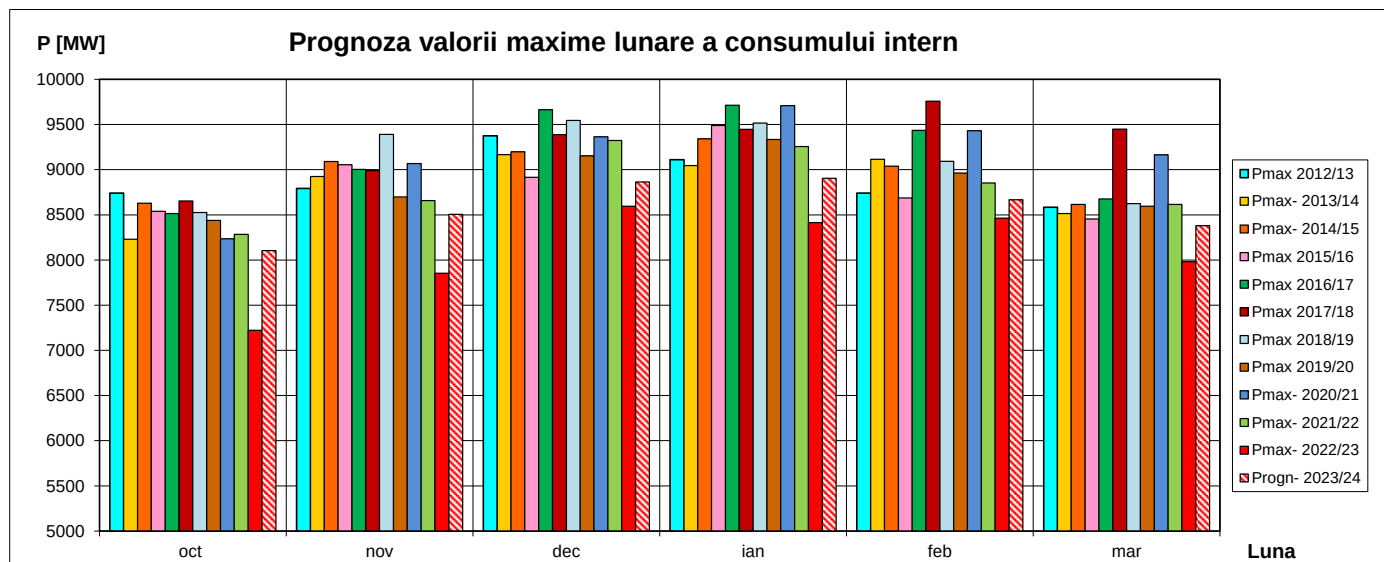
În Figura 2.4.2 sunt reprezentate limitele de variație ale valorii consumului intern brut, puteri de vârf și de gol pentru fiecare lună din perioada de iarnă, respectiv valorile excepționale ale consumului $P_{\min}$ sau $P_{\max}$, ce corespund unor condiții climatice extreme, cu probabilitate de apariție mai mică de 5% (respectiv 1 din cei 35 de ani climatici considerați). 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 2.4.2 Limitele minime/maxime de variație ale consumului intern brut orar în funcție de condițiile climatice – iarna 2023 – 2024



2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2023 – 2024

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru iarna 2023 – 2024 s-au analizat 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 $P_{c \max}$ lunar prognozate pentru iarna 2023 – 2024 sunt:



Luna	Pmax 2012/13	Pmax- 2013/14	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	Progn- 2023/24
oct	8741	8231	8629	8539	8515	8653	8525	8438	8234	8283	7221	8104
nov	8793	8925	9091	9054	9003	8989	9390	8698	9068	8657	7854	8505
dec	9376	9166	9199	8915	9665	9389	9546	9154	9364	9323	8595	8865
ian	9110	9045	9341	9490	9714	9446	9515	9335	9708	9256	8414	8904
feb	8741	9116	9038	8688	9435	9758	9092	8963	9431	8853	8464	8667
mar	8584	8515	8615	8455	8676	9449	8625	8595	9165	8615	7981	8381

Pornind de la valorile consumului maxim prognozate și utilizând coeficienți de curbă de sarcină s-au obținut valorile medii prognozate pentru palierele de vârf și de gol analizate.

În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 5 paliere de consum pentru care sunt elaborate 6 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	7800	VS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5500	5000	GS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1400	500
B3	9400	8700	VS I	noi.-mar.	DA	maxim admisibil	0	1400	700
B4	7800	8700	VD I sez	noi.-mar.	DA	1000	250	1400	-900
B5	7000	9000	VS I max	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-2000
B6	7100	8600	VS I	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-1500

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 310 MW și 400 MW, în funcție de palierul de sarcină), respectiv pierderile de putere activă în RET și RED 110 kV.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 1 iunie 2023 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru perioada de iarnă 2023 – 2024 conform datelor primite de la departamentul RAF, obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în tabelul următor.

	Pi MW	Ci MW	Pnetă MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	18308	18308	16663	1025	17316
<i>Total cărbune</i>	3092	3092	2673	172	2921
din care C.E.Oltenia	2595	2595	2892	95	2500
din care C.E.Hunedoara	150	150	130	3	147
<i>Total hidrocarburi</i>	2616	2616	1981	482	2146
<i>Total apă</i>	6642	6642	6311	270	6380
<i>Total nucleară</i>	1413	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliană</i>	3015	3015	2965	25	2998
<i>Total solară</i>	1393	1393	1308	72	1327
<i>Total biomasă și biogaz</i>	136	136	124	5	131
<i>Total geotermală</i>	0.05	0.00	0.00	0.05	0.00

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

2.7. Variantele de balanță

Modul de acoperire a consumului intern brut și a soldului la diferite paliere de consum este prezentat în tabelul următor considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil.

La stabilirea grupurilor care participă la producția necesară acoperirii consumului și soldului, detaliată în anexa 2.7.1, s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2023, atât pentru grupuri termoelectrice cât și pentru grupuri hidroelectrice;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consum (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)	Perioada de calcul
				eoliana (MW)	fotovolt. (MW)	biomasa (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro		
							Carb	Hidrocar				
B1	8800	7800	VS T	2803	0	60	1100	1164	1400	1920	1000	oct.
B2	5500	5000	GS T	1765	0	60	831	274	1400	930	500	oct.
B3	9400	8700	VS I	2853	0	60	1149	1526	1400	2125	700	noi.-mar.
B4	7800	8700	VD I sez	1000	250	60	1315	1470	1400	2055	-900	
B5	7000	9000	VS I max	0	0	60	1295	1698	1400	2267	-2000	
B6	7100	8600	VS I	0	0	60	1560	1630	1400	2170	-1500	

Balanțele 1 și 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului în luna octombrie 2023 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.

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 tehnologice de sistem pentru un consum la vârful de seară de 8700 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 250 MW și în CEE de 1000 MW, respectiv un sold de import de 900 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 prezintă o structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de seară fără producție în CEE și CEF și cu sold de import de 1500 MW.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 6 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în iarna 2023 – 2024. Schema de calcul este definită în anexa de la Tema studiului. Anexele 2.7.2 și 2.7.3 conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor B1 – B6, 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 tehnologice de sistem *confidențial*

3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.10.2023 – 31.03.2024.

S-a considerat SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă incluzând sistemele electroenergetice din Ucraina, Republicii 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 17.01.2024, ora 10:30 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.

Linii 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.

Având în vedere balanțele producție – consum – sold estimate în regimurile analizate pentru iarna 2023 – 2024 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.

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 în funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- debucularea 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 2023 (PAR 2023) și precum și informații privind primele 3 luni ale anului 2024. 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:

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

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

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

- RTh **Smârdan:**

În vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, se desfășoară etapizat lucrări succesive. Deoarece nu se estimează vreo punere în funcțiune, ipoteza considerată pentru schema de calcul este similară cu cea din sezonul precedent de vară 2023 și anume: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibilă, iar LEA 400 kV Smardan – Isaccea circ. 2 este indisponibilă. Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV; în stația Brăilița LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în funcțiune;

- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;
- Bobinele de compensare 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile;
- Se menționează că în funcție de producția în CEE din secțiunea S6 în diversele regimuri analizate, se vor opera unele buclări în RED 110 kV.

DET București:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu $I_{adm\ 30^{\circ}C}=485\text{ A}$ pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dinte celula LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm^2), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- RTh **Medgidia Sud:**

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

În schema de calcul se consideră, conform evoluției lucrărilor pentru racordurile din stația 400 kV Medgidia Sud, că liniile de interconexiune din Dobrogea, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna se racordează în stația Medgidia Sud, astfel încât noile linii de interconexiune vor fi LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

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

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

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

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

- **Rth Arefu:**

Luând în considerare estimarea DET Craiova și STT Pitești, se consideră în schema de calcul că stația de 220 kV este finalizată, astfel încât se va desființa LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat; se va funcționa cu LEA 220 kV Bradu – Arefu și LEA 220 kV Arefu – Râureni, ambele unități de transformare disponibile;

- **Stația Slatina:**

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

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

DET Timișoara:

- Urmare a punerii în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud s-a considerat în schema de calcul funcționarea cu ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud**, respectiv LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș și CT 110 kV Vașcău deconectate, cu următoarea distribuție în stația Vașcău: LEA 110 kV Beiuș și LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 2 –110 kV, făcând ipoteza că este remediată problema indisponibilității întreruptorului aferent BC 100 MVar din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singura pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 kV;

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

- **RTh Reșița:**

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

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

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

- **RTh Iaz:**

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

- **RTh Baru Mare:**

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

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

Schema de calcul considerată este cu:

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

În stația Petrila CT 110 kV este conectată.

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

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

DET Cluj:

• Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- RTh **Ungheni**, finalizată:

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

• Zona RED 110 kV Sibiu este debucletă de zonele Brașov și Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului. Schema de funcționare în stația 110 kV Sibiu Sud este cu CL 110 kV Sibiu Sud **conectată** și cu următoarea distribuție:

- Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cisnădie și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;

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

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

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

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

Retragerile din exploatare de durata 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 înlocuirii.

Modelarea CEE și CEF pentru calculele de regimuri staționare s-a făcut la tensiunea de 110 kV sau 400 kV unde este considerat punctul comun de conectare. La modelarea acestora s-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos\varphi$ în punctul comun de

conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ 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 reactiv cu rețeaua electrică.

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 6 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. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	8400	**) 2906 ➡ 2803	0	confidențial	1400	1000
R2	GS T	5200	1765	0		1400	500
R3*)	VS I	9300	**) 2906 ➡ 2853	0		1400	700
R4	VD I sezonier	9000	1000	250		1400	-900
R5	VS V max (CEE=0)	9600	0	0		1400	-2000
R6	VS I (CEE=0)	9300	0	0		1400	-1500

*) 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 la medie tensiune. Suplimentar, s-au modelat la medie tensiune și generatoarele din CHE Gogosu, Porțile de Fier II, Remetei, 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 01.06.2023. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ 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 sunt influente asupra încărcării 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, Stupina și 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 neta [MW]
DET 1	299
DET 2	2539
DET 4	68
zona 110kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Harșova – Medgidia Sud – Constanța Nord</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV Lacu Sarat, Smârdan	146
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Bălțăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	180
zona Banat	68
Total SEN	2906

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul producției nete disponibile a acestora, la nivelul 01.06.2023 fiind cca. 62 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 01.06.2023. S-a considerat bandă 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 vârf de dimineață R4, cu producție de 250 MW.

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	48
2	418
3	294
4	47
5	233
Total SEN	1041

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:

- A. Circulațiile de putere;
- B. Valorile tensiunilor;
- C. Consumurile proprii tehnologice din RET și RED 110 kV;
- D. 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 700 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE de la cca. 2906 MW la cca. 2853 MW, cu 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 descrescătoare în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din		către	P[MW]
L 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu Nord	268
L 220 kV	Târgu Jiu nord	-	Paroșeni	266
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ. 1	212
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ. 2	212
L 220 kV	Paroșeni	-	Baru Mare	201
L 220 kV	Brazi	-	Teleajen	200
L 220 kV	Baru Mare	-	Hășdat	162
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ. 2	161
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ. 1	161
L 220 kV	Filești	-	Barboși	156
L 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești	146
L 220 kV	Mintia	-	Alba Iulia	140
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ. 1	138
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ. 2	138
L 220 kV	Stejaru	-	Gheorgheni	129
L 220 kV	Mărișelu	-	Cluj Florești	128
L 220 kV	Dumbrava	-	Stejaru	121
L 220 kV	Topolog	-	Tulcea	109
L 220 kV	Gutinaș	-	Dumbrava	108

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	778
L 400 kV	Isaccea	-	Vulcănești	647
L 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	552
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	514
L 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	488

L 400 kV	Mukacevo	-	Roșiori	442
L 400 kV	Isaccea	-	Smârdan circ.1	384
L 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	372
L 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	369
L 400 kV	Cernavodă	-	Medgidia Sud	350
L 400 kV	Țânțăreni	-	Sibiu Sud	345
L 400 kV	Brazi Vest	-	Dârste	327
L 400 kV	Sibiu Sud	-	Iernut	312
L 400 kV	Brașov	-	Sibiu Sud	289
L 400 kV	București Sud	-	Domnești	275
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.3	269
L 400 kV	Constanța	-	Cernavodă	256
L 400 kV	Rahman	-	Isaccea	255
L 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	249
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	Lacu Sărat	235
L 400 kV	Gutinaș	-	Brașov	223
L 400 kV	Țânțăreni	-	Brad	221
L 400 kV	Dârste	-	Brașov	216
L 400 kV	Tariverde	-	Constanța	212
L 400 kV	Urechești	-	Țânțăreni	205
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.4	204
L 400 kV	Sibiu Sud	-	Mintia	200
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.1	198
L 400 kV	Kozlodui	-	Țânțăreni circ.1	174
L 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	170
L 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	163
L 400 kV	Gădălin		Cluj Est	156
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Djerdap	135
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Slatina	131
L 400 kV	Roșiori	-	Oradea	120

Se menționează că au fost excluse din această ordonare liniile radiale de evacuare din centrale.

În cazul primelor 6 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 400 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

În cazul primelor 10 linii de 220 kV se depășește puterea naturală (de cca. 150 MW).

Circulațiile de putere în RET în schemă completă pentru toate regimurile analizate sunt prezentate în **anexele 3.3**.

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

B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii

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

- generatoarele sincrone din centralele electrice clasice prin modificarea tensiunii la borne, utilizând bandă primară de putere reactivă din diagrama de capacitate P-Q, CEE și CEF cu diagramele P-Q corespunzătoare, grupurile eoliene de tipul „wind free”, precum și bateriile de condensatoare și bobinele de compensare din CEE, CEF racordate în rețeaua electrică de 110 kV;
- bobinele de compensare;

- ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc.

Rezultatele privind bobinele de compensare conectate și ploturile de funcționare ale unităților de transformare sunt reprezentate în anexele **confidențial**

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

Pentru calculul regimurilor staționare 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 siguranță ($N - 1$) în unele scheme cu retrageri din exploatare este posibil să se recomande utilizarea atât a benzii primare, cât și a celei secundare la unele din grupurile generatoare.

În ceea ce privește compensarea puterii reactive, utilizând grupurile din CEE, se menționează că banda de putere reactivă a tuturor centralelor eoliene a fost considerată cea aferentă domeniului $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ în punctul comun de conectare la rețea, domeniu în care CEE trebuie să se încadreze, aceasta fiind cerința impusă prin normele tehnice în vigoare. Ipoteza privind $\cos\varphi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ la CEF care debitează în rețeaua de 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de reactiv cu rețeaua electrică. În **confidențial** sunt prezentate tensiunile rezultate în stațiile din RET pentru regimurile analizate.

Reglarea nivelului de tensiune ridică probleme la regimul de gol **R2** și la cele de vârf cu producție 0 MW în CEE (**R5**, **R6**). De asemenea, la regimul de bază R4, nivelul de tensiune a fost ridicat, astfel încât au fost conectate bobine de compensare suplimentare față de sezonul omolog anterior, în stațiile Arad și Suceava.

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 2023 – 2024. Palierul de consum este 4900 MW, în condițiile unui sold de export de 500 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1765 MW.

Regimul R2 este folosit pentru:

- determinarea limitei superioare a benzilor de tensiune în nodurile de control;
- calcule de stabilitate statică.

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, cu excepția unei BC 400 kV Cernavodă;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- **confidențial**; se menționează că CHE Lotru este considerat **confidențial**, iar în CHE Vidraru **confidențial** în balanța aferentă R2.

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 9000 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 zonele Moldova și 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 suplimentară față de regimul de bază R3 a bobinelor de compensare din stațiile Suceava 400 kV, Gutinaș 400 kV, Roșiori 400 kV, Dârste 400 kV, Fundeni 110 kV, Domnești 110 kV, Gădălin 400 kV, Isaccea 400 kV și Cernavodă 400 kV. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în anexa 3.9. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

Regimul de varf R6

Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător lunilor decembrie 2022 – februarie 2023. 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.

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. De asemenea a fost necesară comutarea de ploturi ale unităților de transformare, deoarece în lipsa producției din CEE, nivelul tensiunilor a fost relativ ridicat.

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 pentru astfel:

➤ Pentru stațiile care nu sunt în interiorul secțiunilor caracteristice S3, S4, S5, s-au stabilit pentru regimul de funcționare de vârf (R4) 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 iarnă 2023 - 2024, 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 iarna 2023 - 2024;

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-uri având în vedere alternanța sezonieră (semestrială/lunară). Astfel, unitățile de transformare din stațiile cu mai multe unități de transformare, considerate în schema de calcul a fi **menținute în rezervă** sunt:

DET Bacău:

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan (fost Trafo 1) retras din exploatare;

DET București:

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

DET Craiova:

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT1 – 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, AT3 – 200 MVA, 220/110 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, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

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	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
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
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava
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
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu	3	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu în funcțiune
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
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT2 – 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
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
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia	4	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia în funcțiune
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

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare 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:

- 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 Stâlp sunt în funcțiune;
- Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan nu este considerat în funcțiune. Trafo 2 nou (actual Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan este considerat în funcțiune;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud este dezlegat de la rețea;
- Doar AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu și AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu sunt în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est sunt 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;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni sunt disponibile.

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 racordate la bara A – 110 kV A, respectiv bară B – 110 kV a stației 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 CLEA 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 2 110 kV

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

În toate regimurile la declanșarea și după probarea nereușită cu tensiunea:

- 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);
- LEA 220 kV Cetate – Calafat, se deconectează postavarie AT – 200 MVA 220/110 kV Calafat (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 Tulcea va funcționa debuclet de zona Constanța – Medgidia, indiferent de producția CEE.

Debutclarea este realizată astfel:

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

Bucclarea 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 Ostrov.

În toate regimurile se conectează LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblean, 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 N. – 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 Cogealac,

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 Cogealac vor debita puterea totală astfel: producția să fie de maxim **confidențial** 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 cuplurile combinate conectate cu funcție de CT.

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

1. LEA 110 kV Făgăraș - Hoghiz 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.

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de vârf seară zi de lucru toamnă, corespunzător lunii octombrie. Palierul de consum este de 7800 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 2906 MW. Producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2906$ MW, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță $(N - 1)$.

D2 Regimul R1 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zonele de rețea din zona București, Moldova, Brașov, Craiova în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R1 este prezentat în anexa 3.9.

D3 În regimul R1 s-a determinat puterea maximă ce se poate evacua din CEE din SEN, în condițiile menționate anterior, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de **2906** MW.

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.

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 20°C, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează **confidențial**, limitare de 10 MW) pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălțăgești, de la cca. 581 A la cca. 527 A;

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță $(N - 1)$ în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară **confidențial**.

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord și LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1.

Limitarea producției **confidențial**.

Circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări, după aplicarea măsurilor de dispecerizare preventivă menționate anterior, este de cca. 520 MW / 740 A), iar pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 659 MW / 959 A.

După considerarea acestor limitări, la verificarea criteriului de siguranță $(N - 1)$ în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, fără aplicarea de măsuri topologice, se constată următoarele încărcări peste limita admisibilă:

- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- T1 250 MVA Domnești la declanșarea T2 250 MVA Domnești;
- T2 250 MVA Domnești la declanșarea T1 250 MVA Domnești;

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

Zone	Dobrogea 110 kV	Lacu Sărat, Smârdan	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.Ialomiței	Moldova (include CEE Corni)	SEN
	confidențial						

MW	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea	110 kV			(include CEE Pantelimon)	și Cudalbi) Banat	
P_{max,CEE}	289	confidențial	475	146	585	590	confidențial	248	cca. 2803

D4 În regimul R1 după aplicarea măsurilor de mai sus la apariția contingențelor din tabelul de mai jos sunt necesare măsuri postavarie.

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	106% S _n	-se confidențial
T1 400/110 kV Domnești	T2 400/110 kV Domnești	119% S _n	-se conectează CLT 110kV între bara 1 și bara 2A 110 kV Domnești
T2 400/110 kV Domnești	T1 400/110 kV Domnești	120% S _n	-se conectează CT 110kV între bara 1 și bara 2B 110 kV Domnești

D5

În
regi
mul

R1 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

D6 În regimul R1 excedentele / deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R2

D1 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 2023-2024. Palierul de consum este 4900 MW, în condițiile unui sold de export de 500 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1765 MW.

D2 În regimul R2, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului de siguranță (N – 1), au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN, cu excepția unei BC 400 kV Cernavodă;
- 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 **confidențial**, iar în CHE Vidraru **confidențial** în balanța aferentă R2.

D3 În regimul R2 nu au fost necesare măsuri preventive sau postavarie de modificare a topologiei de rețea sau dispecerizare a producției pentru asigurarea criteriului N-1 în RED.

D4 În regimul R2 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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]	confidențial				

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de seară pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei decembrie 2023 - februarie 2024. Palierul de consum este 8700 MW, în condițiile unui sold de export de 700 MW. Producția CEF este 0 MW. Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2906$ MW, 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, în condițiile menționate anterior, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de **2906** MW (a se vedea tabelele 3.2. și 3.3., care reprezintă CEE dispecerizabile modelate).

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 mm^2 , 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.

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 G.lalomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	487	146	585	590	250	248	2906

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**, limitare de 10 MW) pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, de la cca. 576 A la cca. 530 A;

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune **confidențial**.

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord și LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1.

Pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, limita este de 530 A, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 20°C, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 limita este dată de conductorul cu capacitate de transport mărită, astfel încât elementul critic este LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord.

Limitarea producției **confidențial**, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone **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:

- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- AT3 400/220 kV Brazi Vest la declanșarea mai multor echipamente (AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT – 400 MVA, 400/220 kV Bradu, LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest);
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest la declanșarea LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen.

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 Roșiori, București Sud, Țânțăreni (1 din 2), Urechești, Cernavodă (1 din 2). Aceste măsuri conduc la un regim admisibil pentru o temperatură de cca. 20°C, fiind necesare doar aplicarea de măsuri postavarie în cazul declanșărilor care au ca efect încărcarea unor unități de transformare.

Se menționează că în regimul fără declanșări (N elemente în funcțiune), circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan este de cca. 550 MW (786 A), pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 647 MW (942 A), ca urmare nu au fost necesare - conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, a LEA 110 kV Valea Călugărescă – Urziceni sau a CT 110 kV Liești. Se menționează că LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi este deconectată conform solicitării DET 1 legate de RTh Smârdan.

Reducerea preventivă a producției de la cca. 2906 MW la cca. 2853 MW este identificată ca fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8700 MW) și sold (export 700 MW) 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:

	Vara 2021	Iarna 2021-2022	Vara 2022	Iarna 2022-2023	Vara 2023	Iarna 2023-2024
P _{max adm} CEE [MW]	2770	2825	2783	2840	2783	2853
Sold export [MW]	1000	600	1000	700	1000	700
P _c [MW]	8000	9400	8400	9300	7500	8700

Se menționează că nu s-au considerat reconductorări noi față de precedentul studiu semestrial. Reconductorarea LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord ar ridica nivelul până la care se limitează producția CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord. Această linie este cea care impune limitarea producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord, încărcându-se peste limita termică la declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud.

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

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

Zone	Dobrogea 110 kV	Lacu	Tariverde	Stupina,	Băltăgești	Moldova	SEN
------	-----------------	------	-----------	----------	------------	---------	------------

MW	confidențial			Sărat, Smârdan 110 kV		Rahman	G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	(include CEE Corni și Cudalbi) Banat	
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P_{max.CEE}	289	confidențial	485	146	585	590	confidențial	248	cca. 2853

Zone <

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

D3 În regimul R3, după aplicarea măsurilor de mai sus, sunt necesare măsuri postavarie

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	112,9% S _n	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la cca. 103.7% S _n . - se confidențial
AT – 400 MVA, 400/220 kV Bradu	AT3 – 400 MVA Brazi Vest	103.2% S _n	- se conectează AT – 400 MVA, 400/220 kV Bradu aflat în rezervă
LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest	AT3 – 400 MVA Brazi Vest	103.5% S _n	- se verifică că este conectată LEA 110 kV Gura Ocnitei – Păstârnacu; - se conectează LEA 110 kV Arcuda – Titu, LEA 110 kV Chitila – Potlogi
LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen	AT1 (AT2) – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest	105.9% S _n (104.9% S _n)	Se conectează oricare dintre LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, LEA 110 kV Pogoanele – Jugurean sau LEA 110 kV Râmnicu Sărat - Costieni

D4 În regimul R3 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

Zona	Hârşova – Medgidia Sud – Constanţa Nord	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	215	confidenţial			

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf dimineaţă de iarnă. Palierul de consum este 8700 MW, în condiţiile unui sold de import de 900 MW. Producţia în CEF este de 250 MW, iar în CEE este de 1000 MW.

D2 Regimul R4 este caracterizat prin depăşiri de tensiune în zonele Moldova şi Dobrogea în regimul N fără declanşări, în cazul:

- menţinerii în funcţiune a setului de bobine de compensare ca în regimul R3;
- păstrării tensiunilor la bornele ale generatoarelor şi ploturilor la unităţile de transformare ca în regimul R3.

Pentru menţinerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea suplimentară faţă de regimul de bază R3 a bobinei de compensare din staţia 400 kV Suceava. Setul de bobine în funcţiune la R4 este prezentat în anexa 3.9. De asemenea, pentru menţinerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor şi autotransformatoarelor din SEN faţă de regimul R3.

D3 În regimul R4, se verifică respectarea criteriului de siguranţă 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 şi soldului propus.

Pentru menţinerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea suplimentară faţă de regimul de bază R3 a bobinei de compensare din staţia 400 kV Dârste, staţia 110 kV Fundeni, staţia 400 kV Cernavodă şi staţia 400 kV Isaccea. De asemenea, pentru menţinerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor şi autotransformatoarelor din SEN faţă de regimul R3 şi modificarea tensiunii de la bornele generatoarelor.

În regimul R4 sunt necesare măsuri postavarie.

Declanşare	Depaşire	Valoare depaşire	Măsuri postavarie
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest	120.7%Sn	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu şi LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; - se conectează LEA 110kV Arcuda – Titu şi LEA 110 kV Chitila – Potlogi.
LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen	AT1 şi AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest	103.3%Sn/ 101.7% Sn	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu.

D4 În regimul R4 deficitele zonelor din Bucureşti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidenţial		

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

Zona	Harsova-Medgidia	Dobrogea	S6	S4	S5
Excedent [MW]	confidențial				

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf seară maxim corespunzător lunilor de iarnă. Palierul de consum este 9000 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 zonele Moldova și 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 suplimentară față de regimul de bază R3 a bobinelor de compensare din stațiile Suceava 400 kV, Gutinaș 400 kV, Roșiori 400 kV, Dârste 400 kV, Fundeni 110 kV, Domnești 110 kV, Gădălin 400 kV, Isaccea 400 kV și Cernavodă 400 kV. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în anexa 3.9. 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.

La verificarea criteriului N-1 în schema cu N elemente în funcțiune în RET se constată:

Contingență	Element critic	Depășire
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest	122% S_n
AT1 (2) 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest	LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen	122% S_n
LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen	AT1 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest AT2 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest	114% S_n 113% S_n
AT1 200 MVA, 220/110 kV Stâlp	LEA 110 kV Valea Călugărească – Urlați	104% I_{adm} 20°C
LEA 220 kV Stâlp – Teleajen	LEA 110 kV Valea Călugărească – Urlați	104% I_{adm} 20°C
LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	112,7% S_n

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșarea LEA 220 kV Stâlp – Teleajen a fost necesară conectarea preventivă a LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu.

În regimul R5 sunt necesare măsuri postavarie.

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin au fost necesare următoarele măsuri:

- Postavarie se va aduce în rezerva caldă LEA 220 kV Iernut – Baia Mare 3 și se vor porni grupuri în confidențial

D4 În regimul R5 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

Zona	Harsova-Medgidia	Dobrogea	S6	S4	S5
Deficit [MW]	confidențial				

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător lunilor decembrie 2022-februarie 2023. 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 anexa 3.9. 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 Nu este necesară conectarea CT 110 kV Liești, dar se mențin buclările care reprezintă condiționările de regim aferente RTh Smârdan.

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. Caracterul deficitar al S4 și S5 se accentuează față de regimul de bază. Acoperirea acestor deficite se realizează printr-un import ridicat, în condiții de siguranță.

D4 În regimul R6 sunt necesare măsuri postavarie

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT 400/220 kV Lacu Sărat aflat în funcțiune	Trafo 250 MVA 400/110 kV Smârdan	106%Sn	- se pune în funcțiune AT 400/220 kV Lacu Sărat aflat în rezervă.
LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen	AT1, 2 – 200 MVA 220/110 kV Brazi Vest	102%Sn	- se conectează LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest	111%Sn	- se conectează: LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni, LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;

D5 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

D6 În regimul R6 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

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 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 ENEL pentru alimentarea consumatorilor „liniștiți”, 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 condițiilor 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;
- **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 – Hoghiz 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 220 kV Barboși – Focșani Vest, LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni.

3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate

În regimurile R3 și R6 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4. În regimul R6 acest lucru se datorează soldului de export din Bulgaria, iar în regimul R3, excedentului din zona de Sud – Est a României. În regimul R3 se constată circulații de putere către zona București, aproximativ 880 MW, către zona Moldova, aproximativ 600 MW, circulații care sunt mai mici față de studiile anterioare datorită fluxului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești care se încarcă în acest regim la aproximativ 650 MW. Regimul R6 conduce la circulații de putere mai mici pe linia de 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe linia de 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6. De asemenea, acest regim conduce la schimbarea direcției fluxurilor de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV pe granița România – Bulgaria din zona Dobrogea.

confidențial

În regimurile R2 și R3 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4. De asemenea, sunt înregistrate fluxuri mai mari de putere către zona București, peste 1000 MW în cadrul regimului R2, tranzit prin zona Moldova către stația Brașov și 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 Medgidia Sud – Varna de cca. 330 MW în cazul regimului R2 și respectiv de cca. 640 MW în cazul regimului R3. Regimul R2 conduce la circulații de putere mai mici pe linia de 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe linia de 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6.

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. De asemenea, 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)

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

S-au calculat capacități nete de schimb sezoniere pentru perioada de iarnă 2023 – 2024 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemele electroenergetice ale Ucrainei, Republicii Moldova și Turciei.

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 de lucru de 8700 MW și soldul de import de 900 MW;
- sunt considerate următoarele solduri pentru sistemele electroenergetice ale țărilor vecine, valori rezultate în urma alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E):

- HU: sold import 1900 MW;
- RS: sold import 825 MW;
- BG: sold export 1395 MW;
- UA+MD: sold export 145 MW

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

- HU -> RO: 500 MW;
- RS -> RO: 200 MW
- UA+MD -> RO: 0 MW;
- BG -> RO: 200 MW;

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

- modul de calcul este același; se verifică criteriul de siguranță ($N - 1$) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând scenariile de schimb;
- deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate granițele, se consideră TRM egal cu 400 MW pe interfața RO, câte 100 MW pe fiecare graniță. Această ipoteză este aplicată și la calcululele lunare, pe direcția import. Totuși, pentru a nu avea o ipoteză mai severă la calcululele capacității negarantate față de cele lunare ferme pe direcția export, se menține valoarea TRM de 300 MW, la fel ca la calcululele lunare ferme;

- 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% S_n .
- s-au considerat următoarele ipoteze în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune: 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 și CTE Iernut;
- s-a considerat în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune că sunt în funcțiune ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui;
- 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 interfață RO+BG, așa cum se procedează la calculele lunare);
- scenariile implică simultan toate granițele RO, atât la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții/căi;
- nu se desfășoară programele 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
export 1	30%	30%	30%	10%
export 2	30%	15%	45%	10%
export 3	45%	15%	30%	10%
export 4	30%	40%	20%	10%
export 5	40%	30%	20%	10%
Scenarii import	RO<-HU	RO<-RS	RO<-BG	RO<-UA
import 1	30%	30%	30%	10%
import 2	30%	15%	45%	10%
import 3	45%	15%	30%	10%
import 4	30%	40%	20%	10%
import 5	40%	30%	20%	10%

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

	Contingența	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Sofia Vest – Niș	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
Import RO	2) LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru iarna 2023 – 2024 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
	R6	R6	R6	R6	R6
Export	1	1	1	1	1

Import	2	2	2	2	2
Export RO	4100	4700	4500	3700	4000
Import RO	4400	4400	4300	4400	4200
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	900	900	700	800
RS->RO	900	900	900	900	800
RO->BG	1800	2000	1900	1700	1800
BG->RO	2000	2000	2000	2000	2000
RO->UA	300	400	400	200	200
UA->RO	300	300	300	300	200
RO->MD	200	400	300	100	200
MD->RO	200	200	100	200	200

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementul critic este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap. Contingența critică este LEA 400 kV Sofia Vest – Niș (BG-RS);
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de export este mai mare atunci când exportul către RS este mai mic, simultan cu export mai mare către BG;

➤ Scenarii de import:

- Elementul critic este AT2 – 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 mare cu cât suma cotei importului din RS+BG este mai mare, iar dintre acestea cota cea mai mare provine din BG;
- Limitarea deficitului în zona de nord a SEN are ca efect obținerea unor valori NTC de import mai mari. În cadrul prezentei determinări a valorilor NTC maxime negarantate, deficitul secțiunii S4 este de cca. 990 MW.

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

S-a analizat contribuția racordurilor în stația Medgidia Sud a liniilor de interconexiune cu BG din Dobrogea. Ele au condus la o creștere a valorilor NTC de export cu cca. 300 MW și a celor de import cu cca. 100 MW, în aceleași condiții de regim.

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 întreagă interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță. Se menționează că începând cu luna martie 2023, calculul valorilor NTC lunare se face în mod coordonat pe granița cu BG de către RCC Selene.

Se iau în considerare următoarele aspecte:

- 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 pesimiste cu alocări succesive pe mai multe granițe.

Calculul valorilor NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane și succesive, cu o rezoluție la nivel de săptămâna/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 2023 sunt prezentate în Anexa 3.11. Existența în aceeași lună a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzând seturi de valori ferme.

3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2022

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2022 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 contingentelor, 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 contingente, 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 2022, capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul interzonal prevăzută prin Planul de acțiuni a fost de 41% pentru granița România – Ungaria (980 MW) și de 34% pentru granița România – Bulgaria (1230 MW). 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 pentru granița România – Ungaria. Prin decizia nr. 59 din 02.02.2022, 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 comerțul interzonal pentru anul 2022 pe granița România – Ungaria la 800 MW, reprezentând 33 % din capacitatea de transport. Pentru granița România – Bulgaria nu s-a depus cerere de derogare pentru acest an.

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:

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

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. În continuare sunt prezentate datele care au stat la baza evaluării preliminare a capacității minime pentru perioada iunie – decembrie 2022, pentru granița România – Ungaria. Datele pentru granița România – Bulgaria, cât și cele anterior datei de 09.06.2022 pentru granița România – Ungaria vor fi puse la dispoziția OTS de către ACER începând cu luna aprilie 2023.

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

- pentru perioada 01.01.2022 – 08.06.2022, pentru aria de coordonare RO – BG – HU,

rezultatele au fost obținute în urma calculului de capacitate în conformitate cu *Metodologia pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC)*;

- pentru perioada 09.06.2022 – 31.12.2022, pentru aria de coordonare RO – BG, rezultatele au fost 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*;
- pentru perioada 09.06.2022 – 31.12.2022, pentru aria de coordonare RO – HU, rezultatele au fost obținute în urma calculului de capacitate în conformitate cu metodologia *Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region*.

Rezultatele prezentate în cadrul prezentului capitol fac referire atât la ținta de 70% ca țintă finală pentru valoarea oferită pentru comerțul transfrontalier conform Regulamentului (UE) 2019/943, cât și la țintele intermediare de 33% (pentru granița RO – HU) și 34% (pentru granița RO – BG) din capacitatea de transport a elementelor critice. Pentru aria de coordonare RO – BG – HU, rezultatele se raportează la valoarea maximă, adică cea de 34% din capacitatea de transport a elementelor critice.

• Aria de coordonare RO – BG – HU

În figura 3.6.1 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 – HU.

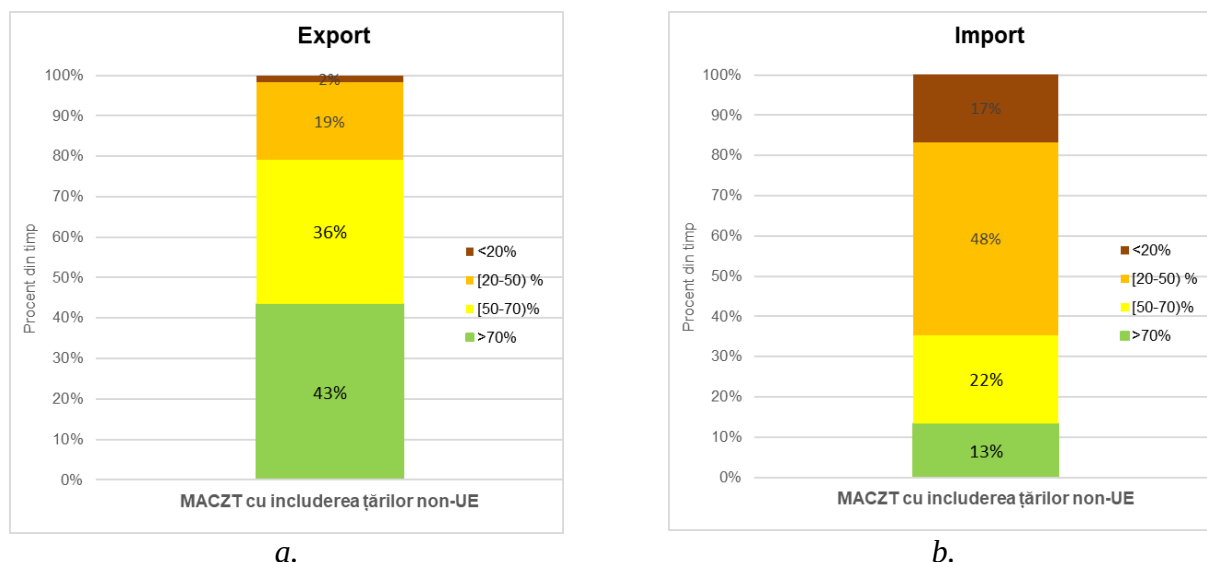


Fig. 3.6.1. Rezultatele evaluării MACZT în perioada 01.01.2022 – 08.06.2022 față de ținta de 70% din $F_{\max}$

Astfel, capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal pe direcția export a fost mai mică de 20% pentru 2% din perioada considerată, între 33 și 50% pentru 19% din timp, între 50 și 70% pentru 36% din timp și mai mare de 70% pentru 43% din timp.

Pe direcția import, capacitatea disponibilă a fost mai mică de 20% pentru 17% din timp, între 33 și 50% pentru 48% din timp, între 50 și 70% pentru 22% din timp și mai mare de 70% pentru 13% din timp.

Figura 3.6.2. prezintă valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție de schimb, cu și fără includerea țărilor non-UE. În toate cazurile considerate, valorile sunt mai mari decât țintele stabilite prin Planul de acțiuni pentru anul 2022 (de 34% din capacitatea de transport a elementelor critice).

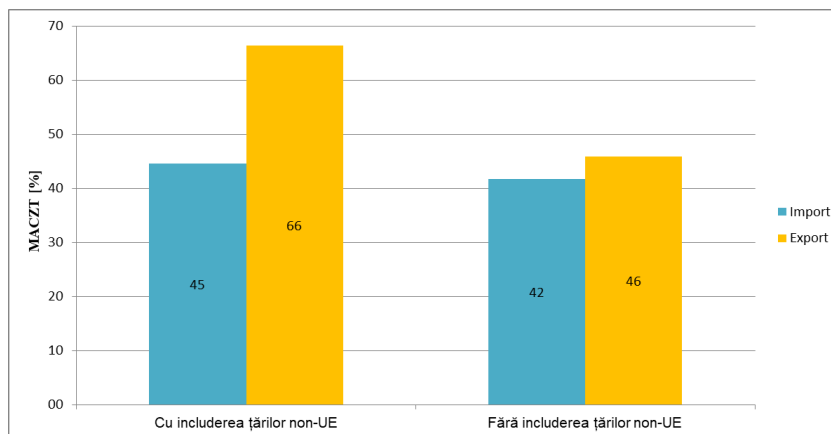
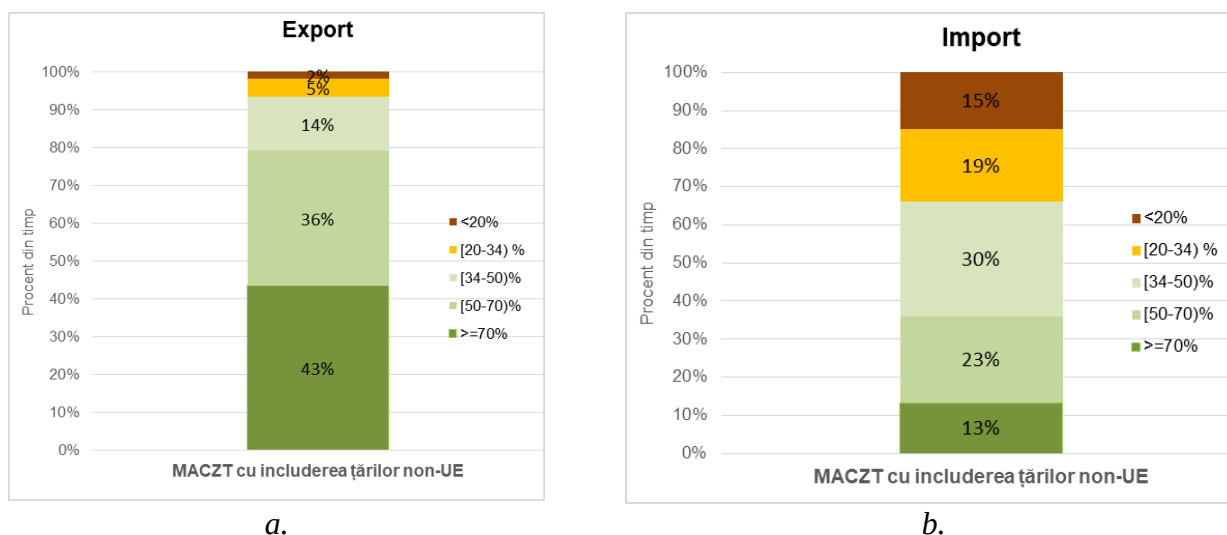


Fig. 3.6.2. Valorile medii ale MACZT în perioada 01.01.2022 – 08.06.2022

În figura 3.6.3 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta intermediară de 34% din $F_{\max}$ pentru granițele zonei de ofertare cu includerea țărilor non-UE. Valoarea țintă a fost aleasă ca maximul dintre valorile pentru granițele România – Bulgaria și România – Ungaria.



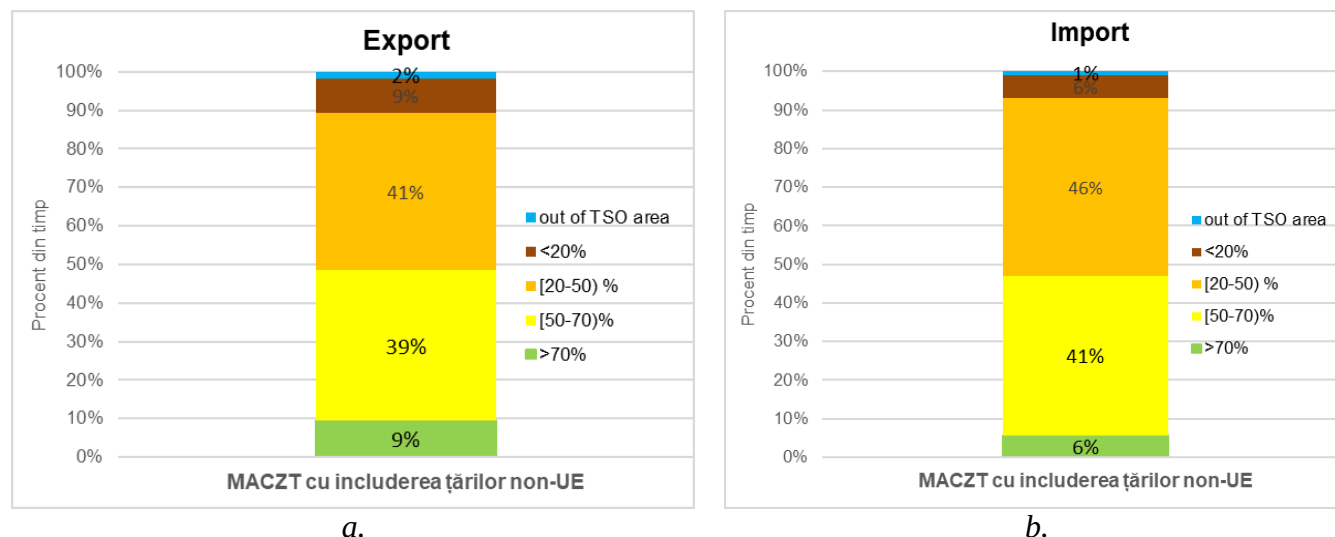
a.

b.

Fig. 3.6.3. Rezultatele evaluării MACZT în perioada 01.01.2022 – 08.06.2022 față de ținta de 34%

• Aria de coordonare RO – BG

În figura 3.6.4 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.



a.

b.

Fig. 3.6.4. Rezultatele evaluării MACZT pe fiecare direcție în perioada 09.06.2022 – 31.12.2022 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 9% din timp, între 20% și 50% pentru 41% din timp, între 50% și 70% din $F_{\max}$ pentru 39% din timp și mai mare de 70% din $F_{\max}$ pentru 9% din timp. Pentru 2% din perioada de raportare, elementul critic nu s-a aflat în interiorul României.

Pentru direcția export, valoarea MACZT a fost mai mică de 20% din $F_{\max}$ pentru 6% din timp, între 20% și 50% pentru 46% din timp, între 50% și 70% din $F_{\max}$ pentru 41% din timp și mai mare de 70% din $F_{\max}$ pentru 6% din timp.

Figura 3.6.5. prezintă valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție de schimb, cu și fără includerea țărilor non-UE. În cazul cu includerea țărilor non-UE, valorile medii sunt mai mari decât cele stabilite prin Planul de acțiuni pentru anul 2022 (34% din $F_{\max}$). În cazul excluderii țărilor non-UE, pentru direcția export, valoarea medie este de 28%, sub ținta stabilită.

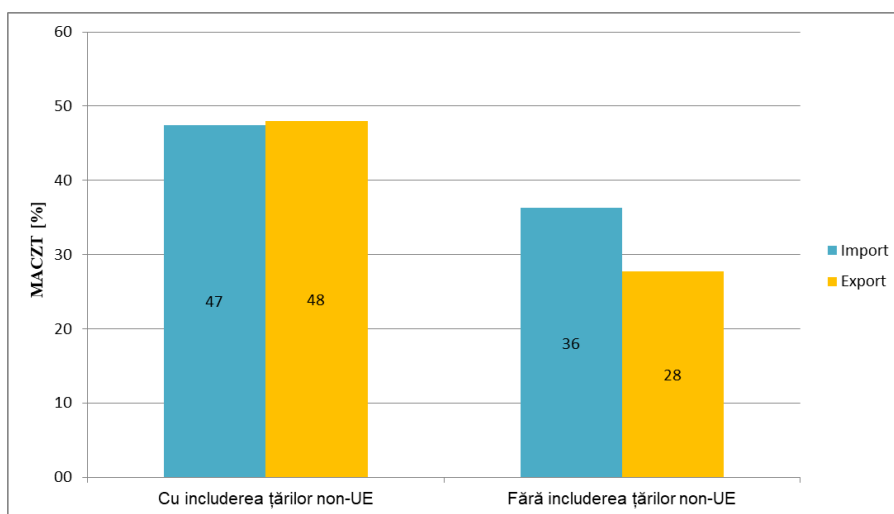


Fig. 3.6.5. Valorile medii MACZT în perioada 09.06.2022 – 31.12.2022

În figura 3.6.6 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta intermediară de 34% din $F_{\max}$ pentru granița România – Bulgaria cu includerea țărilor non-UE.

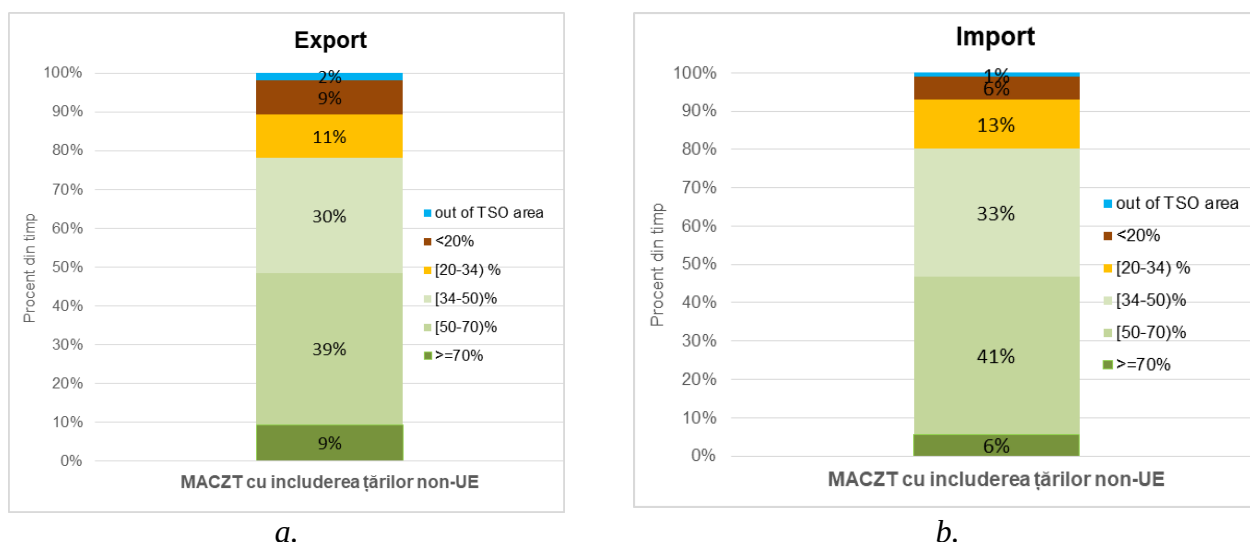


Fig. 3.6.6. Rezultatele evaluării MACZT în perioada 09.06.2022 – 31.12.2022 față de ținta de 34% din $F_{\max}$

• Aria de coordonare RO – HU

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.

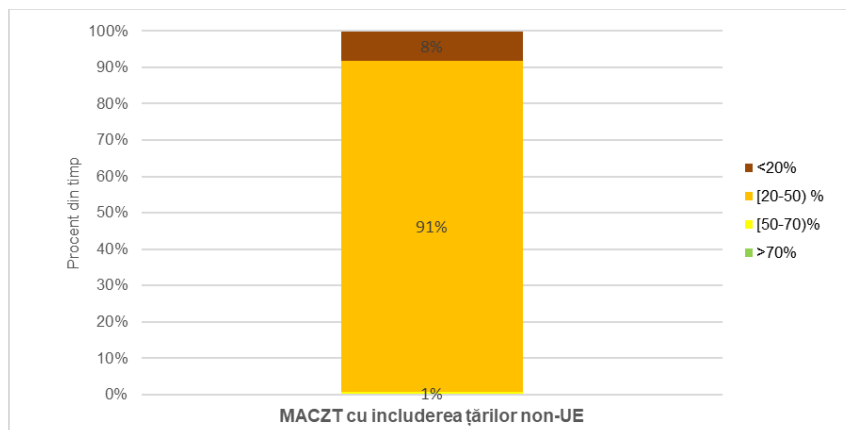


Fig. 3.6.7. Rezultatele evaluării MACZT în perioada 09.06.2022 – 31.12.2022 față de ținta de 70% din $F_{\max}$

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 8% din timp, între 20% și 50% pentru 91% din timp și între 50% și 70% din $F_{\max}$ pentru 1% din timp.

Figura 3.6.8. prezintă valorile medii ale MACZT cu și fără includerea țărilor non-UE pentru granița RO – HU, respectiv 33% din $F_{\max}$ în situația includerii țărilor non-UE și 28% din $F_{\max}$ în cazul excluderii țărilor non-UE. În situația includerii țărilor non-UE valoarea medie a MACZT respectă ținta stabilită pentru anul 2022, de 33% pentru această graniță.

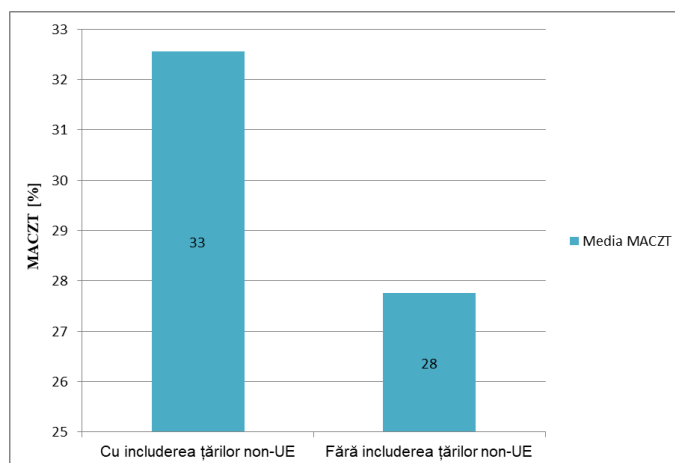


Fig. 3.6.8. Valorile medii MACZT în perioada 09.06.2022 – 31.12.2022

În figura 3.6.9 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta intermediară de 33% din $F_{\max}$ pentru granița România – Ungaria cu includerea țărilor non-UE.

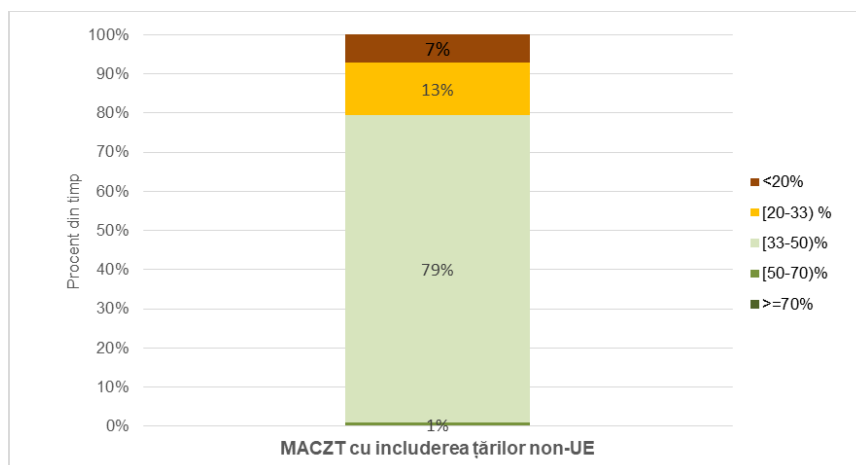


Fig. 3.6.9. Rezultatele evaluării MACZT în perioada 09.06.2022 – 31.12.2022 față de ținta de 33% din $F_{\max}$

În graficul de mai jos sunt prezentate valorile medii ale MACZT pentru fiecare din luna de raportare, începând cu operaționalizarea procesului de calcul coordonat de capacitate pe granița România – Ungaria.

Valoarea medie a MACZT în perioada iunie – decembrie 2022 a fost de aproximativ 56.7%, fiind o valoare superioară valorii țintă prevăzută în derogarea pentru anul 2022.

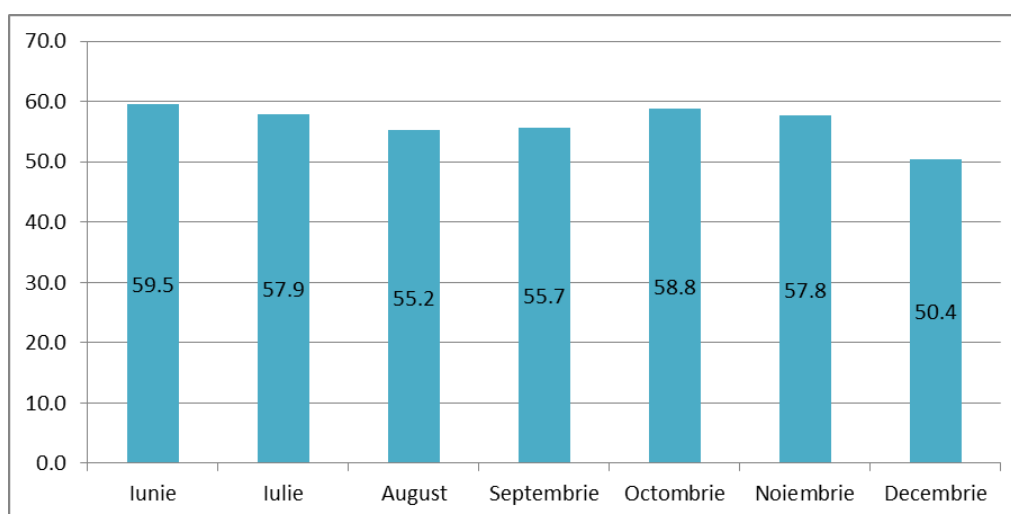


Fig. 3.6.10. Valorile medii ale capacității disponibile pentru comerțul interzonal defalcate pe fiecare lună

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).

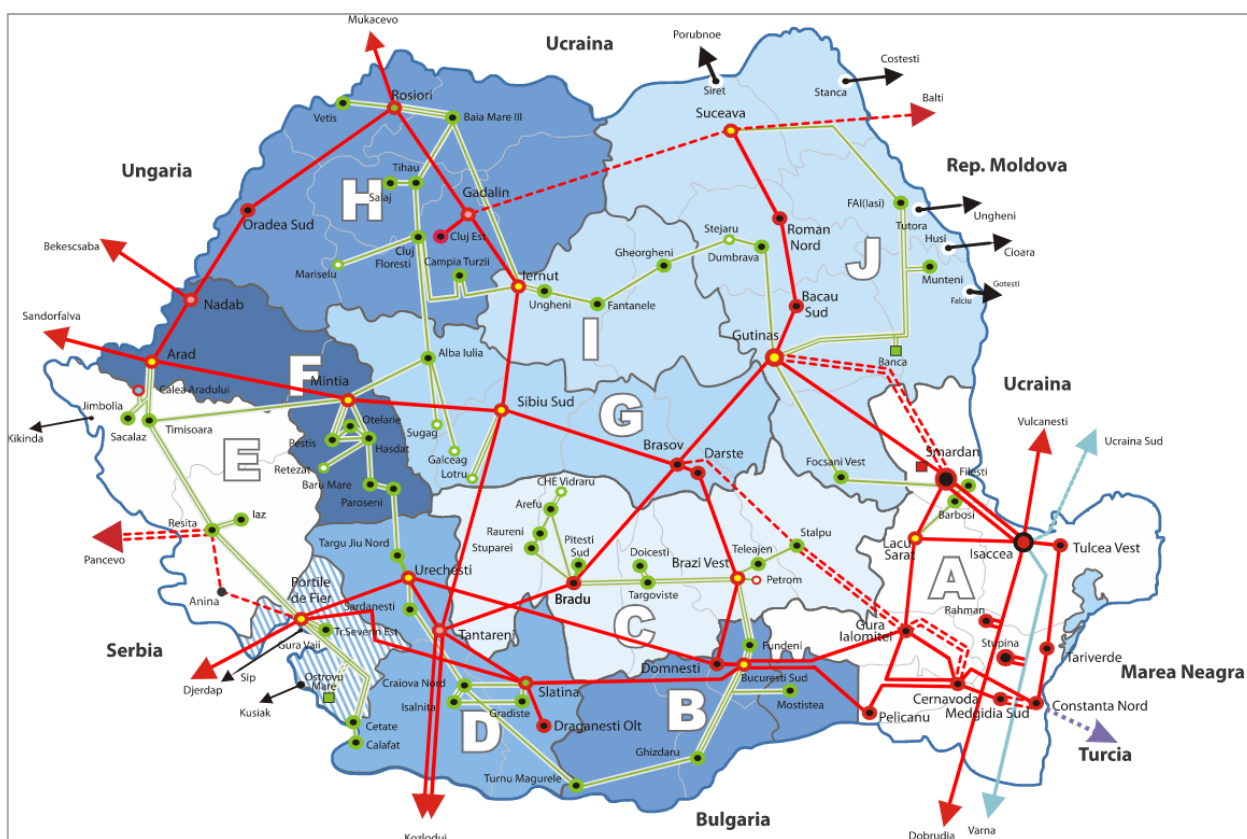


Fig. 3.6. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

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 $P_{\max}$ disponibil ;
- Producția CEF din zona analizată se încarcă la 80% din P_i .

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	0	LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
B București – Giurgiu – Alexandria	2200	LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1(2)/ LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 2(1)
C Pitești – Târgoviște – Ploiești	1490	LEA 220 kV Bradu – Arefu/ LEA 220 kV Bradu– Stupărei AT3(4) 400/220 kV Bradu/ AT4(3) 400/220 kV Bradu AT 200 MVA 220/110 kV Râureni/ AT 200 MVA 220/110 Stupărei AT2 200 MVA 220/110 kV Teleajen/ LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen.
D Sud – Vest SEN	1200	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu/ LEA 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1(2)/ LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2(1)

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
E Banat	0	LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 1(2)/ LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 2(1)
F Arad – Mintia	2300	LEA 400 kV Grăniceri – Bekescsaba/ LEA 400 kV Arad – Nădab.
G Sibiu – Brașov	1410	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	1710	Trafo 1(2) – 250 MVA Oradea Sud / Trafo 2(1) – 250 MVA Oradea Sud
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	1060	LEA 220 kV Fântănele – Gheorgheni/ LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni
J Nord – Est SEN	1390	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.

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 incluzând SE ale Turciei, Ucrainei și Republicii Moldova.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 (vârf de seară de iarnă), R6 (vârf de seară de iarnă) 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 calcululelor 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

Calcululele s-au 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. 1330 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea unui circuit LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este

de 1920 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (circuitul rămas în funcțiune).

- La declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4200$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2660 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 Porțile de Fier – Djerdap, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3810$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2430 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 – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2070 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 $P_{8\%}=4260$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2440 MW (2090 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=4090$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2560 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 Slatina – București Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4120$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2700 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 VSI cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 2033 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2680 MW (2640 MW – rețeaua vizibilă), 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 Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3110$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2520 MW (2490 MW – rețeaua vizibilă), 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 – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3140$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2460 MW (2420 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 VSI fără producție în CEE și CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1800 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c., puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2050 MW (2010 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT3 – 400 MVA, 400/220kV Arad.

- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2750 MW (2700 MW – rețeaua vizibilă), 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 Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3020$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2830 MW (2790 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

4.3. Secțiunea S3

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R6 fără producție în CEE și CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă. Excedentul inițial al S3 este de 136 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 570 MW (550 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 $P_{8\%}=920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 610 MW (590 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 $P_{8\%}=1300$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 MW (740 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 $P_{8\%}=1320$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 770 MW (760 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 $P_{8\%}=1830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 740 MW (730 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 palierul VSI cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 857 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1510$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1200 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 $P_{8\%}=1580$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1470 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 $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1520 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 $P_{8\%}=1830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1610 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 **confidențial**.

- La retragerea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1100$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 950 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 $P_{8\%}=1300$ MW, iar

puterea admisibilă în secțiune este 1100 MW (920 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1550$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1210 MW (1000 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La retragerea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1560$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1200 MW (1060 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 881 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1390 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1700$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1600 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 $P_{8\%}=1830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1470 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1850$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400 MVA, 400/220 kV 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. 430 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1460$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1250 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 $P_{8\%}=1570$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 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 $P_{8\%}=1660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1450 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 $P_{8\%}=1760$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1520, 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 $P_{8\%}=1580$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1350, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1510 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1490 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Secțiunea S5

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 279 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 850 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 860 MW, 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 $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 610 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 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 $P_{8\%}=1120$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 970 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 **confidențial**

- La retragerea LEA 400 kV Braşov – Gutinaş şi declanşarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=540$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 300 MW (290 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 110 kV Mărăşeşti – Tecuci.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş şi declanşarea LEA 400kV Braşov – Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=510$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 270 MW, valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 220kV Barboşi – Fileşti.
- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava şi declanşarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=800$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 610 MW, valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 220 kV Barboşi – Fileşti.

4.5.2. Secţiunea S5 în ipoteza de balanţă R6 palierul VSI fără producţie în CEE şi CEF, cu două unităţi în funcţiune în CNE Cernavodă.

Deficitul iniţial al secţiunii este de cca. 445 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidenţial**):

- La declanşarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=920$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 670 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanşarea LEA 400 kV Braşov – Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 880 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1020$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 900 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanşarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=910$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 770 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanşarea LEA 400 kV Gutinaş – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=930$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 820 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanşarea LEA 220 kV Gutinaş – FAI, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1150$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 920 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5.3. Secţiunea S5 în ipoteza de balanţă R2 palierul GS cu producţie în CEE şi cu două unităţi în funcţiune în CNE Cernavodă.

Deficitul iniţial al secţiunii este de 68 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidenţial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 500 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 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 $P_{8\%}=910$ 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 Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 920 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 $P_{8\%}=1110$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 990 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 palierul VSI cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2857 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}=6140$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3940 MW (3870 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 $P_{8\%}=6300$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4150 MW (4080 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=6230$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4150 MW (4080 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 **confidențial**

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5540$ MW, iar

puterea admisibilă în secțiune este de 2650 MW (2490 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 220 kV Barboși – Filești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=6050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3240 MW (3060 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3560 MW (3360 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.

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 2209 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi **confidențial**):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5150$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3440 MW (3360 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 $P_{8\%}=5220$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3120 MW (3050 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5070$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3120 MW (3050 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.
- La declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5240$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4440 MW (4350 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe Trafo2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud.
- La declanșarea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5390$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4740 MW (4650 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5320$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4120 MW (4040 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.
- La declanșarea LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5400$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4680 MW (4590 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii

confidențial

5.3. Verificarea stabilității CHE LOTRU

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

Pentru sezonul de iarnă 2023 – 2024 se propun schemele normale de funcționare 400 – 220 kV și 110 kV prezentate în anexele 6.1 și 6.2. Se prezintă următoarele propuneri de schemă normală având în vedere și modificări față de schema normală (SN) a sezonului de vară 2023:

DET 1

Statia 220/110 kV Dumbrava:

- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă la Bara 1 – 220 kV și Bara 1 – 110 kV;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 220 kV și Bara 2 – 110 kV;
- LEA 110 kV Roman Laminor în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;

Statia 220/110 kV Filești:

- LEA 220 kV Barboși – Lacu Sărat provizorat în funcțiune;
- AT 200 MVA, 220/110 kV Filești retras din exploatare;

Statia 220/110 kV Focșani Vest:

- LEA 110 kV Focșani Vest – CEIL 2 derivație Laminor 1, derivație Laminor 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Gugești derivație Focșani Nord 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Tătăranu – derivație CEIL 1 provizorat în funcțiune.

Statia 400/110 kV Smârdan:

- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune în regim de provizorat;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV nu s-a pus încă în funcțiune;
- Celula LEA 400 kV Isaccea circ. 2 retrasă din exploatare;
- CLT 110 kV în funcțiune între Bara 2A – 110 kV și Bara 2B – 110 kV.

Statia 400/220/110 kV Lacu Sărat:

- AT3 – 400 MVA, 400/220 kV în funcțiune la Bara 1 – 400 kV și Bara 1 – 220 kV;
- AT4 – 400 MVA, 400/220 kV în funcțiune la Bara 2 – 400 kV și Bara 2 – 220 kV.

Statia 110 kV Liești:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în funcțiune.

Stația 110 kV Măxineni:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în funcțiune.

Statia 110 kV Brăilița:

- LEA 110 kV Abator în funcțiune;

- LEA 110 kV Smârdan în funcțiune;

Statia 110 kV CET Bacău:

- Se funcționează pe sistemul de Bare 2A – 110 kV și 2B – 110 kV;
- Barele 1A și 1B 110 kV sunt în rezervă caldă.

LEA 110 kV Breazu – Tătărași derivație Iași Sud provizorat în funcțiune în stațiile Breazu și Tătărași și în rezervă caldă în stația Iași Sud.

DET2

Statia 400 kV Cernavodă:

- LEA 400 kV Gura Ialomiței circ. 2 în funcțiune la Diametrul 6;
- LEA 400 kV Gura Ialomiței circ. 3 în funcțiune la Diametrul 7;
- LEA 400 kV Gura Ialomiței circ. 4 în funcțiune la Diametrul 4;

Statia 400/110 kV Gura Ialomiței:

- LEA 400 kV Cernavodă circ. 2 în funcțiune la Bara 2 – 400 kV;
- LEA 400 kV Cernavodă circ. 3 în funcțiune la Bara 1 – 400 kV;
- LEA 400 kV Cernavodă circ. 4 în funcțiune la Bara 2 – 400 kV;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV în rezervă caldă la Bara 1 – 400 kV și Bara 2 – 110 kV;
- Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 400 kV și Bara 1 – 110 kV.

Statia 400/110 kV Tariverde:

- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 2A – 400 kV și bara 2 – 110 kV;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV.

Stația 400/110 kV Pelicanu:

- LEA 110 kV CSC1 în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;
- LEA 110 kV CSC2 în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Saint Gobain în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Călărași în funcțiune la Bara 1 – 110 kV.

Statia 220 kV Stâlpul:

- LEA 220 kV Teleajen și AT 200 MVA, 220/110 kV racordate prin celula mobilă.

Statia 400 kV Isaccea:

- LEA 400 kV Smârdan circ. 2 are cordoanele dezlegate la stâlpul nr. 1 de lângă stația Isaccea.

DET 3

Stația 220/110 kV Ișalnița:

- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă la Bara 2 – 220 kV;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;
- LEA 220 kV Gradiște în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;

Stația 220/110 kV Arefu

- Bara 1 – 220 kV: LEA 220 kV Râureni, LEA 220 kV UHE circ. 1; AT1 – 200 MVA 220/110 kV în rezervă caldă;
- Bara 2 – 220 kV: LEA 220 kV Bradu, LEA 220 kV UHE circ. 2, AT 2 – 200 MVA 220/110 kV;
- CT 220 kV în funcțiune;
- Bara 1 – 110 kV: LEA 110 kV Câmpulung circ. 1, AT1 – 200 MVA 220/110 kV în rezervă caldă;

- Bara 2 – 110 kV: LEA 110 kV Câmpulung circ. 2 – CHE Lerești, LEA 110 kV CHE Oești, AT2 – 200 MVA 220/110 kV;

DET 4

Statia 220 kV Retezat:

- LEA 220 kV Hășdat în funcțiune pe celula Iaz la Bara 1 – 220 kV;
- Celula 220 kV Hășdat în rezervă caldă la Bara 1 – 220 kV.

Statia 220/110 kV Baru Mare:

- LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizorat în funcțiune;
- AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare retras definitiv din funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Hațeg în funcțiune pe celula proprie;
- LEA 110 kV Lonea – Pui CFR provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva provizorat în funcțiune pe celula proprie;
- LEA 110 kV Baru Mare – Arena Lupeni provizorat în funcțiune pe celula 110 kV Oțelu Roșu;
- LEA 110 kV Baru Mare – Paroșeni – Aninoasa circ. 1 provizorat în funcțiune pe celula mobilă;
- LEA 110 kV Baru Mare – Paroșeni circ. 2 provizorat în funcțiune pe celula 110 kV Pui CFR;
- LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu – Rușchița provizorat în funcțiune.

Stația 220/110 kV Timișoara:

- LEA 110 kV Timișoara – Azur circ. 1 – Venus provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Timișoara – Azur circ. 2 – Victoria provizorat în funcțiune;

Stația 220/110 kV Reșița:

- LEA 220 kV Timișoara circ. 2 provizorat în funcțiune pe celula mobilă, racordată rigid la Bara 1 – 220 kV nouă;
- LES 220 kV și cutii terminale 220 kV pentru realizarea legăturii electrice între Bara 1 – 220 kV veche și Bara 1 – 220 kV nouă;
- CT 220 kV provizorat în funcțiune între Bara 1 – 220 kV veche și Bara 2 – 220 kV veche;
- LEA 220 kV Porțile de Fier circ. 1 provizorat în funcțiune pe fosta celulă 220 kV Timișoara circ. 2 la Bara 1 – 220 kV veche;
- LEA 220 kV Timișoara circ.1 în funcțiune la Bara 2 – 220 kV veche;
- LEA 220 kV Iaz circ.1 în funcțiune la Bara 2 – 220 kV veche;
- LEA 220 kV Iaz circ. 2 în funcțiune la Bara 2 – 220 kV nouă;
- LEA 220 kV Porțile de Fier circ. 2 în funcțiune la Bara 2 – 220 kV nouă;
- Linia 220 kV Oțelărie Reșița în funcțiune la Bara 1 – 220 kV nouă provizorat;
- CT 220 kV în funcțiune între Bara 1 – 220 kV nouă provizorat și Bara 2 – 220 kV nouă.
- LEA 110 kV Ciudanovița – Călnic provizorat în funcțiune.

Stația 110 kV Bujac:

- Echipamentele în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- Bara 2 – 110 kV în rezervă.

Stația 110 kV IMT:

- LEA 110 kV Continental T1 în funcțiune;
- LEA 110 kV Continental T2 în rezervă caldă.

Stația 110 kV Fratelia:

- LEA 110 kV CET Sud circ. 2 în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV CET Sud circ. 1 în rezervă caldă la Bara 2 – 110 kV;

DET 5

Statia 110 kV Comcris:

- LEA 110 kV Suplac - Sărmășag retrasă definitiv din exploatare;
- LEA 110 kV Suplac – Comcris în funcțiune;
- LEA 110 kV Sărmășag – Comcris în funcțiune.

Schema normală are următoarele **unități de transformare în rezervă**:

DET Bacău:

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan (fost Trafo 1) retras din exploatare;

DET București:

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

DET Craiova:

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT1 – 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, AT3 – 200 MVA, 220/110 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, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

DET Cluj:

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

6.2. Concluzii privind regimurile staționare

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

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

- zona 110kV Dobrogea, compusă din:

- zona Tulcea;
- zona Constanța+Medgidia

În cadrul zonei Constanța+Medgidia se definește zona Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord, delimitată de LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud – derivație Făclia, LEA 110 kV Medgidia 1 – Medgidia Sud, LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanta Nord, LEA 110 kV Nazarcea – Constanta Nord, LEA 110 kV Harsova – Topolog - derivație Cișmeaua Nouă.

- zona Dobrogea, compusă din:

- zona Dobrogea 110kV;
- zona stațiilor 400/110 kV Tariverde, Stupina și Rahman;

- zona secțiunii S6:

- zona Dobrogea;
- zona 110kV Lacu Sărat-Smârdan;
- zona Băltăgești-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 si zone	Pd neta [MW]
DET 1	299
DET 2	2539
DET 4	68
zona 110kV Constanța+Medgidia	601
<i>din care Harsova</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV L.Sarat, Smârdan	146
zona stațiilor 400/110kV Stupina si Rahman	590
zona stației 400/110kV Tariverde	585
zona Bălțăgești, G. Ialomiței	250
zona Moldova	180
zona Banat	68
Total SEN	2906

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent, de vară 2023, 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	48
2	418
3	294
4	47
5	233
Total SEN	1041

S-au modelat suplimentar față de sezonul precedent, de vară 2023, 131 MW în CEF Rătești.

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 20°C.

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

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	zona Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	487	146	585	590	250	248	2906

Măsurile topologice și de dispacerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE pentru regimul de bază sunt prezentate în continuare.

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează **confidențial**;

După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului (N-1) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă **confidențial**, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de **confidențial**.

Pentru respectarea criteriului (N-1) în RET, nu au fost necesare buclări, dar s-au aplicat măsuri postavarie pentru descărcarea unor unități de transformare.

Reducerea preventivă a producției de la cca. 2906 MW la cca. 2853 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8700 MW) și sold (export 700 MW) considerată.

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	289	confidențial	485	146	585	590	confidențial	248	cca. 2853

Zone
--

S-a marcat colorat zona în care este necesară limitarea producției. Regimurile de funcționare din timp real sunt caracterizate prin diverse producții în CEE. Setul de măsuri de dispecerizare a producției CEE prezentate mai sus se aplică integral sau parțial în funcție de nivelul acestei producții.

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	8400	**) 2906 ➡ 2803	0	confidențial	1400	1000
R2	GS T	5200	1765	0		1400	500
R3*)	VS I	9300	**) 2906 ➡ 2853	0		1400	700
R4	VD I sezonier	9000	1000	250		1400	-900
R5	VS V max (CEE=0)	9600	0	0		1400	-2000
R6	VS I (CEE=0)	9300	0	0		1400	-1500

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

iteratii, 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 postavarie 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 preventiva
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Domnești – București Sud		
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde		
LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă		
AT3 (sau AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud		
Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud		
Trafo 1 (2) – 250 MVA, 400/110 kV Constanța Nord		

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

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 12700 MW;

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

- Puterea consumată în zonă 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 a rețelei 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).

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 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 necesară punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, reconducerea 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.), mărirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, 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.

Realizarea racordurilor LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna în stația 400 kV Medgidia Sud conduce la o ușoară creștere a P_{adm} în schemele cu N și N-1 elemente în funcțiune. Noua configurație a condus la scăderea P_{adm} în schema cu N-1 elemente în funcțiune la retragerea LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea ca urmare a modificării circulațiilor de putere activă în RET.

6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

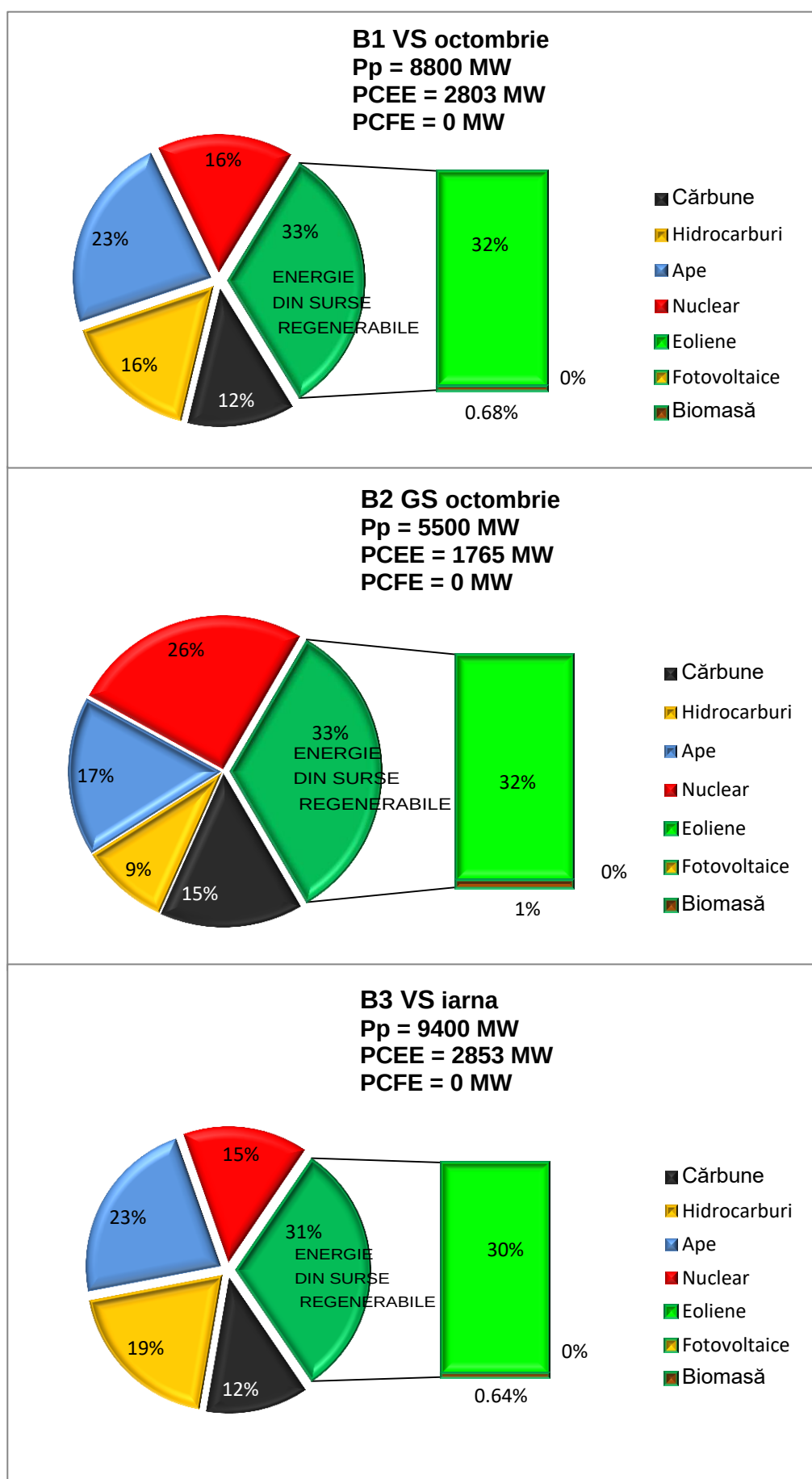
6.8. Concluzii generale

În corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2023 – 2024”, este necesară urgentarea realizării unor*) obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2022 – 2031:

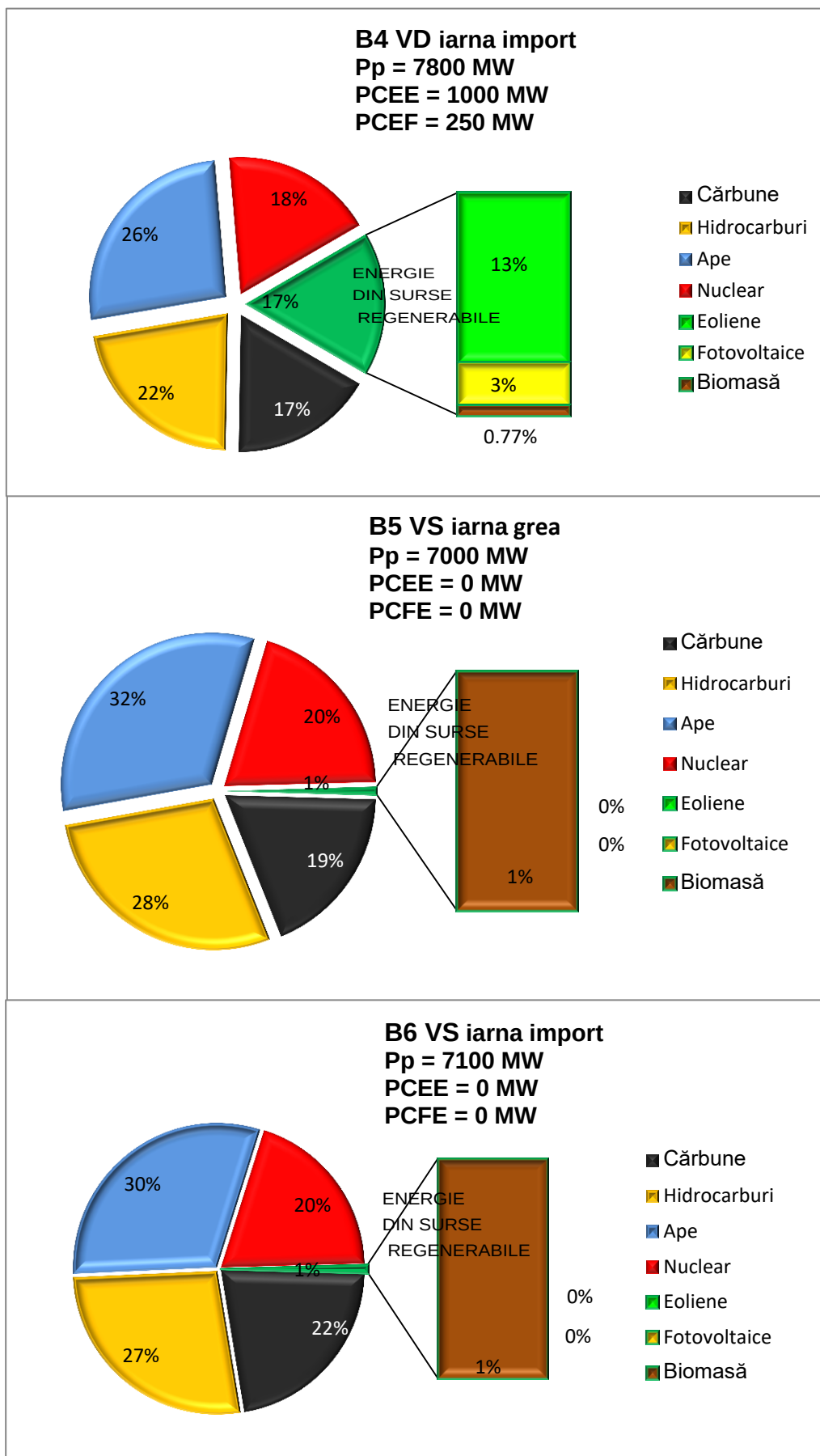
- Finalizarea rețehnologizării stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV de interconexiune cu BG din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței;
- Trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- 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 2023 – 2024” 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 2023 – 2024” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2023-2024 (valori procentuale)

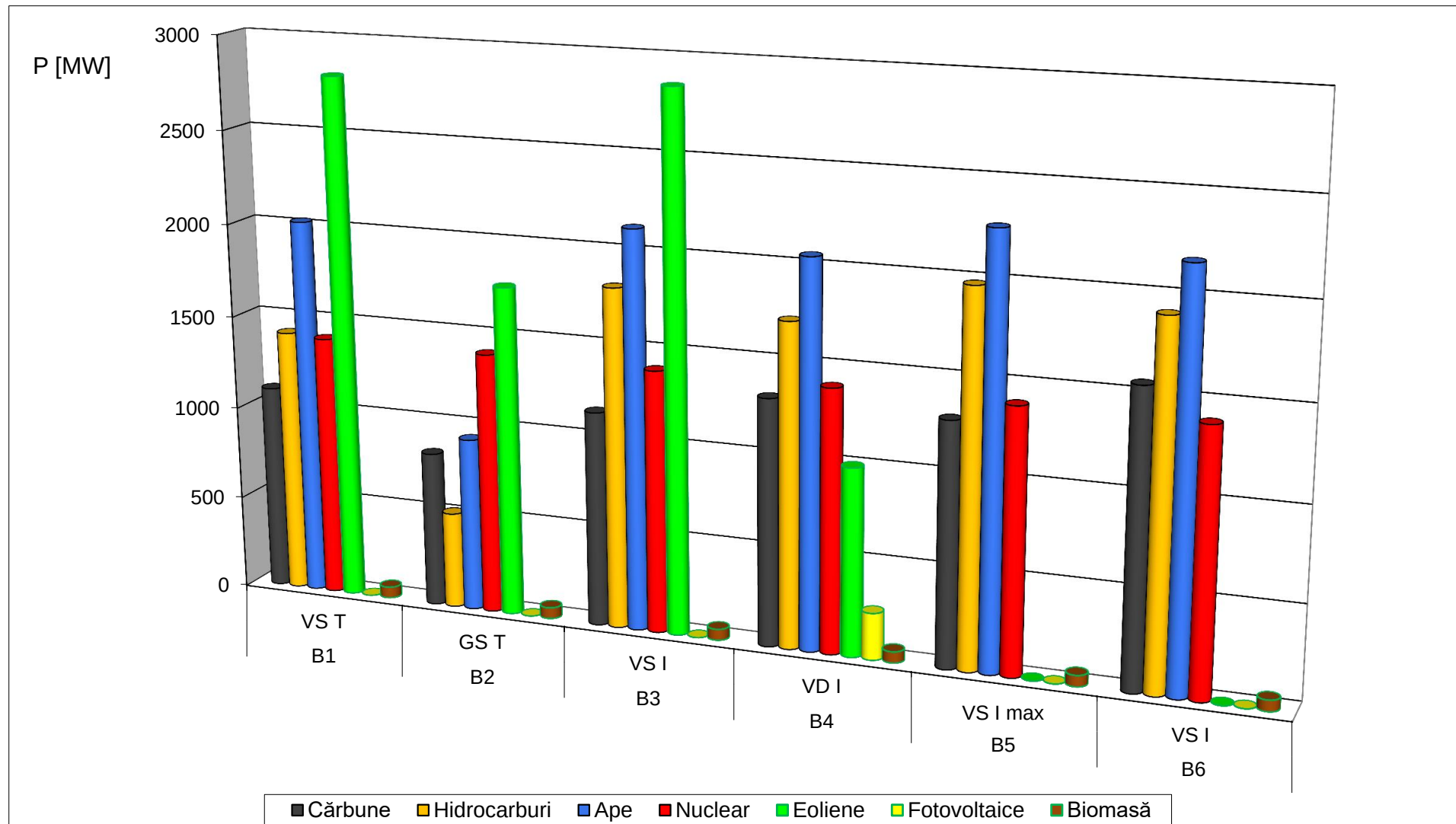


Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2023-2024 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru iarna 2022 - 2023
(valori absolute)

ANEXA 2.7.3.



Anexa 3.11. Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2023

NTC	01.10	02-06.10	07-08.10	09-11.10	12-13.10	14-15.10	16-20.10	21-22.10	23-27.10	28-29.10	30-31.10		
RO=>HU	800											a-JAO	
HU=>RO	1000			800			1000	800		1000		a-JAO	
RO =>RS	300		500	400						300		a	
RS =>RO	500		700	500			700	500		700	500		a
RO=>BG	1560											a	
BG=>RO	1560											a	
RO=>UA	0												
UA=>RO	0												
RO=MD	0												
MD=>RO	0												
RO export	2660		2860	2760						2660			
RO import	3060		3260	2860			3260	2860		3260	3060		

- TRM export/import în interfața RO 300 MW / 400 MW;