



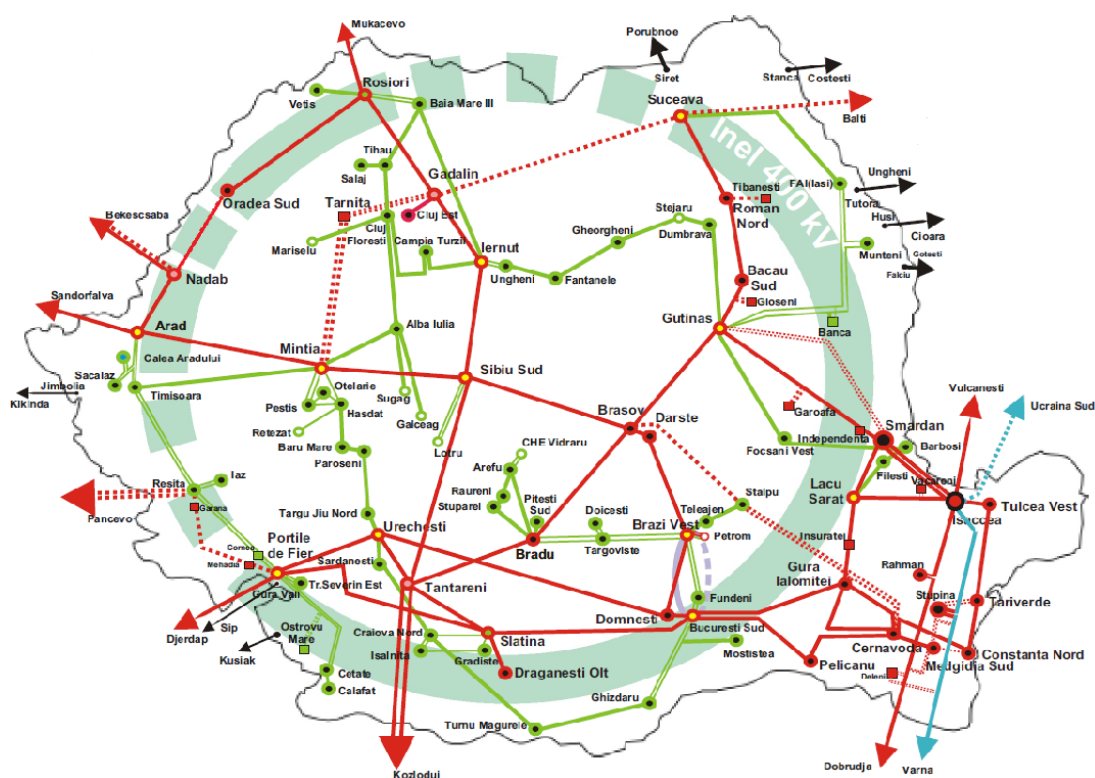
Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

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

Unitatea Operațională – Dispecerul Energetic Național
Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 – București
Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2021 – 2022



Septembrie 2021

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 UNO – DEN.

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2020 – 2021	5
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2020 – 2021	6
2.3. Valori NTC	10
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2021-2022	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2021 – 2022	11
2.6. Capacități de producție	12
2.7. Variantele de balanță	13
2.8. Servicii tehnologice de sistem	14
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	15
3.1. Schema de calcul	15
3.2. Variante de regimuri analizate	18
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N	19
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	19
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	20
A. Circulații de putere	20
B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii	22
C. Consumul propriu tehnologic	24
D. Verificarea criteriului de siguranță N-1 pentru regimurile de funcționare	25
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	35
3.3.5. Analiza schemelor de funcționare pentru reducerea circulațiilor de putere pe LEA 220 kV din axul Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad	36
3.4. Managementul congestiilor	37
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 2020	41
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	44
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	46
4.1. Secțiunea S1	46
4.2. Secțiunea S2	47
4.3. Secțiunea S3	48
4.4. Secțiunea S4	48
4.5. Secțiunea S5	51
4.6. Secțiunea S6	53
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODĂ	55
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	56
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	56
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	58
6.3. Managementul congestiilor	61
6.4. Condiționări de regim	61
6.5. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2020	61
6.6. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție	61
6.7. Concluzii privind stabilitatea statică	62
6.8. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	62
6.9. Concluzii generale	62

ANEXE:

- 2.7.2 – 2.7.3 Structura pe resurse a producției brute din SEN
- 3.11 Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2021

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 2021 – 2022 (01 octombrie 2021 – 31 martie 2022) 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. 98/ 2021.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2021 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2021;
- Informații referitoare la perioada analizată de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ referitoare la valorile puterilor contractate / estimate pentru unitățile dispecerizabile din CTE Iernut;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

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

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

S-a considerat pentru perioada de iarnă o balanță de puteri cu o producție la vârf de 10000 MW, care acoperă un consum intern de 9400 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 600 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, vestul Ucrainei și Turcia.

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 creștere a producției eoliene;
- identificarea posibilităților de acordare a una, doua retrageri neplanificate pe linii semnificative pentru zona Dobrogea.

2. BALANȚE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2020 – 2021

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în iarna 2021 – 2022 s-a făcut în ziua de miercuri 20 ianuarie 2021 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 24/25 ianuarie (pentru golul de sărbătoare).

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

20 ianuarie 2021

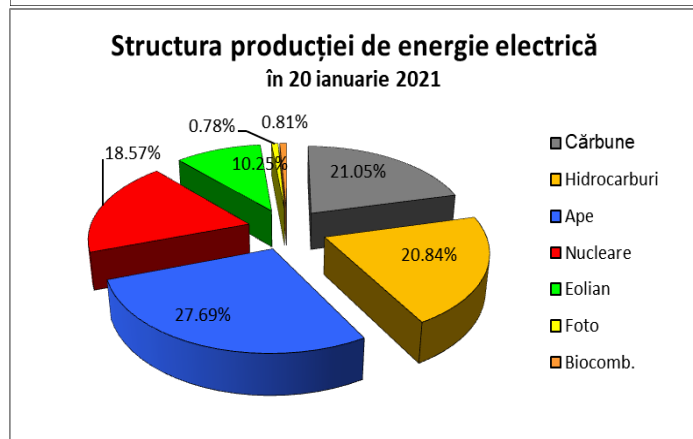
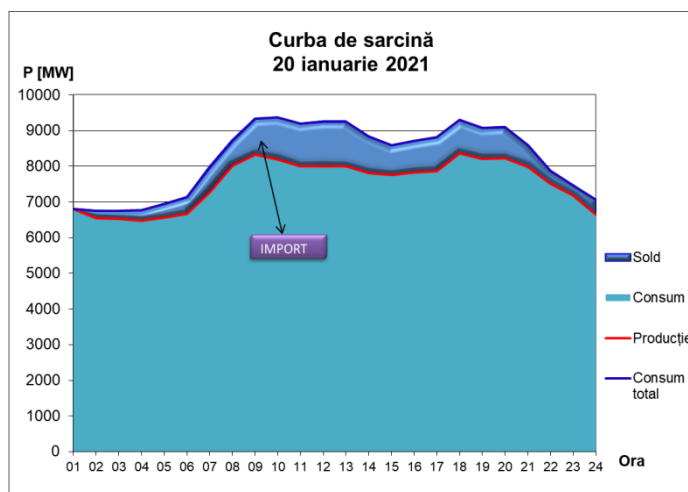
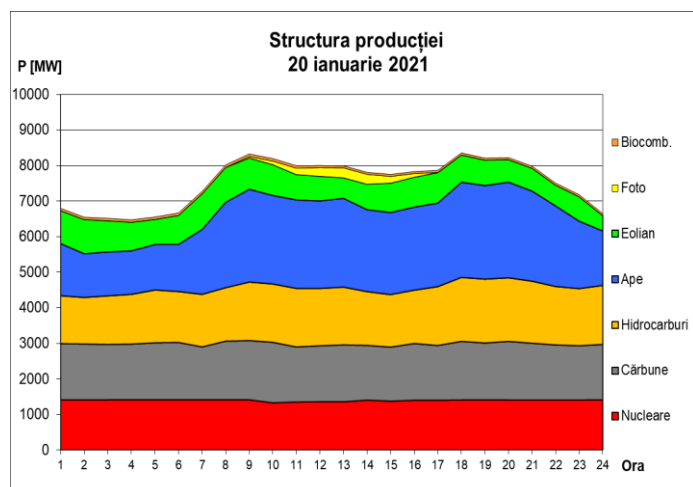
-vârful de dimineață: 9367 MW, ora 10;

-vârful de seară: 9296 MW, ora 18;

-golul de noapte: 6766 MW, ora 04;

25 ianuarie 2021

-golul de sărbătoare: 5924 MW, ora 04.



Structura producției [MWh/h, %]	Cărbune	1585	21.05%
	Hidrocarburi	1569	20.84%
	Ape	2085	27.69%
	Nucleare	1399	18.57%
	Eolian	772	10.25%
	Foto	59	0.78%
	Biocomb.	61	0.81%
Total producție		7530	100%

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

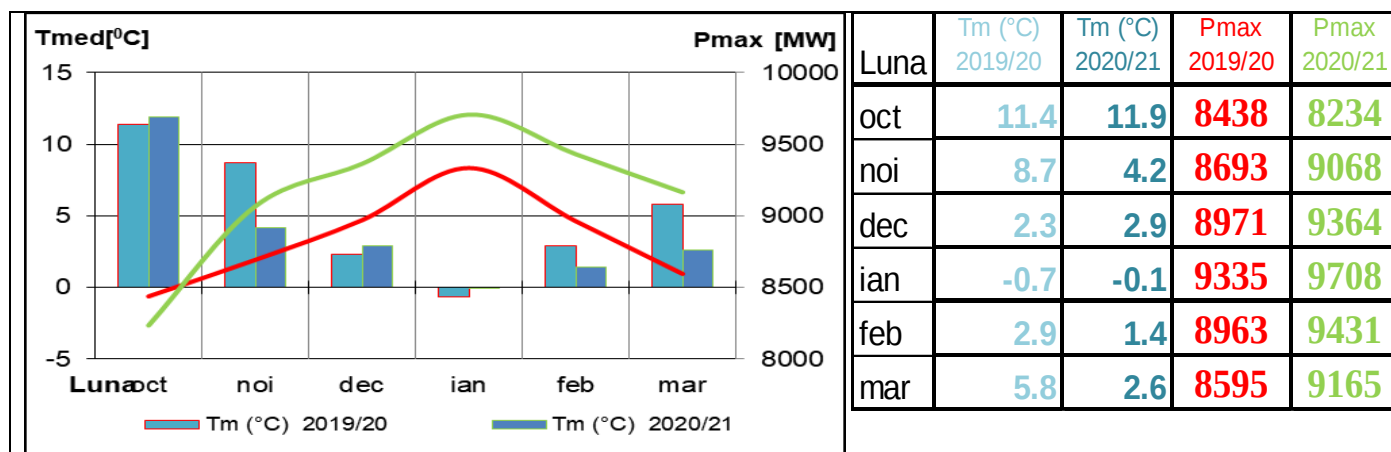
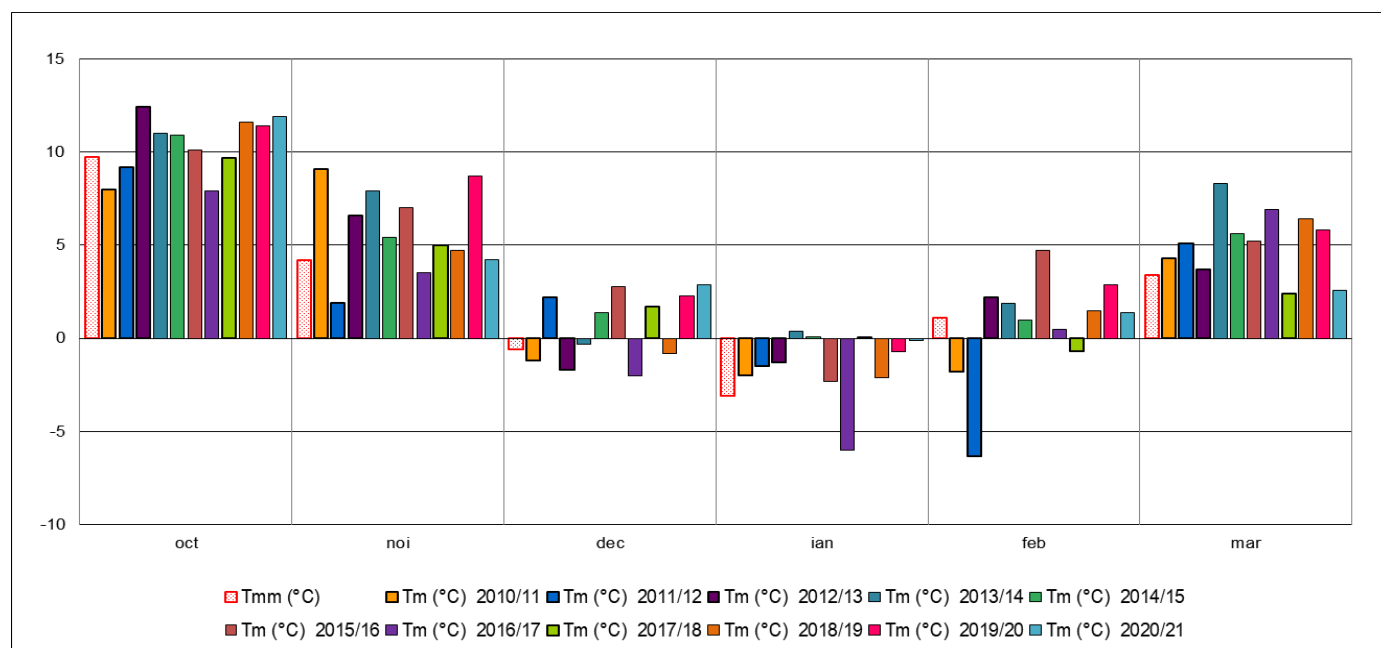
În data de 20 ianuarie 2021 soldul SEN a fost de import în toate intervalele orare ale zilei. Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat în această zi a fost preponderent de import pe granițele SEN, cu excepția graniței cu Bulgaria. Variația soldului SEN în ziua caracteristică și repartizarea pe granițe este reprezentată în graficele de mai jos.

deceniu. Pe durata celorlalte 4 luni s-au înregistrat valori normale pentru sezonul de iarnă, inclusiv în luna martie 2,6°C.

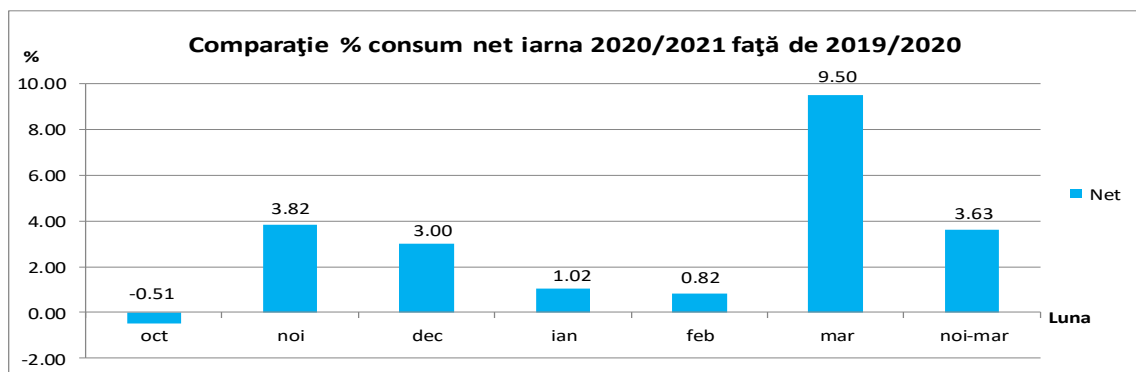
Luna	T _m (°C)	T _m (°C) 2010/11	T _m (°C) 2011/12	T _m (°C) 2012/13	T _m (°C) 2013/14	T _m (°C) 2014/15	T _m (°C) 2015/16	T _m (°C) 2016/17	T _m (°C) 2017/18	T _m (°C) 2018/19	T _m (°C) 2019/20	T _m (°C) 2020/21
oct	9.7	8	9.2	12.4	11	10.9	10.1	7.9	9.7	11.6	11.4	11.9
noi	4.2	9.1	1.9	6.6	7.9	5.4	7	3.5	5	4.7	8.7	4.2
dec	-0.6	-1.2	2.2	-1.7	-0.3	1.4	2.8	-2	1.7	-0.8	2.3	2.9
ian	-3.1	-2	-1.5	-1.3	0.4	0.1	-2.3	-6.0	0.01	-2.1	-0.7	-0.1
feb	1.1	-1.8	-6.3	2.2	1.9	1	4.7	0.5	-0.7	1.5	2.9	1.4
mar	3.4	4.3	5.1	3.7	8.3	5.6	5.2	6.9	2.4	6.4	5.8	2.6

T_m- temperatura medie lunară

T_m- temp. medie lunara multianuală



Curba sarcină – temperatură în iarna 2020-2021 (exceptând luna octombrie) exprimă o creștere de peste 3% produsă de revenirea la temperaturi apropiate de media multianuală, în comparație cu iarna anterioară.



Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în iarna 2020-2021

[MW]

Studiu fct SEN 2020-21	Realiz. 2020-21	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
8400/9200 ger 9800/imp 2200	Octombrie	8035	10	7526	10	8234	20	7829	20	4894	2	4995	2
	Noiembrie	8908	9	8413	10	9068	18	8573	18	5393	3	5579	3
	Decembrie	9364	10	8582	10	9118	18	8660	18	5274	4	5823	4
Exp. 600/800	Ianuarie	9708	10	8909	10	9498	19	8881	18	5275	3	5858	3
Exp. 400	Februarie	9431	10	8924	10	9314	19	8775	19	5865	3	6026	3
Gsmmed-5200	Martie	9165	11	8562	10	9135	19	8542	20	5535	4	5774	3
	Val.medie	9102		8486		9061		8543		5373		5676	

Studiu fct SEN 2020-21	Realiz. 2020-21	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Vsmmed/Vdmed/VSMAX 9200/9000/9800	Decembrie	9364	10	8582	10	9118	18	8660	18	5274	4	5823	4
	Ianuarie	9708	10	8909	10	9498	19	8881	18	5275	3	5858	3
	Februarie	9431	10	8924	10	9314	19	8775	19	5865	3	6026	3
Exp. 600/-700/-1500	Val.medie	9501		8805		9310		8772		5471		5902	

Studiu fct SEN 2020-21	Realiz. 2020-21	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Vsmmed=8400	Octombrie	8035	10	7526	10	8234	20	7829	20	4894	2	4995	2
Export= 800	Noiembrie	8908	9	8413	10	9068	18	8573	18	5393	3	5579	3
Gsmmed=5200	Martie	9165	11	8562	10	9135	19	8542	20	5535	4	5774	3
Export= 400	Val.medie	8703		8167		8812		8315		5274		5449	

unde: VD-Vârf de dimineață,

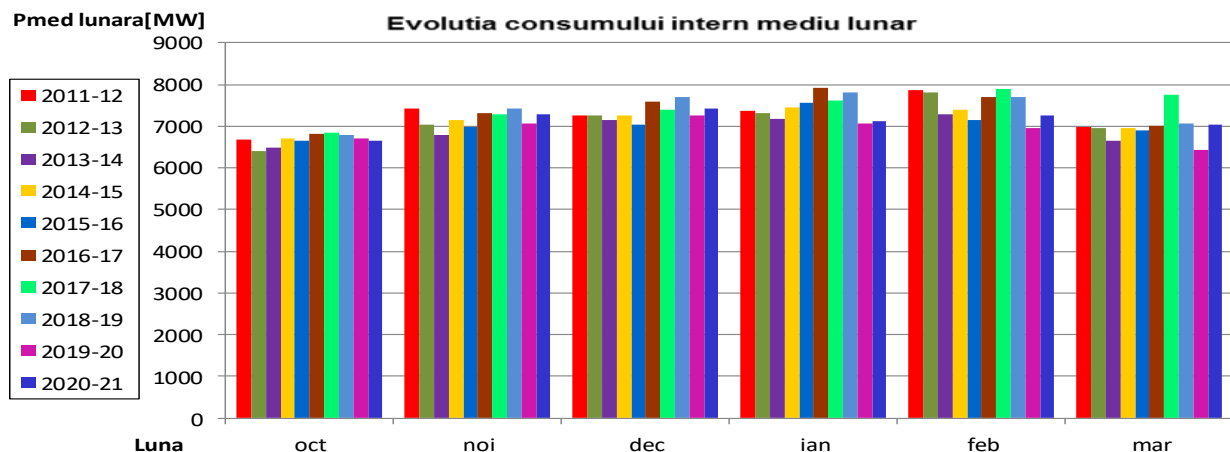
VS-Vârf de seară,

GS-Gol de noapte de sărbătoare,

GN-Gol de noapte pentru zi lucrătoare.

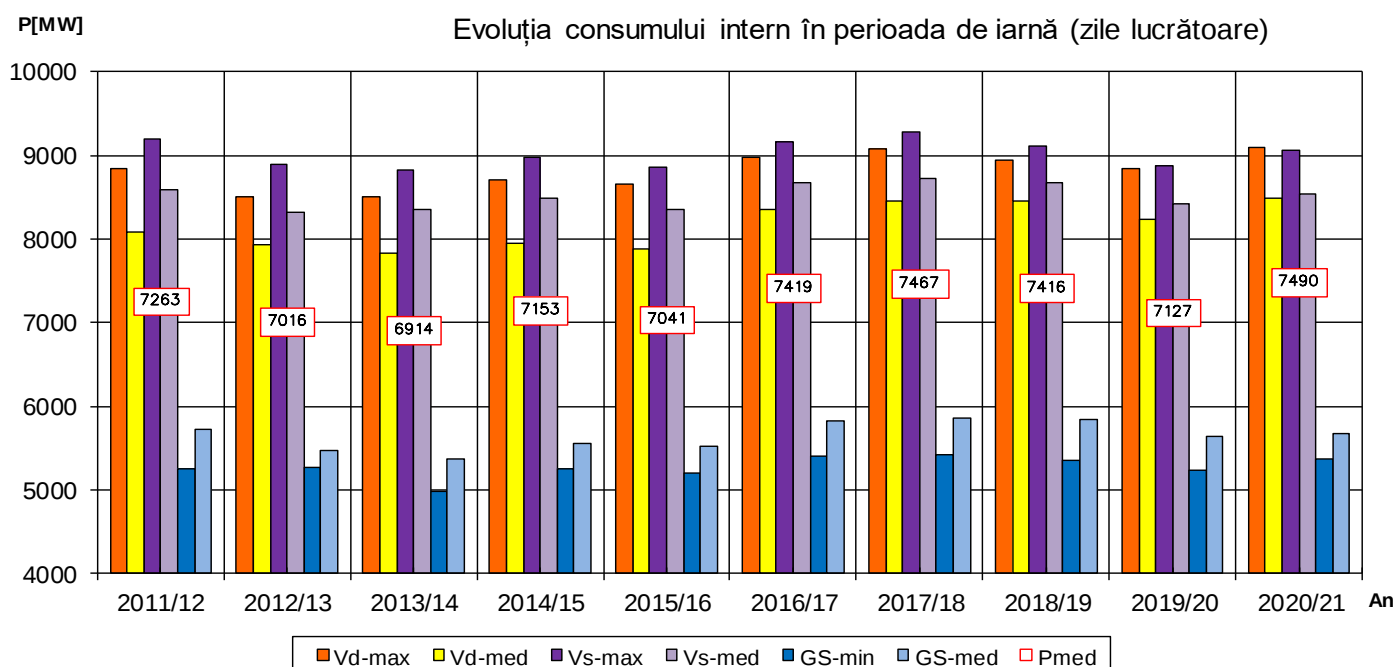
Valoarea maximă a consumului (medie orară) a fost 9708 MW înregistrată marți 19 ianuarie ora 10. Consumul minim al perioadei (medie orară) a fost 4894 MW înregistrată luni 12 octombrie ora 02.

Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni considerate de iarnă din perioada 2011-2021 este prezentată în graficul de mai jos :



Variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare înregistrat la palierul caracteristic în comparație cu media semestrială obținută din energia lunară este reprezentată în tabelul și graficul următor:

Evoluția consumului intern în perioada de IARNA						[MW]
anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	GS-min	GS-med
2011/12	8839	8080	9192	8594	5250	5730
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



Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior

Perioada	Palier consum	Tipul marimii evaluate	Valoare realizat	Valoare estimat	Abatere prognoza
iarna (ianuarie)	VDmax	valoarea maxima a perioadei	9708	9800	0.9%
toamna-primavara	VSmed	valoarea medie a perioadei	8315	8400	1.0%
iarna	VSmax	Media val. maxime lunare	9310	9200	-1.2%
toamna-primavara	GSmin	Media val. minime lunare	5274	5200	-1.4%
decembrie-februarie	VSmax	media VS zi lucratoare	9310	9200	-1.2%
decembrie-februarie	VDmed	media VD zi lucratoare	8805	9000	2.2%
toamna-primavara	VSmed	media VS zi lucratoare	8315	8400	1.0%
decembrie-februarie	VSmed	media VS zi lucratoare	8772	9200	4.9%
decembrie-februarie	VDmed	media VD zi lucratoare	8805	9000	2.2%

2.3. Valori NTC

Capacitățile de schimb NTC garantate pe granițele României se determină la nivel anual și lunar (incluzând subperioade cu rezoluție până la zi) și se pot recalcula pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice în cazul unor abateri semnificative de la premisele de calcul.

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2020 - martie 2021:

- curbele valorilor NTC ferme agreate de import și export pentru perioada respectivă;
 - programele de import și export, la golul de noapte (ora 3 CET, ora 4 ora României) și vârf de dimineață (ora 11 CET, ora 12 ora României); se obțin 4 curbe care explicitează utilizarea NTC la aceste momente reprezentative ale zilei (fig. 2.3.1);
 - valorile soldului înregistrat pentru două momente ale zilei: soldul de noapte și de zi (fig.2.3.2).
- Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

Fig. 2.3.1 Valori NTC ferme agreate si programe de schimb în iarna 2020 - 2021

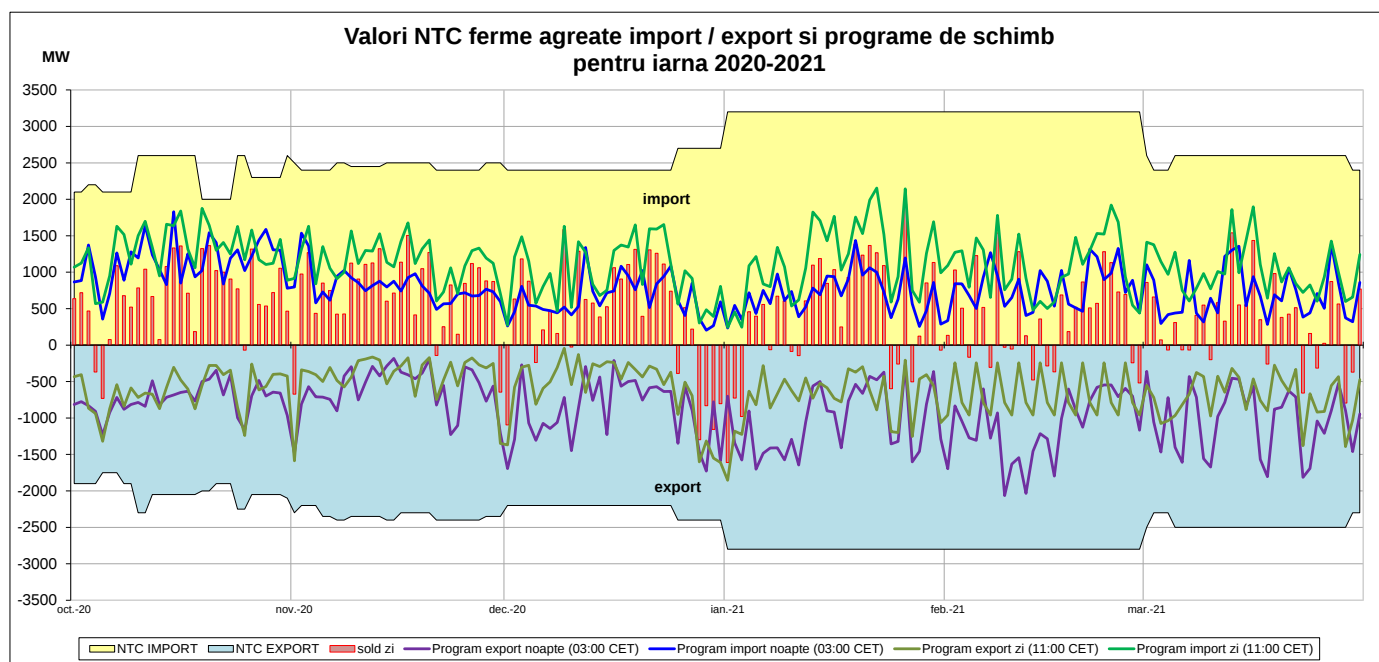
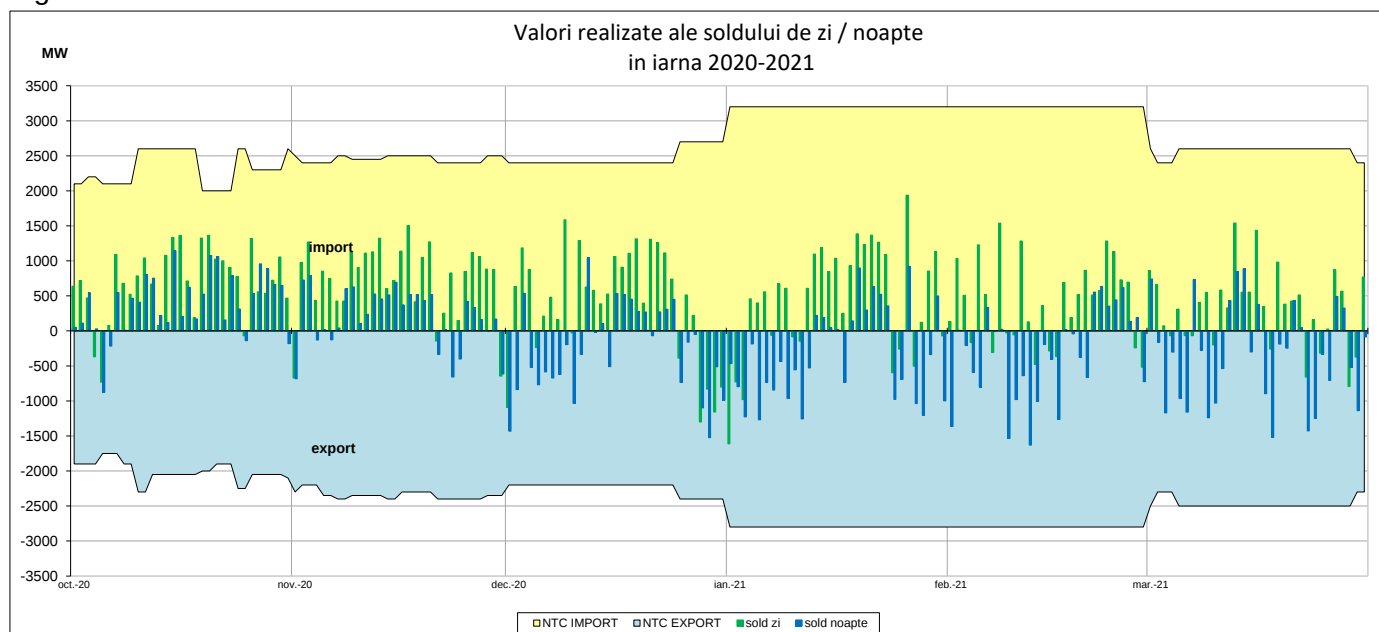


Fig. 2.3.2 Valori realizate ale soldului în iarna 2020 – 2021



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2021-2022

Proгноza cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România se bazează pe o serie de ipoteze cu grad de incertitudine ridicat, care iau în calcul ritmul și durata de recuperare economică a țării după declinul inițiat la începutul anului 2020, în concordanță cu evoluția pandemiei COVID-19.

Datele statistice preliminare publicate de Institutul Național de Statistică pentru anul 2021 arată o redresare mai rapidă decât se estimase anterior, în ceea ce privește Produsul Intern Brut al României, în concordanță cu evoluțiile din celelalte state membre, în general.

Astfel, economia românească a înregistrat o creștere de peste 6% a volumului activității în primul semestru al anului curent comparativ cu perioada corespunzătoare din anul precedent, din care, în trimestrul II 2021 Produsul Intern Brut a crescut cu 13,6% față de același trimestru din anul 2020, în care se înregistrase cea mai pronunțată contracție de la începutul pandemiei.

Potrivit celor mai recente estimări ale Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză, revenirea economică a țării va continua, cu un ritm mediu de 7% în 2021 față de anul anterior și respectiv, 4,9% în 2022.

Pe zona de consum, revenirea activității economice în sectoarele anterior închise, total sau parțial, ca urmare a ridicării restricțiilor, a condus la o creștere de cca. 7,7%, a consumului intern brut de energie electrică în primul semestru al anului 2021, comparativ cu perioada ianuarie - iunie 2020, cea mai pronunțată creștere, de 21,6%, fiind înregistrată în luna aprilie.

Conform datelor preliminare disponibile, tendința de creștere a consumului intern brut de energie electrică se va menține cu un ritm de cca. 3% în medie, până la finele anului 2021, urmată de o revenire graduală pe termen mediu la dinamica multianuală premergătoare pandemiei, caracterizată de ritmuri medii pe perioadă de cca. 1%.

În Tabelul 2.4.1. se prezintă, în contextul incertitudinilor legate de evoluția pandemiei și ale implicațiilor asupra activității economice, scenariul considerat, de evoluție a consumului de energie electrică în iarna 2021-2022 și care se încadrează în valorile medii multianuale înregistrate în sezonul rece în România, în concordanță cu caracteristicile medii de ordin climatic.

Tabel 2.4.1. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2021 – 2022

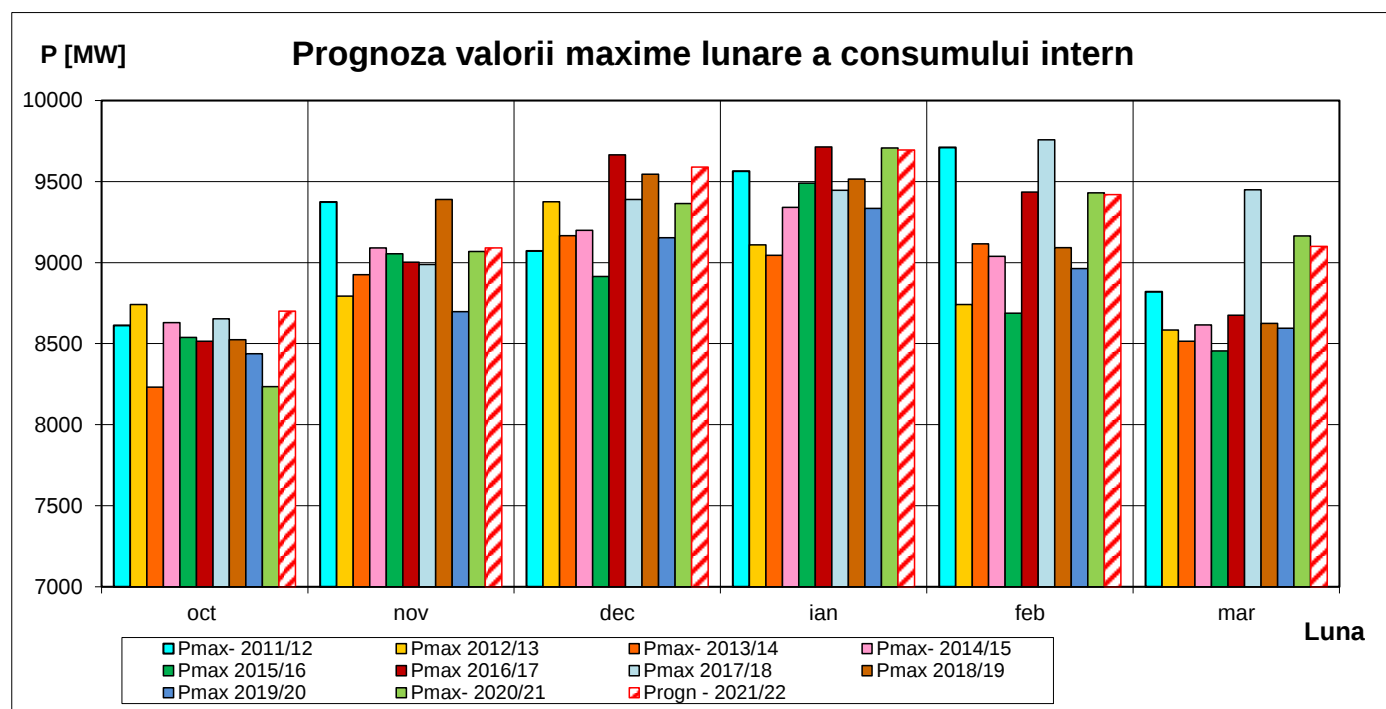
		2021			2022		
		oct	nov	dec	ian	feb	mart
Consum intern brut lunar	GWh	5200	5300	5750	5800	5300	5520
Puteri de gol	MW	5160	5430	5310	5341	5781	5448
Puteri de vârf	MW	8700	9090	9590	9695	9420	9100

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2021 – 2022

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru iarna 2021 – 2022 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 Pc max lunar prognozate pentru iarna 2021-2022 sunt cele prezentate în tabelul următor.

Luna	Pmax-2011/12	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	Progn - 2021/22
oct	8613	8741	8231	8629	8539	8515	8653	8525	8438	8234	8700
nov	9374	8793	8925	9091	9054	9003	8989	9390	8698	9068	9090
dec	9072	9376	9166	9199	8915	9665	9389	9546	9154	9364	9590
ian	9564	9110	9045	9341	9490	9714	9446	9515	9335	9708	9695
feb	9710	8741	9116	9038	8688	9435	9758	9092	8963	9431	9420
mar	8820	8584	8515	8615	8455	8676	9449	8625	8595	9165	9100



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

În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 5 paliere de consum pentru care sunt elaborate 6 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

Codif. balanță	Producție SEN [MW]	Consum SEN [MW]	Palier de consum	Perioada de calcul	Termoficare	Producție [MW]			Sold exp. [MW]
						RES		CNE	
						CEE	CEF		
B1	9200	8400	VS T	oct	NU	max adm	0	1400	800
B2	5700	5200	Gs T	oct	NU	max adm	0	1400	500
B3	10000	9400	VS I	noi.-mar.	DA	max adm	0	1400	600
B4	8700	9300	VD I	noi.-mar.	DA	1100	400	1400	-600
B5	7800	9800	VS I max	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-2000
B6	7900	9400	VS I	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-1500

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 329 MW și 565 MW, în funcție de palierul de sarcină), respectiv pierderile de putere activă în RET și în RED 110 kV.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 12 august 2021 estimate că vor fi disponibile pentru iarna 2021-2022, conform datelor primite de la departamentul RAF (obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică), este prezentată în **tabelul 2.6**.

	Pi MW	Pnetă	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	19583	16860	2078	17540
Total cărbune	4142	2659	1222	2921
din care C.E.Oltenia - lignit	2595	2304	95	2500
din care CEH SE Paroșeni - ulei	150	130	3	147
din care CEH SE Mintia - ulei	1050	0	1050	0
Total hidrocarburi	2840	2191	484	2370
Total apă	6643	6311	270	6380
Total nucleară	1413	1300	0	1413
Total eoliană	3015	2965	25	2998
Total solară	1393	1307	72	1326
Total biomasă și biogaz	137	125	5	132
Total geotermală	0.05	0.00	0.01	0.00

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

Valorile puterilor prezentate în tabel reprezintă situația din capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN și nu țin cont de disponibilitatea resursei primare de energie.

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

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2021, atât pentru grupurile termo cât și pentru grupurile hidro,
- informații referitoare la perioada analizată primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ cu valorile puterilor contractate / estimate pentru unitățile dispecerizabile din CTE Iernut,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

Tabelul 2.7.

Codif. balanță	Producție SEN [MW]	Consum SEN [MW]	Palier de consum	Producție RES			Producția în centrale mari [MW]				Sold [MW] Exp.
				eoliană [MW]	fotovolta. [MW]	biomasă [MW]	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Cărb.	Hidrocarb.			
B1	9200	8400	VS T	2815*	0	70	1123	1472	1400	2320	800
B2	5700	5200	Gs T	1950**	0	65	835	585	1400	865	500
B3	10000	9400	VS I	2825*	0	70	1485	2045	1400	2175	600
B4	8700	9300	VD I	1100	400	70	1580	2060	1400	2090	-600
B5	7800	9800	VS I max	0	0	60	2015	2090	1400	2235	-2000
B6	9400	9400	VS I	0	0	60	1990	2050	1400	2400	-1500

unde:

*valoare limită ptr respectarea criteriului N-1 (detalii la cap.3)

**valoare limită ptr respectarea adecvanței balanței de puteri și a criteriului N-1

Balanțele 1 și 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului în luna octombrie 2021 la vârf de sarcină fără termoficare și la gol de sarcină (palierul de gol de noapte de sărbătoare este considerat palierul cu cea mai redusă valoare a consumului intern brut din cadrul întregii perioade analizate). În

cazul Balanței 2 s-a determinat puterea maximă care ar putea fi produsă în centralele eoliene în condiții de asigurare a rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanța sistemului).

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

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 400 MW și în CEE de 1100 MW și sold de import de 700 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 2200 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 pentru funcționarea SEN în iarna 2021 - 2022.

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

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, calculele de stabilitate statică și tranzitorie, în scopul determinării restricțiilor de rețea în schema completă și în scheme cu retrageri din exploatare.

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 01.10.2021 – 31.03.2022.

S-a considerat SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă incluzând sistemul electroenergetic al zonei de Vest a Ucrainei și sistemul electroenergetic al Turciei.

Modelul rețelei externe pentru palierul de vârf de sarcină a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea corespunzător zilei 20.01.2021, ora 10:30 CET. Modelul rețelei externe pentru palierul de gol de sarcină a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea corespunzător zilei 26.04.2021, ora 00:30 CET. Ambele au fost furnizate de către grupa de lucru Core FB DA CC (descărcată de pe platforma Core CC Tool unde se efectuează teste în cadrul etapei External // run). Se menționează că modelele respective au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate.

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

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
- LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui (un circuit în funcțiune și unul în rezervă);
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina – Varna;
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
- LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba.

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 2021 (PAR 2021). 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 1:

- RTh stația 220 kV **Dumbrava:**

Se menține LEA 220 kV Gutinaș – Stejaru – derivație AT1 Dumbrava provizorat, cu injecție în stația 220 kV Dumbrava, prin AT1 – 200 MVA, 220/110 kV, încă din 06.07.2018, prin: realizarea unei legături între LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava și LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru. LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru și LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava sunt în SLP în Dumbrava;

- RTh stația 220 kV **Munteni**

Se menține LEA 220 kV Gutinaș – FAI provizorat, pusă în funcțiune în data de 13.07.2020 prin șuntarea LEA 220 kV Gutinaș – Munteni cu LEA 220 kV Munteni – FAI, cu AT 200 MVA Munteni retras din exploatare pentru re tehnologizarea stației 220/110 kV, încă din data de 09.09.2020. Se aplică condiționare de regim prin conectarea celui de-al doilea AT 200 MVA, 220/110 kV FAI;

- RTh **Smârdan:**

În vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, se desfășoară etapizat lucrări succesive. Ipoteza considerată pentru schema de calcul este: Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV nou retras din exploatare, Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV vechi existent în funcțiune, LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 în funcțiune, LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 retrasă din exploatare; se aplică măsuri de regim (bucare zone 110 kV Smârdan și Lacu Sărat și conectare cuplă 110 kV ca CT între barele 2A și 2B Smârdan)

- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;
- Bobinele de compensare BC 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile;

DET 2:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, intrare-ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu $I_n=800$ A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active de racord ale celei LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- RTh **Medgidia Sud:**

Se consideră că RTh Medgidia Sud nu este finalizată, provizoratul format din LEA 400 kV Cernavodă – Medgidia Sud bloc cu Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV prin cablu de 400 kV este considerat în funcțiune, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată.

- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni (1 buc.), 400 kV București (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt disponibile;
- Se funcționează cu:
 - LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;
 - LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;
 - LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

DET 3:

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

- RTh **Craiova Nord** 220 kV se consideră finalizată:

Se desființează LEA 220 kV Ișalnița – Sărdănești provizorat, realizat prin șuntarea între LEA 220 kV Sărdănești – Craiova Nord și LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița circ1. din data de 09.04.2019. Se consideră în funcțiune LEA 220 kV Craiova Nord – Sărdănești, LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița circ 1 și 2. Ambele unități de transformare, AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord sunt disponibile.

- Rth **Râureni**

Se consideră finalizată și se desființează LEA 220 kV Stupărei - Arefu derivație AT – 200 MVA, 220/ 110 kV Râureni provizorat;

- Bobina de compensare nouă din stația **Brad** s-a pus în funcțiune pe celulă mobilă racordată la bara 1 – 400 kV. În stația 400 kV Bradu la bara 1 – 400 kV vor funcționa LEA 400 kV Țânțăreni, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV, BC 400 kV, iar la bara 2 – 400 kV vor funcționa LEA 400 kV Brașov, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV cu CT 400 kV în funcțiune.

- Bobina de compensare din stația **Urechești** este disponibilă.

DET 4:

- Este finalizată și dată în exploatare din data de 23.12.2020, **LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud**;

- Urmare a punerii în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud s-a considerat în schema de calcul funcționarea cu ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud**, respectiv **LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș** și **CT 110 kV Vașcău** deconectate, cu următoarea distribuție în stația Vașcău: LEA 110 kV Beiuș (și LEA 110 kV Sudrigiu) în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile (și LEA 110 kV Brad) în funcțiune la bara 2 – 110 kV;

De asemenea CT 110 kV Suplac este conectată.

Se menționează că s-a considerat că este remediată problema apărută în data de 09.12.2020, în urma căreia în stația Oradea Sud BC 100 MVA funcționează singura pe o bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 kV;

- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune;

- **RTh Hășdat**

Se mențin provizoratele, puse în funcțiune în 15.10.2020:

- LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara;
- LEA 220 kV Baru Mare – Pestiș provizorat;

LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat va fi în funcțiune, numai în două stații, conform Dispoziției DEN 80/02.09.2020, astfel:

- schema I de funcționare LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat va fi în funcțiune în stațiile Mintia și Retezat și în rezervă în stația Oțelărie Hunedoara, sau

- schema II de funcționare LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat va fi în funcțiune în stațiile Mintia și Oțelărie Hunedoara și în rezervă în stația Retezat.

Pentru a asigura alimentarea consumatorilor stației Hășdat din 110 kV sunt realizate provizoratele LEA 110 kV Laminoare – Hunedoara oraș T1 – CFR Pui, LEA 110 kV Laminoare – Hunedoara oraș T2 – Hațeg, LEA 110 kV Călan – Ghelar, LEA 110 kV Pestiș – Teliuc;

În stația Laminoare se menține deconectată CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Pestiș circ. 1 și circ. 2. Zonele RED 110 kV Hațeg, Pestiș și Mintia funcționează buclat. LEA 110 kV Simeria – Călan rămâne conectată în stația Călan;

- **RTh Reșița**

LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița.

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

În data de 28.10.2020 s-a pus în funcțiune LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 – racord AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz provizorat care este în funcțiune în stația Reșița.

- **RTh Iaz**

AT 2 nou – 200 MVA, 220/110 kV (poziționat în locul lui AT 1 – 200 MVA care s-a retras definitiv din exploatare) funcționează pe celula proprie 220 kV rețehnologizată la bara 2 – 220 kV și pe partea de 110 kV funcționează pe vechea celulă 110 kV AT 1 – 200 MVA;

Se menține în funcțiune LEA 220 kV Reșița – Iaz circ.1 racord AT2 – 200 MVA provizorat cu separator 220 kV AT2 – 200 MVA deschis. Pe partea de 110 kV AT2 – 200 MVA este cu întreruptorul 110 kV deconectat. Funcția de întreruptor pentru AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz pe partea de 220 kV

este asigurată de întreruptorul LEA 220 kV Reșița - Iaz circ. 1 – racord AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz provizorat, din stația Reșița (prin funcția de teleprotecție).

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

DET 5:

- Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV este nou. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud – derivație IMA deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- Se consideră amplasat, echipat și pus în funcțiune Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV **Sibiu Sud** nou, pe bara 1A, în timp ce Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud va funcționa pe bara 1B; zona RED 110 kV Sibiu este 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 T3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;

- Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și T4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

- **RTh Ungheni**

Se consideră etapa a II-a de retehnologizare a stației 220 kV cu AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni retras din exploatare în vederea înlocuirii. Se consideră în funcțiune LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni. Se menționează că va fi în funcțiune LEA 220 kV Iernut – Fântanele provizorat, realizată prin utilizarea LEA 220 kV Fântanele – Ungheni și LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 2.

Topologia secțiunii S4 se menține cu debuclare în RED.

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

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

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

Tabel 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	VST	8400	**) 2906 ➡ 2815	0	<i>confidențial</i>	1400	800
R2	GsT	5200	**) 2906 ➡ 1950	0		1400	500
R3*)	VSI	9400	**) 2906 ➡ 2825	0		1400	600
R4	VDI	9300	1100	400		1400	-600

R5	VSI _{max}	9800	0	0		1400	-2000
R6	VSI	9400	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 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, Remeți, Munteni, având puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale cu o putere instalată mai mică de 50 MW, inclusiv CEE și CEF, au fost modelate la bară 110 kV sau 400 kV pentru calculele de regim permanent.

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat în regimuri CEE dispacherizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la dată de 01.07.2021. 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 dispacherizabile 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, așa cum sunt definite în cadrul studiului, 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 stației 400/110 kV Tariverde;**

- **zona Dobrogea este compusă din Dobrogea 110 kV și zona Tariverde;**

- **zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman;**

- **zona Bălțăgești – Gura Ialomiței;**

- **zona 110 kV Lacu Sărat, Smârdan;**

- **zona secțiunii S6:**

- **zona Dobrogea;**
- **zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;**
- **zona Stupina – Rahman ;**
- **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**.

Tabel 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 Băltăgești – 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 01.07.2021 fiind cca. 70 MW din cca. 2970 MW, total CEE dispecerizabile și nedispecerizabile.

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 01.07.2021. S-a considerat bandă de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, 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 MT. S-au considerat CEF în funcțiune în regimul corespunzător palierului de vârf de dimineață, R4, cu valori de producție de 400 MW.

Tabel 3.3

DET	Pd. netă [MW]
1	33
2	369
3	163
4	47
5	208
Total SEN	820

3.3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schemă N

Analiza regimurilor de funcționare în schema N are ca scop:

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

În continuare sunt prezentate rezultatele analizelor după cum urmează:

- circulațiile de putere;
- valorile tensiunilor;
- consumurile proprii tehnologice din RET și RED;
- Verificarea criteriului de siguranță N-1 în regimurile de funcționare stabilite.

A. Circulații de putere

Regimul R3, ca regim de bază, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1, balanță 3, palier de consum VSI, sold de export 600 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE de la cca. 2906 MW la cca. 2825 MW, fără producție în CEF. Modul de stabilire a producției maxim admisibile a CEE este prezentat la capitolul D, Regim R3.

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

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din		către	P[MW]
L 220 kV	URECHEȘTI	-	TÂRGU JIU NORD	272
L 220 kV	TÂRGU JIU NORD	-	PAROȘENI	270
L 220 kV	PORȚILE DE FIER	-	REȘIȚA circ.1	251
L 220 kV	PORȚILE DE FIER	-	REȘIȚA circ.2	250
L 220 kV	PAROȘENI	-	BARU MARE	219
L 220 kV	BARU MARE	-	PEȘTIȘ	207
L 220 kV	REȘIȚA	-	TIMIȘOARA circ.1	185
L 220 kV	REȘIȚA	-	TIMIȘOARA circ.2	185
L 220 kV	STEJARU	-	GHEORGHENI	183
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	-	FUNDENI circ.2	167
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	-	FUNDENI circ.1	167
L 220 kV	DUMBRAVA	-	STEJARU	167
L 220 kV	GUTINAȘ	-	DUMBRAVA	160
L 220 kV	LACU SĂRAT	-	FILEȘTI	149
L 220 kV	FILEȘTI	-	BARBOȘI	141
L 220 kV	BRAZI	-	TELEAJEN	126
L 220 kV	BARBOȘI	-	FOCȘANI VEST	117
L 220 kV	ALBA IULIA	-	MINTIA	110
L 220 kV	CLUJ FLOREȘTI	-	ALBA IULIA	106
L 220 kV	FOCȘANI VEST	-	GUTINAȘ	102
L 220 kV	IERNUT	-	UNGHENI	101
L 220 kV	TIMIȘOARA	-	SĂCĂLAZ	100
L 220 kV	GHEORGHENI	-	FÂNTÂNELE	99

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	869
L 400 kV	SMÂRDAN	-	GUTINAȘ	769
L 400 kV	SIBIU SUD	-	IERNUT	656
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	PELICANU	652
L 400 kV	GURA IALOMIȚEI	-	BUCUREȘTI SUD	638
L 400 kV	ISACCEA	-	SMÂRDAN circ.1	548

L 400 kV	PELICANU	-	BUCUREȘTI SUD	567
L 400 kV	BRAȘOV	-	SIBIU SUD	507
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	-	SIBIU SUD	506
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	GURA IALOMIȚEI circ.2	467
L 400 kV	TARIVERDE	-	TULCEA VEST	463
L 400 kV	BRAZI VEST	-	DÂRSTE	461
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	GURA IALOMIȚEI circ.1	451
L 400 kV	IERNUT	-	GĂDĂLIN	441
L 400 kV	BUCUREȘTI SUD	-	DOMNEȘTI	422
L 400 kV	LACU SĂRAT	-	SMÂRDAN	349
L 400 kV	DÂRSTE	-	BRAȘOV	342
L 400 kV	ARAD	-	NĂDAB	336
L 400 kV	MINTIA	-	ARAD	335
L 400 kV	STUPINA	-	VARNA	335
L 400 kV	RAHMAN	-	DOBRUDJA	302
L 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	291
L 400 kV	GUTINAȘ	-	BACĂU SUD	279
L 400 kV	GĂDĂLIN	-	ROȘIORI	279
L 400 kV	KOZLODUI	-	ȚÂNȚĂRENI, circ.1	279
L 400 kV	ISACCEA	-	LACU SĂRAT	266
L 400 kV	BACĂU SUD	-	ROMAN NORD	251
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	-	BRADU	238
L 400 kV	GUTINAȘ	-	BRAȘOV	230
L 400 kV	CONSTANȚA NORD	-	CERNAVODĂ	192
L 400 kV	NĂDAB	-	ORADEA SUD	175
L 400 kV	URECHEȘTI	-	ȚÂNȚĂRENI	168
L 400 kV	NĂDAB	-	BEKESCSABA	160
L 400 kV	GĂDĂLIN	-	CLUJ EST	160
L 400 kV	ROȘIORI	-	MUKACEVO	159
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	SLATINA	155
L 400 kV	ROMAN NORD	-	SUCEAVA	153
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	-	SLATINA	145
L 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	CERNAVODA	127
L 400 kV	TARIVERDE	-	CONSTANȚA NORD	121

Se

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

În cazul primelor 13 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 450 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

În cazul primelor 15 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**).

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 2021-2022. Palierul de consum este 5200 MW, în condițiile unui sold de export de 500 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1950 MW.

Regimul R2 este folosit pentru:

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

Regimul R2 este caracterizat prin depășiri ale nivelului admisibil de tensiune în nodurile RET și RED atât în schemă completă cât și la verificarea criteriului N-1, în comparație cu regimul R3.

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

- modificarea tensiunii la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare la transformatoarele din sistem;
- s-au considerat conectate toate bobinele de compensare disponibile din SEN prezentate în anexă 3.9;
- CHE Lotru *confidențial*, CHE Vidraru *confidențial*;
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator.
- a fost necesară deconectarea unor linii descarcate, anume:
 - o LEA 220 kV Alba Iulia – Gâlceag și LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag *confidențial*;
 - o LEA 220 kV Cluj Florești – Marișelu *confidențial*

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 de seară corespunzător lunilor decembrie 2021-februarie 2022. Palierul de consum este de 9800 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEE și CEF este de 0 MW. Palierul corespunde unui consum corespunzător unor temperaturi foarte scăzute.

Regimul R5 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 și anume conectarea ambelor bobine din Isaccea. De asemenea a fost necesară comutarea ploturilor unităților de transformare, deoarece în lipsa producției din CEE, nivelul tensiunilor a fost relativ ridicat.

Regimul de varf R6

Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător lunilor decembrie 2021-februarie 2022. Palierul de consum este de 9400 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 de conectare a unor bobine de compensare în plus față de setul din regimul de bază R3 și anume ambele bobine din Isaccea. 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 (R3) în urma unor analize de verificare a criteriului de siguranță ($N - 1$), cu scăderea iterativă a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel încât regimurile obținute să nu aibă tensiuni mai mici decât 380 kV, 198 kV și 99 kV în RET și RED.
- Pentru stațiile de 400 și 220 kV care se află în interiorul secțiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfața lor, criteriul 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 pentru regimurile de funcționare

La funcționare în schemă completă de calcul pentru sezonul de iarnă 2021-2022, declanșarea unui element de rețea poate conduce la regimuri cu tensiuni și curenți în afară 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 2021-2022;

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 N-1, ținând cont că desemnarea unității de transformare în funcțiune este făcută de UTT-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 1:

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat;

DET 2:

AT1,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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;

DET 4:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Mintia, AT2 (vechi) - 200 MVA, 220/110 kV Iaz (cu AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Iaz retras definitiv din exploatare și înlocuit cu AT2 nou)

DET 5:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Gheorghieni, AT1 - 200 MVA 220/110 kV Ungheni retras din exploatare (Rth).

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

Tabel 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
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat	1	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat în funcțiune
AT1, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele	2	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței	2	Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu și AT – 200 MVA, 220/110 kV Mostiștea în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT2 – 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 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, AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud în funcțiune

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare 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 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 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
AT2 (vechi) – 200 MVA, 220/110 kV Iaz	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița și AT2 nou – 200 MVA, 220/110 kV Iaz 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
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni retras din exploatare	5	AT2 -200 MVA, 220/110 kV Ungheni și LEA 220 kV Iernut – Fântânele provizorat în funcțiune

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

- AT – 200 MVA, 220/110 kV Munteni este retras din exploatare pentru RTh Munteni, iar AT1 – 200 MVA, și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI sunt în funcțiune;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT – 200 MVA, 220/110 kV Teleajen și AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpul sunt în funcțiune;
- Trafo 2 (nou) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan este considerat retras din exploatare;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud este retras din exploatare;
- AT1, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu și AT3, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est sunt în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat sunt retrase din exploatare pentru RTh;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord sunt disponibile. RTh continuă pe parcursul perioadei analizate;
- Trafo 1, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Alba Iulia sunt considerate în funcțiune;
- AT – 200 MVA 220/110 kV Târgu Jiu Nord este considerat în rezervă;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni este retras din exploatare pentru înlocuire.

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;

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

- 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.

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

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

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

Debuclarea 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.

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

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

În toate regimurile, conform cerințelor DET Craiova, se conectează LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, 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-urile din zonă.

În toate regimurile, schema în stația 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 *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, această 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 deconectată în stația Hoghiz;

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 – derivație IMA deconectate;
9. LEA 110 kV Miercurea Sibiului – Petrești deconectată;
10. CT 110 kV Vașcău deconectată;
11. LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș deconectată.

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 8400 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 2906 MW.

Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2905$ 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 Bradu 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 *confidențial*.

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 2905 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 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.

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* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălănești.

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.

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 topologice, se constată următoarele încărcări peste limita admisibilă:

- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud și a LEA 110 kV IFA – Domnești la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;

- AT3 și AT4 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea LEA 400 kV Domnești – București Sud;
- LEA 110 kV IFA – Domnești și T1 250 MVA Domnești la declanșarea T2 250 MVA Domnești;
- LEA 110 kV IFA – Domnești și T2 250 MVA Domnești la declanșarea T1 250 MVA Domnești;
- LEA 110 kV IFA – Domnești la declanșarea AT1 (2) 200 MVA București Sud;
- LEA 110 kV IFA – Domnești la declanșarea AT3 400 MVA Brazi Vest;
- axa 110 kV Vlad Țepeș – Dragoș Vodă – Slobozia Sud la declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței sau a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1) se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni, LEA 110 kV Oltenița Nord – Hotarele, CT 110 kV Turnu Măgurele, LEA 110 kV Icoana – Hârlești;
- se recomandă: să se treacă consumul stației 110 kV Mașini Grele de pe bara B pe barele A și C și consumul stațiilor Mihai Bravu și Solex pe zona Fundeni;
- conform recomandărilor RAF, având în vedere circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări (cca. 760 MW), se completează setul de măsuri cu conectarea CT 110 kV Liești (se menționează că LEA 110 kV Liești – Maxineni este conectată ca măsură de regim la retragerile determinate de RTh Smârdan).

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului siguranță (N – 1) pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C.

D3 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	120% S _n	- se limitează producția CEE din S6 de la 2565 MW la cca. 1500 MW Total reducere postavarie: 1065 MW. Această limitare a producției CEE din S6 determină descărcarea AT4(AT3) 400/220 kV București Sud aflat în funcțiune la cca. 110% S _n . Pentru descărcarea la 100% S _n sunt necesare și următoarele măsuri de regim: - se aduce în rezervă CT 400 kV București Sud; - se mută consumul stației 110 kV Afumați pe zona Ploiești – Buzău; - se mută consumul stațiilor 110 kV Otopeni, Transilvania, Timpuri Noi pe zona Vest din București.
LEA 400 kV Domnești – București Sud	AT3 și 4 – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	104% S _n	- se limitează <i>confidențial</i> Total reducere postavarie: <i>confidențial</i>
T1 400/110 kV Domnești	T2 400/110 kV Domnești	108% S _n	- se conectează CLT 110 kV între bara 1 și bara 2A 110 kV Domnești
T2 400/110 kV Domnești	T1 400/110 kV Domnești	110% S _n	- se conectează CT 110 kV între bara 1 și bara 2B 110 kV Domnești

D4 În regimul R1 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
------	-----	------	---------

Deficit [MW]	confidențial
--------------	--------------

D5 În regimul R1 excedentele / deficiturile zonelor din Dobrogea, Moldova și 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 2021-2022. Palierul de consum este 5200 MW, în condițiile unui sold de export de 500 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 2065 MW.

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- nu a fost necesară *confidențial*;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem.

D3 În regimul R2 a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea unor linii descărcate, anume:

- LEA 220 kV Alba Iulia – Gâlceag și LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag (*confidențial*);
- LEA 220 kV Cluj Florești – Mărișelu (*confidențial*).

D4 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.

D5 La verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET în 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;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea LEA 400 kV Domnești – București Sud;
- LEA 220 kV Barboși – Filești la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan;
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței la declanșarea LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu și axa 110 kV Vlad Țepeș – Dragoș Vodă – Slobozia Sud la declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și axa 110 kV Vlad Țepeș – Dragoș Vodă – Slobozia Sud la declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu.

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1) se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
- conform recomandărilor RAF, având în vedere circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări (cca. 754 MW), se completează setul de măsuri cu conectarea CT 110 kV Liești (se menționează că LEA 110 kV Liești – Maxineni este conectată ca măsură de regim la retragerile determinate de RTh Smârdan).
- limitarea producției din CEE de la 2065 MW la 1950 MW;

Astfel se evită depășirile la declanșarea cea mai periculoasă:

- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (depășire pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței)

D6 În regimul R2 deficitul zonelor din București sunt:

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

D7 În regimul R2 excedentele / deficitul secțiunilor din zonele Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de vârf de seară pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei decembrie 2021-februarie 2022.

Palierul de consum este 9400 MW, în condițiile unui sold de export de 600 MW. Producția CEF este de 0 MW. Producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2905$ 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 2905 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 mm², cu excepția liniilor reconducturate 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.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1086								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harșova- Medgidia	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	295	311	481	146	585	590	250	248	2905

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*;

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a *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 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 CEE *confidențial* este de cca. *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 topologice, se constată următoarele principale încărcări peste limita admisibilă:

- LEA 220 kV Barboși – Filești la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan;
- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea LEA 400 kV Domnești – București Sud;
- axa 110 kV Vlad Țepeș – Dragoș Vodă – Slobozia Sud la declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței sau a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu (la limita admisibilă);

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1) se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
- conform recomandărilor RAF, având în vedere circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări (cca. 780 MW /1110 A), se completează setul de măsuri cu conectarea CT 110 kV Liești (se menționează că LEA 110 kV Liești – Maxineni este conectată ca măsură de regim la retragerile determinate de RTh Smârdan), depășirile mutându-se în rețeaua de 110 kV pe LEA 110 kV Liești – ICM Tecuci.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului siguranță (N – 1) în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C.

Reducerea producției de la cca. 2905 MW la cca. 2825 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (9400 MW) și sold (export 600 MW) considerată.

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

	Vara 2016	Iarna 2016-2017	Vara 2017	Iarna 2017-2018	Vara 2018	Iarna 2018-2019	Vara 2019	Iarna 2019-2020	Vara 2020	Iarna 2020-2021	Vara 2021	Iarna 2021-2022
$P_{\max \text{ adm CEE}}$ [MW]	2700	2835	2790	2840	2746	2853	2795	2840	2795	2845	2770	2825
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000	800	1000	800	1000	600
P_c [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000	9400	8100	9200	8000	9400

Se menționează că nu s-au desfășurat reconductorari noi față de precedentul studiu semestrial. Consumul combinatului Liberty Galati în sezonul analizat este *confidențial*.

Defalcarea puterii maxim admisibile a CEE pe zonele definite în studiu este *confidențial*:

D3 În regimul R3 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	113,8% S_n	-se verifică că este conectată LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu; -se conectează LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; -se conectează și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; -se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la

			cca. 109,8%Sn. <i>confidențial</i>
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan	AT – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat aflat în funcțiune	102,3% S _n	-se verifică că este conectată LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu; -se conectează LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; -nu se conectează și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la cca. 101%Sn.

D4 În regimul R3 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf dimineață de iarnă. Palierul de consum este 9300 MW, în condițiile unui sold de import de 600 MW. Producția în CEF este de 400 MW iar în CEE este de 1100 MW.

D2 Regimul R4 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: conectarea suplimentară față de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din stațiile Sibiu Sud 400 kV, două bobine în Isaccea 400 kV și două bobine în stația Cernavodă 400 kV. Setul de bobine în funcțiune la R4 este prezentat în *confidențial*. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

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

În regimul R4 sunt necesare măsuri postavarie.

Declanșare	Depășire	Valoare depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat	Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan	103%S _n	-se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu; -se conectează LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; -nu se conectează și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la cca. 101%Sn.

D4 În regimul R4 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf de seară corespunzător lunilor decembrie 2021-februarie 2022. Palierul de consum este de 9800 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEE și CEF este de 0 MW. Palierul corespunde unui consum corespunzător unor temperaturi foarte scăzute.

D2 Regimul R5 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 și anume ambele bobine din Isaccea. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în *confidențial*. De asemenea a fost necesară comutarea ploturilor unităților de transformare, deoarece în lipsa producției din CEE, nivelul tensiunilor a fost relativ ridicat.

D3 Verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RET în schema cu N elemente în funcțiune ar conduce la încărcarea peste limita admisibilă a LEA 110 kV Mizil – Valea Călugărească, în condițiile unei rețele debucate, ceea ce impune menținerea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu conectată chiar în condițiile producției CEE=0.

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 R5 se adoptă măsuri postavarie la declanșarea AT – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat aflat în funcțiune, pentru descărcarea T1 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan de la cca. 117%Sn la cca. 100%Sn. Se conectează postavarie AT – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat aflat în rezervă.

D5 În regimul R5 deficitele zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R5 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător lunilor decembrie 2021-februarie 2022. Palierul de consum este de 9400 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 de conectare a unor bobine de compensare în plus față de setul din regimul de bază R3 și anume ambele bobine din Isaccea. 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 Verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RET în schema cu N elemente în funcțiune ar conduce la încărcarea peste limita admisibilă a LEA 110 kV Mizil – Valea Călugărească, în condițiile unei rețele debuclate, ceea ce impune menținerea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu conectată chiar în condițiile producției $CEE=0$.

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 se adoptă măsuri postavarie la declanșarea AT – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat aflat în funcțiune, pentru descărcarea T1 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan de la cca. 118.5% S_n la cca. 100% S_n . Se conectează postavarie AT – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat aflat în rezervă.

D5 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri

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

În această situație linia 110 kV Pelicanu – CSC2 (consumatori liniștiți de pe platforma Donasid Călărași) poate funcționa pe:

- bara 1 110 kV Pelicanu, unde este în funcțiune și linia 110 kV Pelicanu – CSC1 (cuptoare), că 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 condiționărilor de regim propuse, acestea sunt citite astfel:

- **zona Fundeni:** pe AT1 și AT2 220/110 kV Fundeni;
- **zona Sud:** pe AT1 și AT2 200 MVA 220/110 kV București Sud, CLT 110 kV Progresu, LEA 110 kV Lehliu – Tamadau;
- **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 – derivație IMA, 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 – Gutinas, Smârdan – Gutinas, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, Gutinaș – Stejaru – derivație AT1 – 200 MVA 220/110 kV Dumbrava provizorat, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
- **zona S6:** pe LEA 400 kV Gutinas – Smârdan, LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja, LEA 400 kV Stupina – Varna, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni.

3.3.5. Analiza schemelor de funcționare pentru reducerea circulațiilor de putere pe LEA 220 kV din axul Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad

Analiza se realizează pe baza regimului de bază R3, regim cu export RO de 600 MW, import HU de 2000 MW, import RS de 60 MW, export UA de 80 MW.

confidențial

3.4. Managementul congestiilor

confidențial

3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

În cadrul studiului s-au calculat capacitățile nete de schimb sezoniere pentru iarna 2021-2022. Calculele s-au realizat pe regimul R4, care are următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată, comuna tuturor regimurilor;
- soldul armonizat pentru RO pentru modelul sezonier de vară 2021, rezultat în urma alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E): import 600 MW;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață de iarnă în zi lucrătoare de 9300 MW (conform balanței aferente modelului furnizat pentru realizarea modelului sezonier de iarnă 2021-2022);

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

- HU: sold import 2000 MW;
- RS: sold import 35 MW;
- BG: sold export 430 MW;
- UA: sold export 80 MW;

S-a realizat o ipoteză de BCE (Base Case Exchange) sezonier, unde sunt considerate schimburi de import pentru toate granițele RO:

- RO < HU: -100 MW;
- RO < RS: -100 MW;
- RO < BG: -300 MW;
- RO < UA: -100 MW.

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

- modul de calcul este similar; se verifică criteriul N-1 și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând scenarii de schimb;
- deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate granițele, se consideră TRM egal cu 400 MW pe interfață RO, câte 100 MW pe fiecare graniță. Această ipoteză este aplicată și la calculele lunare, pe direcția import;
- Limita admisibilă pentru LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap este de 1600 A. Valoarea este dată de curentul din primarul TC din stația Porțile de Fier I. TC permite o încărcare de până la 120%TC;
- 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.

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 creștere simultană pe toate granițele RO, atât la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții;
- 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%

Cele mai restrictive contingente și elemente critice sunt indicate în tabelul de mai jos:

	Contingenta	Element critic
Export RO	1) LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.1	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.2
	2) LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea	LEA 400 kV Lacu Sărat – Gura Ialomiței
Import RO	3) LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori
	4) AT1 – 400 MVA, 400/220 kV Iernut	AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori

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

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R4	R4	R4	R4	R4
Contingente critice export	2	1	1	2	1
Contingente critice import	3), 4)	3), 4)	3), 4)	3), 4)	3), 4)
Export RO	3500	3400	3400	3500	3400
Import RO	3600	3500	3500	3600	3500
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	800	800	800	800
RS->RO	800	800	800	800	800
RO->BG	1300	1300	1300	1300	1300
BG->RO	1300	1300	1300	1300	1300
RO->UA	400	300	300	400	300
UA->RO	500	400	400	500	400

Concluzii:

- Diferențele între rezultatele pentru diversele scenarii de calcul nu sunt semnificative;
- Dacă în sezonul de vară elementul critic, atât la export cât și la import, era LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, aceasta nu se mai încarcă peste limita admisibilă în sezonul de iarnă, datorită creșterii acestei limite;

➤ Scenarii de export:

- Contingența critică cea mai relevantă este declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1 (circ. 2), iar elementul critic este LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2 (circ. 1) pentru scenariile restrictive (scenariile 2, 3 și 5);
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că: valoarea capacității de export este mai mare atunci când cota schimburilor comerciale către RS + BG este mare, simultan cu o cotă mai mică către HU;
- Aceste concluzii trebuie corelate și cu ipoteza din modelul inițial de export, în care exportul preponderent este către BG;

➤ Scenarii de import:

- Contingența critică cea mai relevantă este declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin, iar elementul critic este AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mare atunci când cota schimburilor comerciale din HU este mai mică față de cea din RS;
- Această concluzie trebuie corelată și cu ipoteza din modelul inițial de import, în care importul preponderent este 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. 940 MW;

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare luna 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, luând în considerare:

- programele de retrageri din exploatare pentru luna respectivă;
- prognoza de producție și consum;
- schimburile comerciale prognozate;
- reglajul protecțiilor și al automatizărilor în funcțiune;
- valorile NTC anuale ferme;
- eliminarea efectului soldării;
- scenarii de schimb 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 recalculat și oferite suplimentar la licitațiile de pe piețele zilnice și intrazilnice.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna octombrie 2021 sunt prezentate în Anexa 3.11. Existența în aceeași luna 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 2020

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2020 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.

Conform Regulamentului (UE) 2019/943, Articolul 16(8), "Operatorii de transport și sistem nu limitează volumul capacității de interconectare [...] 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". Acest lucru este respectat în condițiile îndeplinirii unei **capacități minime**, care este de **"70% din capacitatea de transport"**, respectând limitele de siguranță în funcționare după scăderea contingentelor. [...] Procentul total de 30% poate fi utilizat pentru marjele de fiabilitate, fluxurile în buclă și fluxurile interne ale fiecărui element critic de rețea." Sunt acceptate măsuri tranzitorii precum planuri de acțiuni sau derogări pentru a ajunge gradual la această valoare.

Recomandarea ACER nr.1/2019 oferă o abordare coordonată cu privire la monitorizarea acestei margini disponibile pentru comerțul transfrontalier (denumită în continuare MACZT). Având în vedere că determinarea capacităților transfrontaliere se realizează la nivelul regiunilor de calcul de capacitate (CCR), este necesară evaluarea impactului granițelor din afara CCR 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 transfrontalier pe granițele din afara regiunii de calcul);
- MCCC – margine disponibilă pentru calculul de capacitate coordonat (parte din capacitatea unui element disponibilă pentru comerțul transfrontalier 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. El se calculează utilizând 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:

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

Pentru anul 2020, valorile MACZT diferă în funcție de ipotezele considerate. Astfel, în figura 3.6.1 MACZT este ilustrat ca valoarea minimă dintre import și export pentru fiecare interval de timp. În partea stângă valorile exclud țările non-UE, iar în dreapta le includ pe acestea.

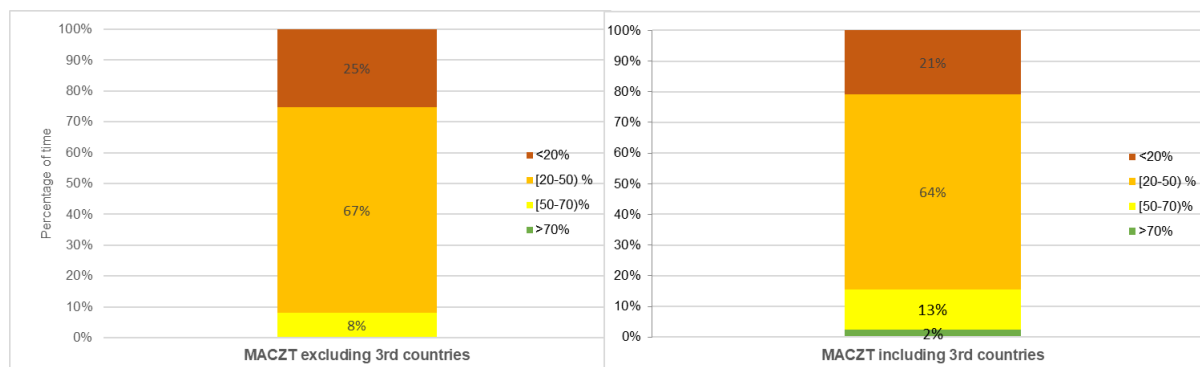


Fig. 3.6.1. Valorile MACZT în anul 2020 cu și fără considerarea țărilor non-UE

Figurile 3.6.2 și 3.6.3 prezintă valorile MACZT în anul 2020 defalcate pe fiecare direcție.

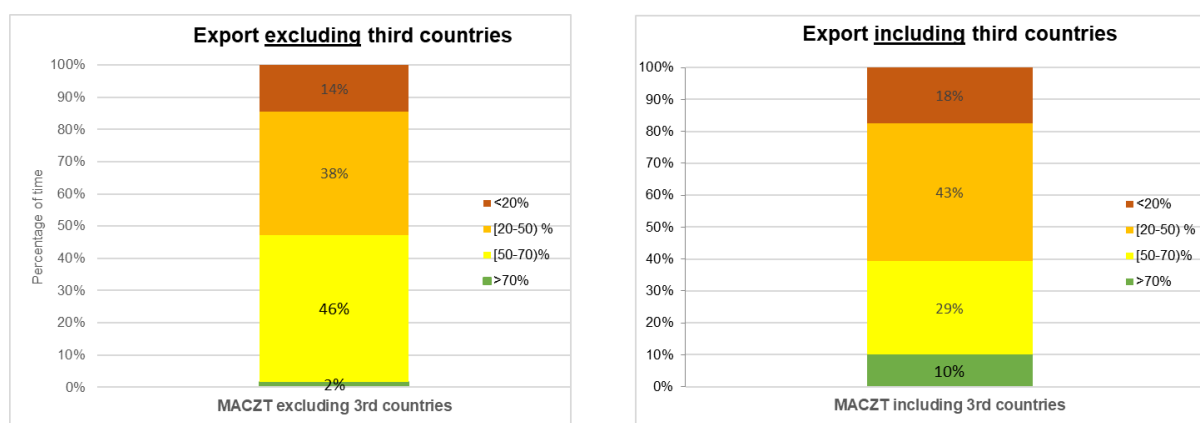


Fig. 3.6.2. Valorile MACZT în anul 2020 pentru export cu și fără considerarea țărilor non-UE

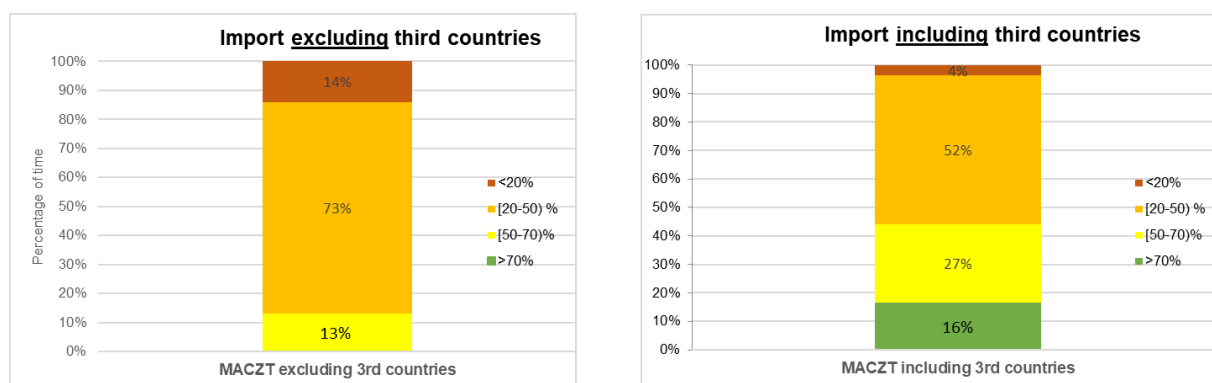


Fig. 3.6.3. Valorile MACZT în anul 2020 pentru import cu și fără considerarea țărilor non-UE

În figura 3.6.4 se reprezintă valorile MACZT considerând termenul MNCC în valoare absolută, iar în figurile 3.6.5 și 3.6.6 prezintă aceleași valori diferențiate pentru export și import.

Calculând valoarea medie a MACZT pentru direcția import, rezultă o valoare de 49%, iar pentru direcția export de 39%.

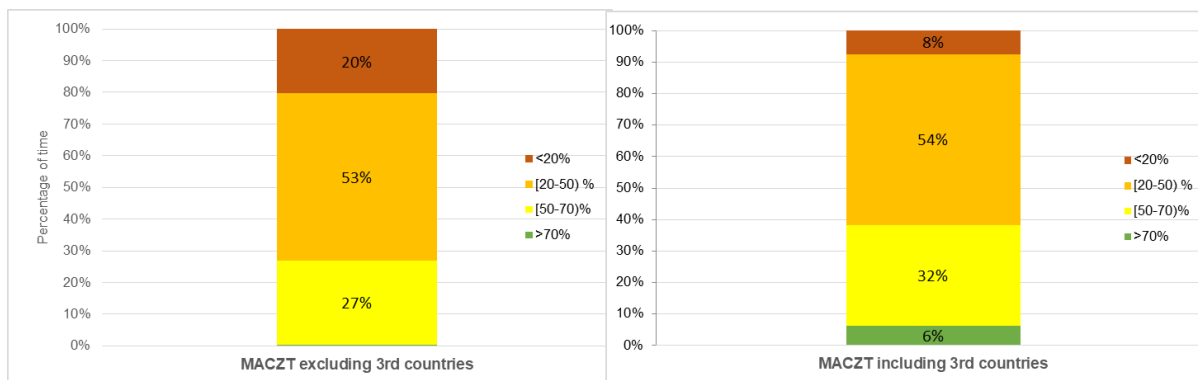


Fig. 3.6.4. Valorile MACZT în anul 2020 considerând MNCC în valoare absolută

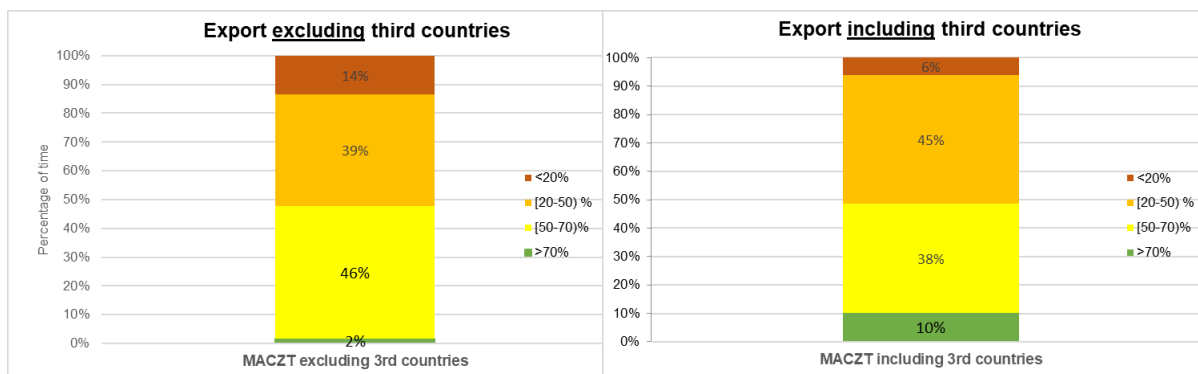


Fig. 3.6.5. Valorile MACZT în anul 2020 pentru export considerând MNCC în valoare absolută

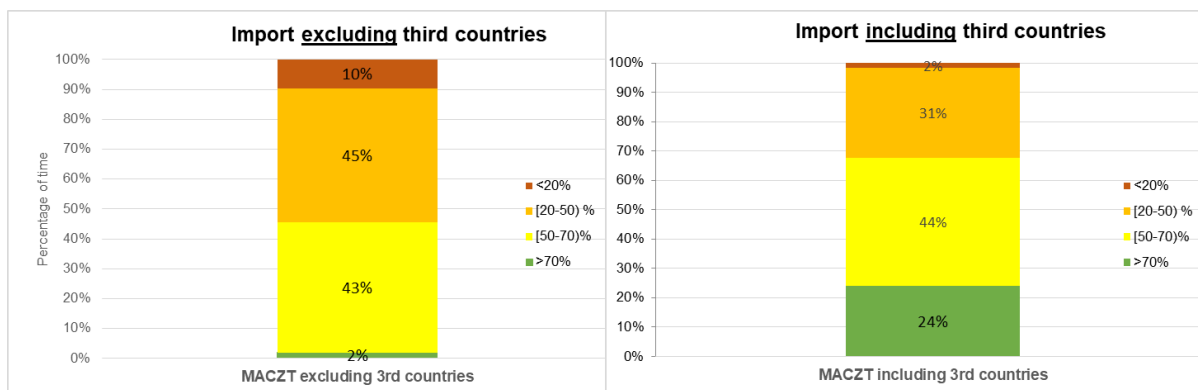


Fig. 3.6.6. Valorile MACZT în anul 2020 pentru import considerând MNCC în valoare absolută

În cazul în care în calculul MACZT se iau în considerare țările non-UE, marginea minimă disponibilă depășește pentru unele intervale de timp valoarea de 70%. Rezultatele obținute sunt următoarele:

- Pentru 21% din timp, MACZT are valori sub 20%;
- Pentru 64% din timp, MACZT are valori cuprinse între 20% și 50%;
- Pentru 13% din timp, MACZT are valori cuprinse între 50% și 70%;
- Pentru 2% din timp, MACZT are valori peste 70%.

În cazul în care nu se iau în considerare țările non-UE, marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier are valori între 0 și 50% pentru mai multe intervale de timp, astfel:

- Pentru 25% din timp, MACZT are valori sub 20%;
- Pentru 67% din timp, MACZT are valori cuprinse între 20% și 50%;
- Pentru 8% din timp, MACZT are valori cuprinse între 50% și 70%.

Valoarea medie a MACZT pentru anul 2020 a fost de aproximativ 31% din capacitatea de transport.

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 3.7.1):

- Zona de sud – vest a SEN (Secțiunea 1);
- Zona Târgu Mureș – Miercurea Ciuc (partea de est a Secțiunii 4);
- Zona Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea (partea de vest a Secțiunii 4);
- Zona de nord – est a SEN (Secțiunea 5);
- Zona de sud – est a SEN (Secțiunea 6);
- Zona București – Giurgiu – Alexandria (Secțiunea 7);
- Zona Pitești – Târgoviște – Ploiești (Secțiunea 8);
- Zona Sibiu – Brașov (Secțiunea 9);
- Zona Arad – Mintia (Secțiunea 10);
- Zona Banat (Secțiunea 11).

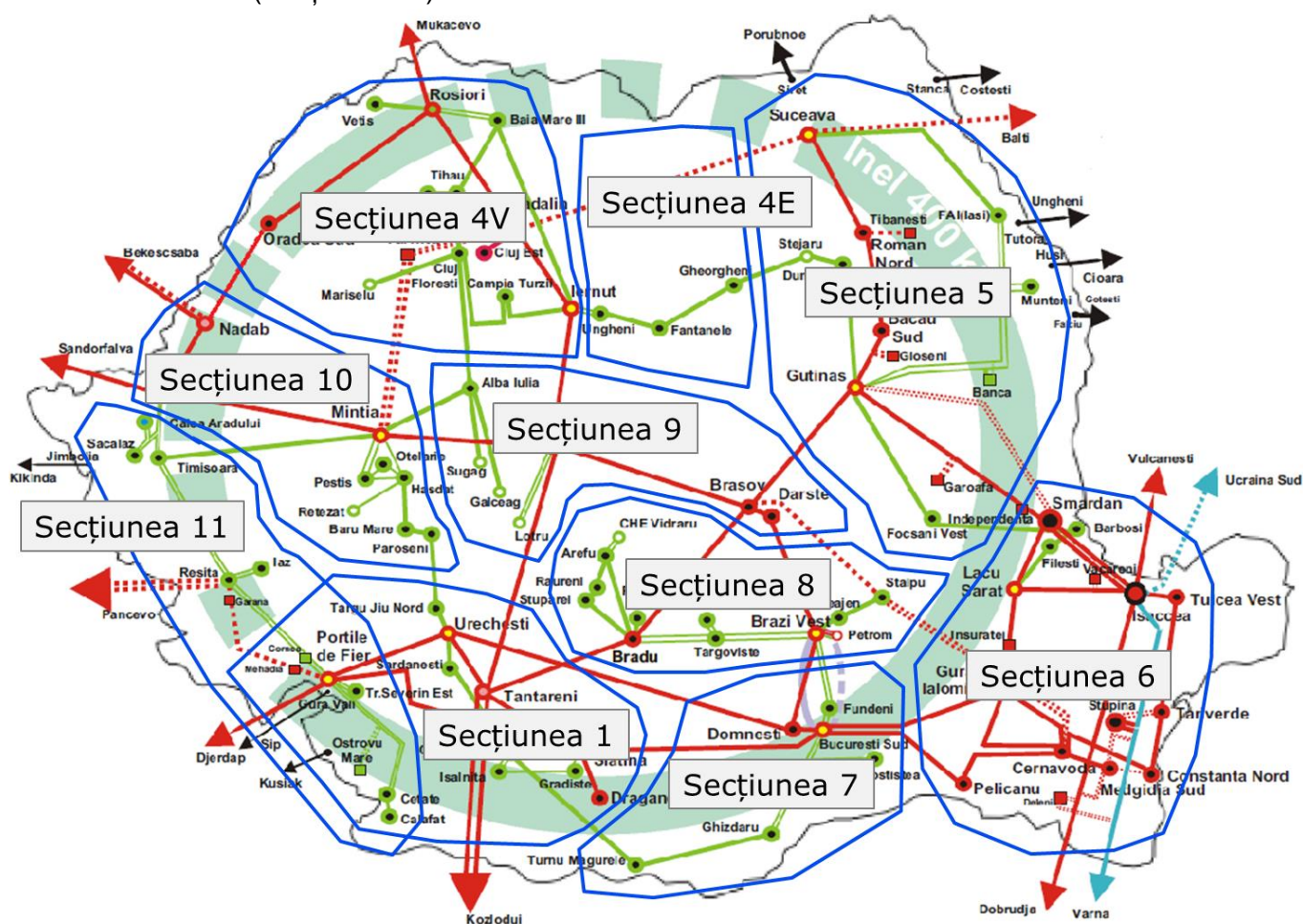


Fig. 3.7.1. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

Repartizarea județelor României pe zonele analizate este următoarea:

- Secțiunea 1: Olt, Dolj, Gorj, Mehedinți;
- Secțiunea 4E: Mureș, Harghita;
- Secțiunea 4V: Maramureș, Bistrița – Năsăud, Satu Mare, Bihor, Sălaj, Cluj.
- Secțiunea 5: Botoșani, Suceava, Iași, Neamț, Vaslui, Bacău, Vrancea;
- Secțiunea 6: Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Ialomița, Călărași (partea de est);
- Secțiunea 7: Teleorman, Călărași (partea de vest), Ilfov, București, Giurgiu;
- Secțiunea 8: Vâlcea, Argeș, Dâmbovița, Prahova, Buzău;

- Secțiunea 9: Alba, Sibiu, Brașov, Covasna;
- Secțiunea 10: Arad, Hunedoara;
- Secțiunea 11: Timiș, Caraș - Severin, Mehedinți.

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 continuare pentru fiecare zonă analizată sunt prezentate vblanțul putere activă generată – putere activă consumată – pierderi – sold, combinația element critic de rețea – contingență la verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) și capacitatea de racordare disponibilă.

confidențial

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, reconducătorarea 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 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 și Ucraina de Vest.

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

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

În secțiunile 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 necesare 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 baza cu luarea în considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

S-a considerat balanța de producție cu U1 și U2 CNE Cernavodă în funcțiune în regimurile R2, R3 și R6.

4.1 Secțiunea S1

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă. Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1160 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declanșarea unui circuit LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3880$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1170 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 $P_{8\%}=3850$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2300 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 $P_{8\%}=3620$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2300 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 $P_{8\%}=3400$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1720 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 $P_{8\%}=4540$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2280 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3740$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2280 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 $P_{8\%}=3760$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2360 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

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanța R6 fără producție în CEE și CEF. Inițial secțiunea S2 are un deficit de 1970 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declanșarea LEA 400kV Sibiu Sud – Brașov, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3110$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2420 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 400kV Țânțăreni – Bradu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3030$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2390MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3870$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2390 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.

- La declanșarea LEA 400kV Slatina – București Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3200$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2420 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 400kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3180$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2580 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 220kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3310$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2210 MW, valoare peste care se depășește curentul pe LEA 110 kV IFA – Domnești.

4.3. Secțiunea S3

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R6 fără producție în CEE și CEF. Inițial secțiunea S3 are un deficit de 361 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=610$ 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 $P_{8\%}=700$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 670 MW (610 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 $P_{8\%}=970$ 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 $P_{8\%}=900$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 760 MW (740 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 $P_{8\%}=1500$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 650 MW (630 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 VS cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 962 MW.

Nota 1: Pentru toate cazurile N se conectează: LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș; CT110 kV Vașcău.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1440$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1160 MW valoare peste care se depășește curentul pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1530$ MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1460 MW
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1570$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1070 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 960 MW , valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1680$ MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1530 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 $P_{8\%}=1610$ MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.

Nota 2: Pentru toate cazurile N-1 condiționările de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.4.1 .

- La retragerea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1340$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1070 MW (690 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Fântânele – Corunca.
- 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 1110 MW (780 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1540$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1080 MW (620 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Fântânele – Corunca.
- La retragerea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1520$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1080 MW (590 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Fântânele – Hoghiz.
- La retragerea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud și declanșarea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1490$ MW, iar puterea admisibilă

în secțiune este de 1330 MW (1180 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R6 palierul VS fără producție în CEE și CEF.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 980 MW.

Notă: Pentru toate cazurile N se conectează: LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș; CT110 kV Vașcău. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1560$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380 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 $P_{8\%}=1600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1400 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1700$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1270 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1300 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1800$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1480 MW, valoare peste care se supraîncarcă 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 $P_{8\%}=1710$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1180 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 470 MW.

Notă: Pentru toate cazurile N se conectează: LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș; CT110 kV Vașcău. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1290$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 730 MW, valoare peste care se supraîncarcă LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1420$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1060 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 $P_{8\%}=1450$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 970 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1550$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 790 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1110 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1560$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1110 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.

4.5. Secțiunea S5

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 509 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 920$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 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 86 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 $P_{8\%} = 950$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 510 MW, valoare peste care se depășește curentul pe axa 110 kV Liești – ICM – Tecuci (pentru o temperatură a mediului ambiant de 15°C).
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 870$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 700 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 790 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 $P_{8\%} = 1070$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 920 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Braşov – Gutinaş şi declanşarea LEA 400kV Smârdan - Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=550$ MW iar puterea admisibilă în secţiune este de 490 MW (520 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaş – Mărăşeşti.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş şi declanşarea L400kV Braşov - Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=630$ MW iar puterea admisibilă în secţiune este de 490 MW (490 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaş – Mărăşeşti.

4.5.2. Secţiunea S5 în ipoteza de balanţă R6 palierul VS fără producţie în CEE şi CEF.

Deficitul iniţial al secţiunii este de cca. 676 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- 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 910 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 $P_{8\%} = 880$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 870 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 $P_{8\%} = 970$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 930 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 $P_{8\%} = 880$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 760 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 $P_{8\%} = 910$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 880 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 $P_{8\%} = 1050$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 980 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul iniţial al secţiunii este de 220 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- 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 380 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Tudor Vladimirescu – Liești.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 920$ 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 $P_{8\%} = 930$ 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 Brașov – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 1000$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 860 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 $P_{8\%} = 1090$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 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 VS cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2847 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}=4820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2840 MW (2690 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT3 – 400 MVA, 400/220 Lacu Sărat.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3150 MW, (2980 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 $P_{8\%}=4740$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3410 MW, (3230 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

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

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1120 MW (1060 MW – rețeaua vizibilă), LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4370$ MW, iar puterea admisibilă

în secțiune este de 1700 MW (1490 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT3 – 400 MVA, 400/220 Lacu Sărat.

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

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2370 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2750 MW (2690 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3810$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2520 MW, (2480 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3770$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2450 MW, (2420 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2910 MW (2690 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4020$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3580 MW, (3320 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=4030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3020 MW, (2840 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4130$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3630 MW (3030 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODĂ

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

Pentru sezonul de iarnă 2021 – 2022 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 2021:

DET 1

Statia 220/110 kV Dumbrava:

- LEA 220 kV Gutinaș în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Stejaru în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;
- CT 220 kV în funcțiune;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV are cordoanele dezlegate la borne la ambele niveluri de tensiune;
- LEA 110 kV Dumbrava – Săvinești 3 derivație Izvoare provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Roman Laminor – Stejaru provizorat în funcțiune.

Statia 220/110 kV Munteni:

- Statia 220 kV Munteni retrasă din exploatare în vederea retehnologizării;
- AT 220/110 kV Munteni retras din exploatare;
- LEA 220 kV Gutinaș – FAI provizorat realizat prin șuntarea LEA 220 kV Gutinaș – Munteni și LEA 220 kV Munteni – FAI;
- LEA 110 kV Huși – Negrești provizorat realizat prin șuntarea LEA 110 kV Munteni – Huși circ. 1 și LEA 110 kV Munteni – Negrești;
- LEA 110 kV Reditu – Vaslui provizorat realizat prin șuntarea LEA 110 kV Munteni – Vaslui circ. 2 și LEA 110 kV Munteni – Reditu circ. 1.

Statia 220/110 kV FAI:

- AT1 220/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- AT2 220/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;
- LEA 220 kV Suceva în funcțiune la Bara 1 – 220 kV.

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 N. 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Tătăranu – derivație CEIL 1 provizorat în funcțiune.

Statia 400/110 kV Bacău Sud:

- Schemă finală după retehnologizarea stației 110 kV;
- Bara 1 – 110 kV: Trafo 250 MVA, 400/110 kV, LEA 110 kV UHE Bacău circ. 1, LEA 110 kV Lileci, LEA 110 kV CET Bacău circ. 1, Șişcani derivație CHE Răcăciuni;
- Bara 2 – 110 kV: LEA 110 kV Fărăoani derivație N. Bălcescu, LEA 110 kV UHE Bacău circ. 2, LEA 110 kV Gherăiești, LEA 110 kV CET Bacău circ. 2;
- CT 110 kV în funcțiune.

Statia 400/110 kV Roman Nord:

- Schemă finală după retehnologizarea stației 110 kV;
- Bara 1 – 110 kV: LEA 110 kV Roman Laminor circ. 1, LEA 110 kV Hălăucești;
- Bara 2 – 110 kV: Trafo 250 MVA, 400/110 kV, LEA 110 kV Roman Laminor circ. 2, LEA 110 kV Războieni;
- CT 110 kV în funcțiune.

Statia 400/110 kV Smârdan:

- Trafo 2 nou 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune în regim de provizorat;

Statia 110 kV CET Bacău:

- Se funcționează pe sistemul de bare 2A 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.

LEA 110 kV Făurei – Bordei Verde derivație lanca provizorat în funcțiune în stațiile Făurei, Bordei Verde și stația lanca pe celula Făurei.

DET2

Stația 400/110 kV Tariverde:

- T1 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV;
- T2 400/110 kV în funcțiune la Bara 2A – 400 kV și bara 2 – 110 kV;
- T3 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV.

DET 3

Stația 220/110 kV Craiova Nord:

- LEA 220 kV Ișalnița – Sărdănești provizorat în funcțiune;
- LEA 220 kV Slatina în funcțiune pe celulă mobilă;
- LEA 110 kV DIF – ZIEC provizorat realizat;
- LEA 110 kV Șimnic circ. 2 în funcțiune la Bara 1 – 110 kV pe celulă mobilă.

Stația 220/110 kV Isalnița:

- AT2 220/110 kV în funcțiune;
- AT1 220/110 kV în rezervă caldă;
- LEA 220 kV Grădiște în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- Celula 220 kV TG8 din CTE Ișalnița în SLP având cordoanele dezlegate.

Stația 220/110kV Grădiște:

- AT1 220/110 kV în funcțiune;
- AT2 220/110 kV cu separatorul de bară 2 – 220 kV deschis și în rezervă caldă pe 110 kV.

Stația 220/110kV Râureni:

- Stația 220 kV s-a pus în funcțiune;
- Bara 1 – 220 kV: LEA 220 kV Stupărei;
- Bara 2 – 220 kV: LEA 220 kV Râureni, AT 220 MVA, 220/110 kV;
- CT 220 kV în funcțiune
- LEA 110 kV Stupărei în funcțiune pe celulă proprie la Bara 1B – 110 kV;
- LEA 110 kV Vâlcea Sud în funcțiune pe celulă proprie la Bara 1B – 110 kV;
- LEA 110 kV CHE Râureni în funcțiune pe celulă proprie la Bara 1B – 110 kV;

Stația 400 kV Bradu

- Bara 1 – 400 kV: LEA 400 kV Țânțăreni, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV, BC 400 kV pe celulă mobilă;
- Bara 2 – 400 kV: LEA 400 kV Brașov, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV.

DET 4

Stația 220/110 kV Hășdat:

- LEA 220 kV Mintia – Retezat derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune;
- LEA 220 kV Baru Mare – Petiș provizorat în funcțiune.

Stația 220/110 kV Iaz:

- Puneri în funcțiune: Bara 1 – 220 kV, Bara 2 – 220 kV, Celula LEA 220 kV Reșița circ. 1, Celula LEA 220 kV Reșița circ. 2, Celula CT 220 kV, Celula 220 kV AT2 nou, AT2 nou 200 MVA, 220/110 kV;
- LEA 110 kV Iaz – CFR Caransebeș derivație Reșița provizorat în funcțiune

Stația 220 kV CHE Retezat

- TH1, TH2 și LEA 220 kV Mintia provizorat cu celula 220 kV Iaz în funcțiune pe B1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Mintia derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune pe celula Iaz la B1 – 220 kV;

- Celula 220 kV Mintia derivație Oțelărie Hunedoara în rezervă caldă la B1 – 220kV;
- B2 – 220 kV în rezervă.

DET 5

Statia 400/220 kV Roșiori:

- AT 400 MVA, 400/220 kV s-a redenumit devenind AT2 – 400 MVA, 400/220 kV;

Statia 400/220/110 kV Sibiu Sud:

- BC 400 kV s-a racordat la Bara 2 – 400 kV prin celulă mobilă;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV s-a pus în funcțiune;

Statia 400/110 kV Brașov:

- LE 110 kV Codlea în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;
- LE 110 kV Prejmer în funcțiune la Bara 1B – 110 kV;

Statia 220/110 kV Ungheni:

- Se menține ca schemă normală a sezonului de vară 2021 corespunzătoare etapei I din programul de retehnologizare al stației 220 kV;
- LEA 220 kV Iernut – Fântânele derivație Ungheni provizorat în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- AT1 220/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 220 kV.

Statia 110 kV Petrești:

- LEA 110 kV Miercurea Sibiului în rezervă caldă cu RABD în funcțiune.

Statia 110 kV Făgăraș:

- LEA 110 kV Hoghiz în rezervă caldă cu RABD în funcțiune.

LEA 110 kV Cugir – Orăștie derivație Șibot provizorat retras definitiv din exploatare.

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

DET 1:

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat;

DET 2:

AT1,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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;

DET 4:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Mintia, AT2 (vechi) - 200 MVA, 220/110 kV Iaz (cu AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Iaz retras definitiv din exploatare și înlocuit cu AT2 nou)

DET 5:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Gheorghieni, AT2 - 200 MVA 220/110 kV Ungheni retras din exploatare (Rth).

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 este compusa din Dobrogea 110kV si zona stației 400/110 kV Tariverde;
- zona 110kV Lacu Sărat, Smârdan;
- zona stațiilor 400/110kV Stupina si Rahman;
- zona stației 400/110kV Tariverde;
- zona Baltagesti, Gura Ialomiței;
- zona secțiunii S6:
 - zona Dobrogea;
 - zona 110kV Lacu Sărat-Smârdan;
 - zona Băltăgești-Gura Ialomiței;
 - zona Stupina-Rahman;
- zona Moldova (inclusiv zona Buzău);
- zona Banat.

a) 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 Băltăgești, 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 2021, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune CEED.

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

DET	P disp. netă CEF modelate [MW]
1	33
2	369
3	163
4	47
5	208
Total SEN	820

Setul de CEF modelate este același cu cel din sezonul precedent de vară 2021.

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.lalomitei (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 dispecerizare 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 a *confidențial*

Pentru respectarea criteriului N-1 în RET, se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
- conectarea CT 110 kV Liești (se menționează că LEA 110 kV Liești – Maxineni este conectată ca măsură de regim la retragerile determinate de RTh Smârdan);

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2825 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (9400 MW) și sold (export 600 MW) considerată.

Defalcarea puterii maxim admisibile a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea: *confidențial*

Regimurile de funcționare din timp real sunt caracterizate prin diverse producții în CEE. Setul de măsuri topologice și 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	VST	8400	2906 ➡ 2815	0	<i>confidențial</i>	1400	800
R2	GsT	5200	2906 ➡ 1950	0		1400	500
R3	VSI	9400	2906 ➡ 2825	0		1400	600
R4	VDI	9300	1100	400		1400	-600
R5	VSI _{max}	9800	0	0		1400	-2000
R6	VSI	9400	0	0		1400	-1500

R3 este regim de baza.

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 stabilită în urmă parcurgerii mai multor iteratii, pornind de la valoarea inițială propusă prin tema (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 liniile a căror retragere din exploatare necesită în afară de măsuri topologice și măsuri de limitare (reducere) preventivă a producției CEE.

confidențial

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

confidențial

6.5. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2020

6.5.1. Determinarea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2020 cu luarea în considerare a schimburilor cu țările non-UE conduce la următoarele rezultate:

- Pentru 21% din timp, MACZT are valori sub 20%;
- Pentru 64% din timp, MACZT are valori cuprinse între 20% și 50%;
- Pentru 13% din timp, MACZT are valori cuprinse între 50% și 70%;
- Pentru 3% din timp, MACZT are valori peste 70%.

6.5.2. Determinarea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2020 fără luarea în considerare a schimburilor cu țările non-UE conduce la următoarele rezultate:

- Pentru 25% din timp, MACZT are valori sub 20%;
- Pentru 67% din timp, MACZT are valori cuprinse între 20% și 50%;
- Pentru 8% din timp, MACZT are valori cuprinse între 50% și 70%.

6.5.3. Valoarea medie a MACZT pentru anul 2020 a fost de aproximativ 31% din capacitatea de transport.

6.6. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție

6.6.1. Capacitatea totală de racordare pentru noi unități de producție de energie electrică care poate fi preluată de RET fără întăriri este de 8900 MW;

6.6.2. 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).

6.6.3. 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.

6.6.4. 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.

6.7. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Pentru a crește puterea evacuată din zona Dobrogea și zonele adiacente produsă în CEE și implicit a puterii admisibile în secțiunea S6 este nevoie să se realizeze, o nouă LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.) și reorganizarea (radializarea) rețelei de 110 kV pentru o evacuare directă în rețeaua de 400 kV din zonă.

6.8. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

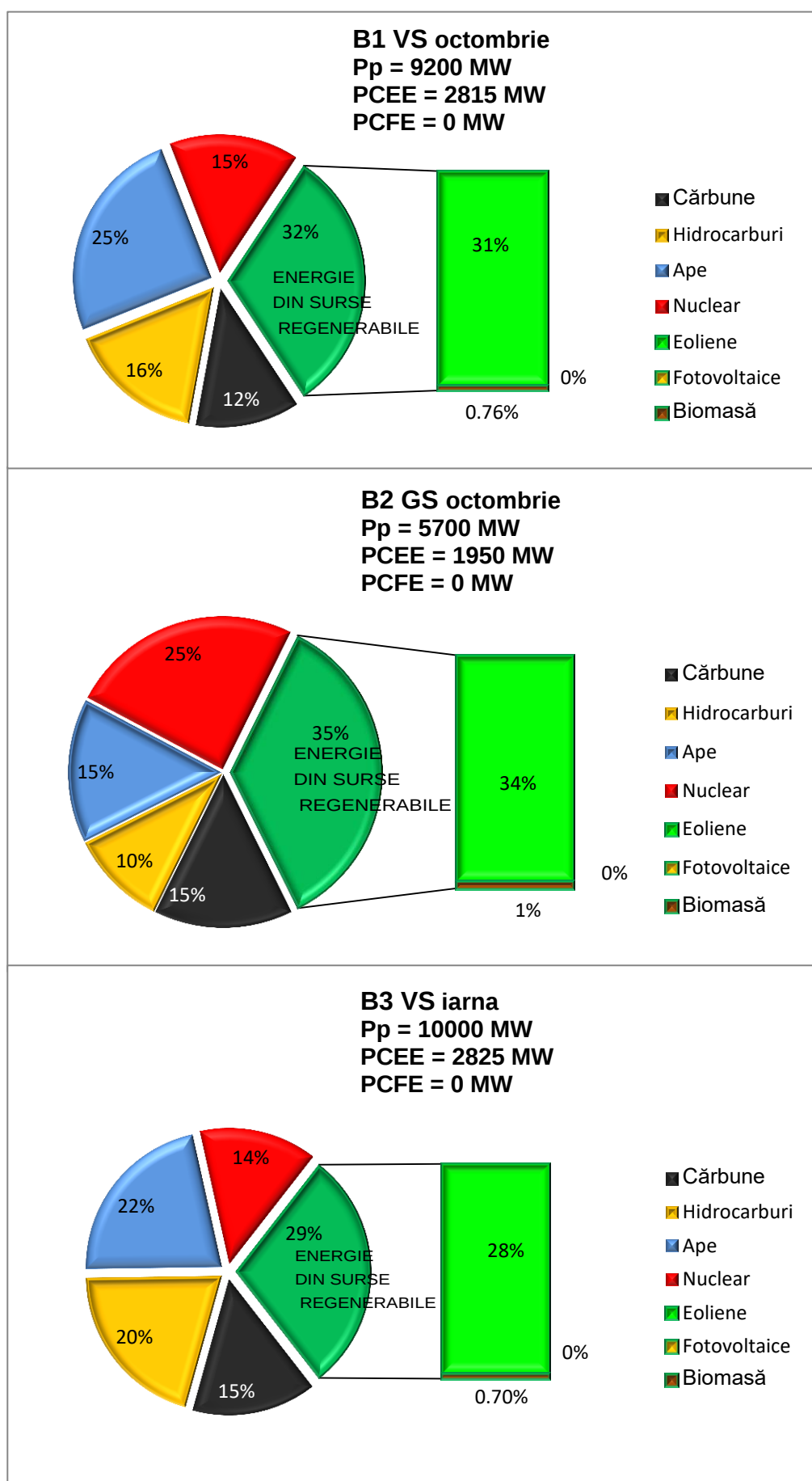
6.9. Concluzii generale

Este necesară urgentarea realizării unora*) dintre obiectivele investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2020 – 2029, în corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2020 – 2021”:

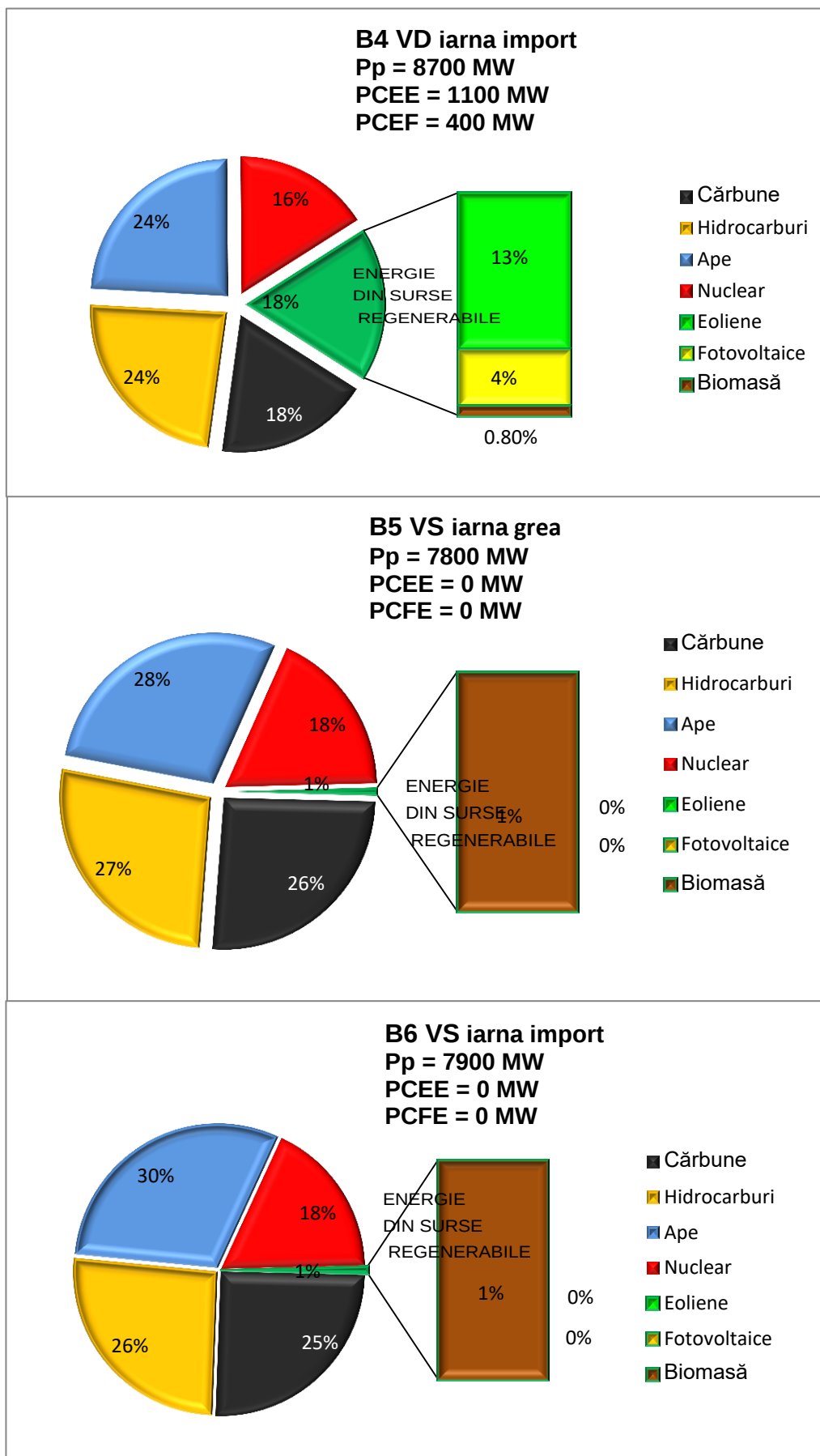
- Finalizarea rețehnologizării stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV de interconexiune cu BG din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp, cu 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 Iernut;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2021 – 2022” 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 2021 – 2022” se referă la planificarea operațională la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2021-2022 (valori procentuale)

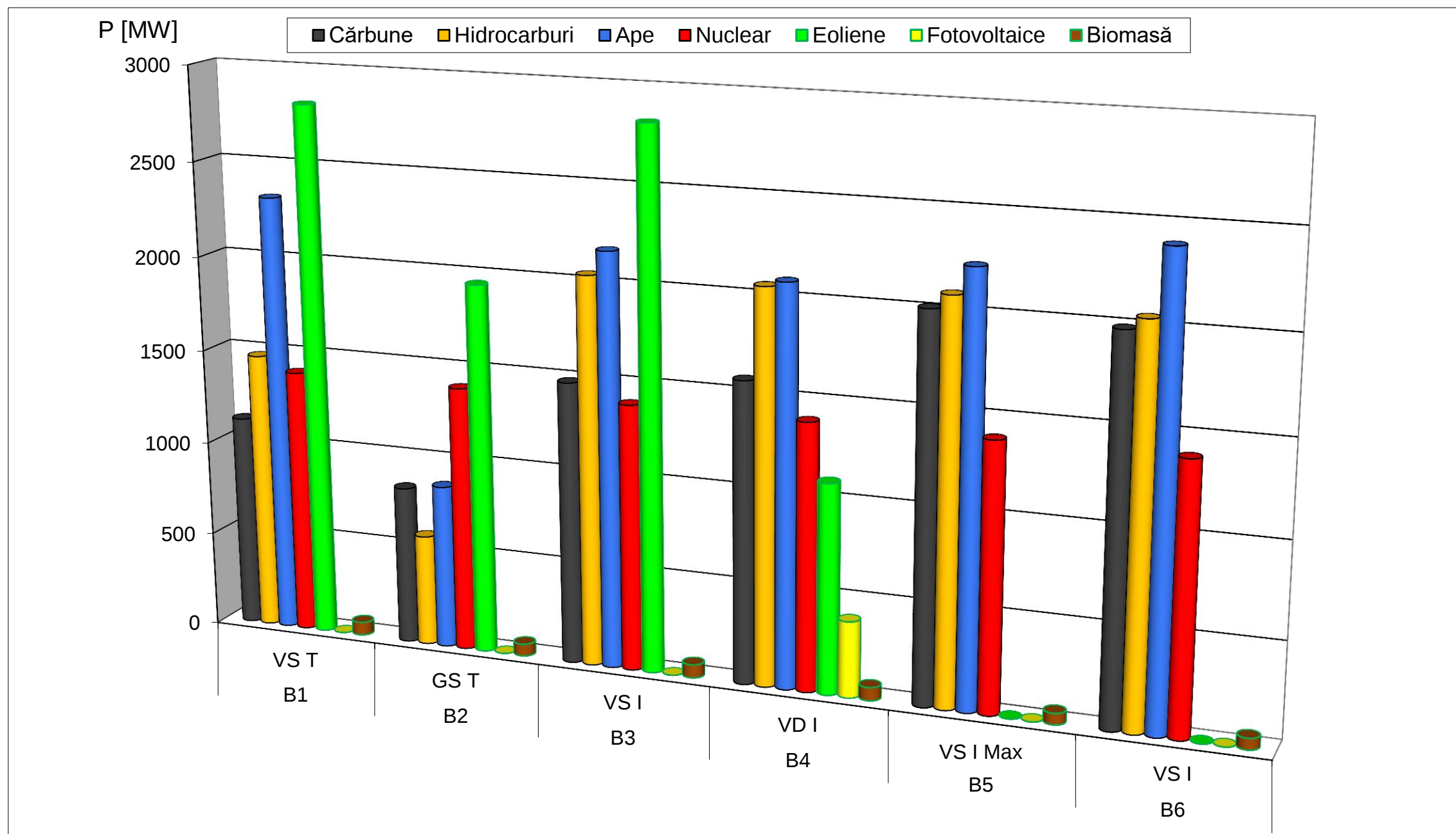


Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2021-2022 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru iarna 2021-2022
(valori absolute)

ANEXA 2.7.3.



Valorile NTC fiabile pe granițele României în **octombrie 2021** licitatii lunare

NTC	1.10	2-3.10	4-6.10	7-8.10	9-10.10	11-12.10	13-15.10	16-17.10	18-22.10	23-24.10	25-29.10	30-31.10
RO=>HU	800		500	800	500	800		600		800		
HU=>RO	800	1000	800	1000	800	1000		800		1000		
RO =>RS	400						500	400				
RS =>RO	400					700		600		700		
RO=>BG	1000							900		1000		
BG=>RO	1000							900		1000		
RO=>UA	0	100										
UA=>RO	0	350	400					200		350		
RO export	2200	2300	2000	2300	2000	2400		2200		2000		2300
RO import	2200	2750	2600	2800	2600	2900	3100	2700	2950	2750		3050

- TRM export/import în interfața RO **300 MW / 400 MW** sau **200 MW / 300 MW** în perioada de retragere a LEA 400 kV Roșiori - Mukacevo;