



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

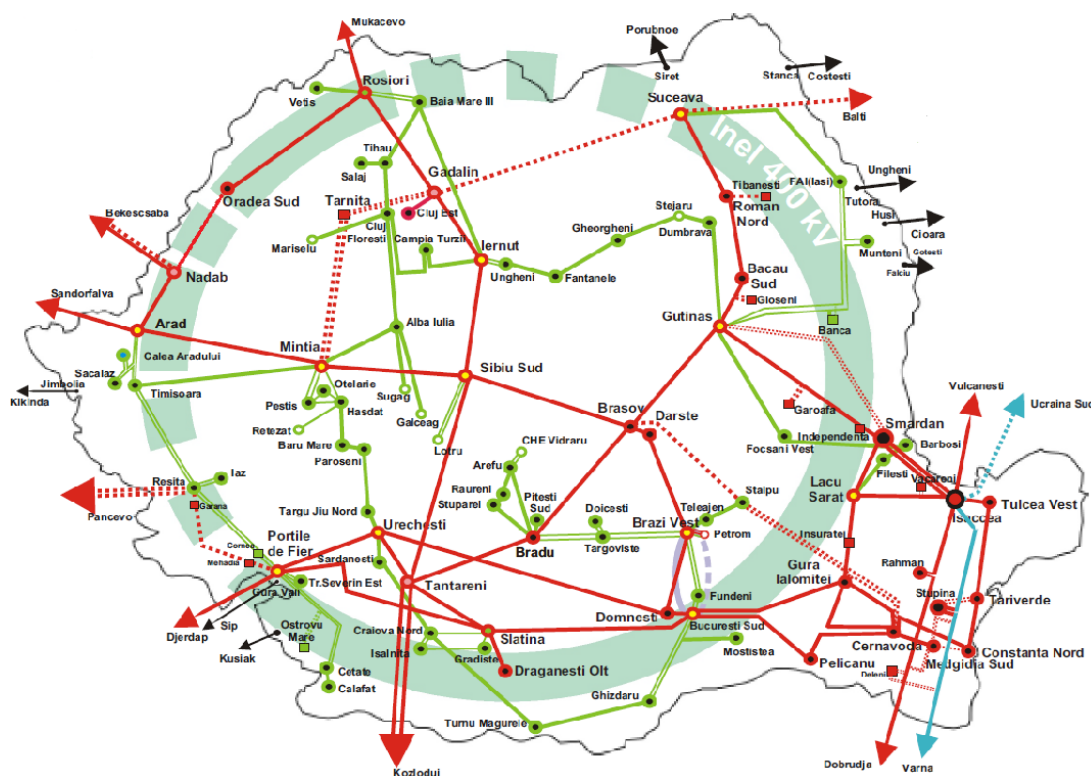
Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

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

www.transelectrica.ro

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 vara 2022



Martie 2022

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 vara 2021	5
2.2. Consumuri înregistrate în vara 2021.....	7
2.3. Valori de capacități nete de transfer	10
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara anului 2022.....	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2022	14
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN.....	17
3.1. Schema de calcul	17
3.2. Variante de regimuri analizate	21
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N.....	21
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	21
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	22
A. Circulații de putere	23
B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii	25
C. Consumul propriu tehnologic	26
D. Verificarea criteriului de siguranță N-1 pentru regimurile de funcționare.....	27
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	37
3.4. Managementul congestiilor.....	39
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC).....	40
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	40
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	42
3.6. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	43
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE.....	46
4.1. Secțiunea S1	48
4.2. Secțiunea S2.....	49
4.3. Secțiunea S3.....	50
4.4. Secțiunea S4.....	50
4.5. Secțiunea S5.....	53
4.6. Secțiunea S6.....	55
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII.....	58
5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă.....	58
5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii	58
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	59
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	59
6.3. Managementul congestiilor.....	66
6.4. Condiționări de regim	67
6.5. Concluzii privind stabilitatea statică	67
6.6. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	67
6.7. Concluzii generale	67

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 vară 2022 și propune pe baza calculelor schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în cadrul CTES cu avizul nr. 255/ 2021. La elaborarea studiului s-a ținut cont de următoarele aspecte:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2022 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2022;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

În cadrul studiului sunt luate în considerare investițiile din RET și RED 110 kV în curs de derulare și care urmează să fie puse în funcțiune în perioada analizată.

Calcululele sunt realizate ținând cont de nivelurile de consum, balanțele de producție și valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerată.

S-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de 9400 MW, care acoperă un consum intern de 8400 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 1000 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare 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.

În cadrul analizelor 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 regimuri de funcționare cu retrageri din exploatare, urmărind:

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

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

Capitolul de stabilitate tranzitorie include verificarea stabilității zonei Cernavodă în condiții de retrageri planificate și producție în CEE, respectiv verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii.

2. BALANȚE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2021

Înregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierale caracteristice de funcționare în vara 2021 s-a făcut în ziua de miercuri 21 iulie 2021 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și noaptea de 25 – 26 iulie (pentru golul de sărbătoare).

Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierale caracteristice în această zi au fost:

21 iulie 2021

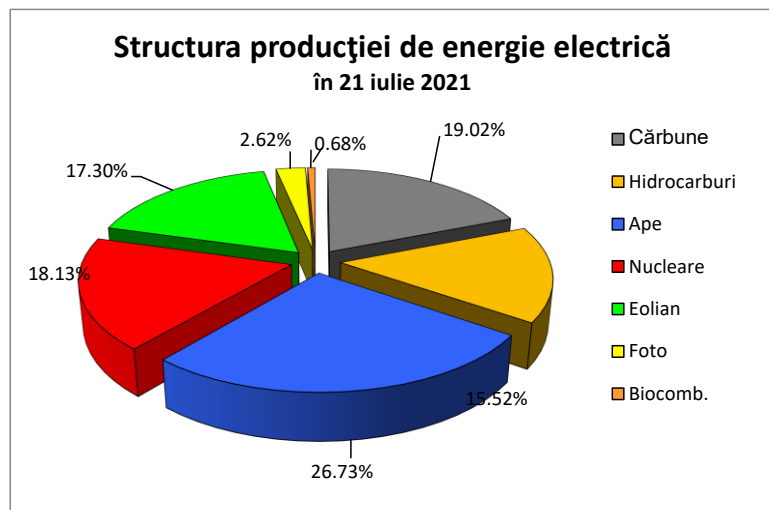
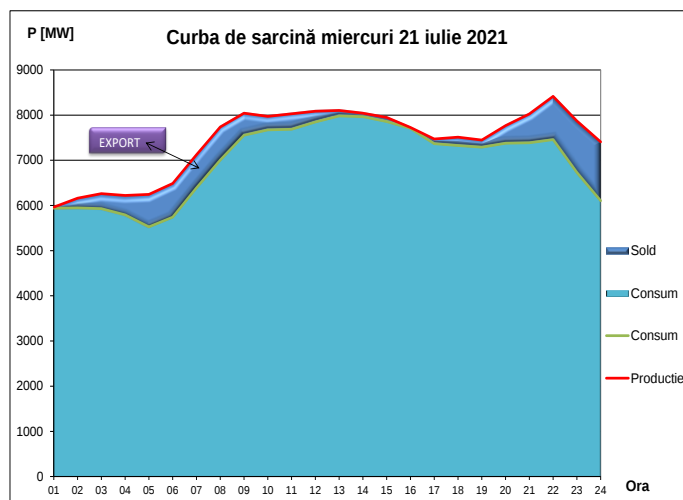
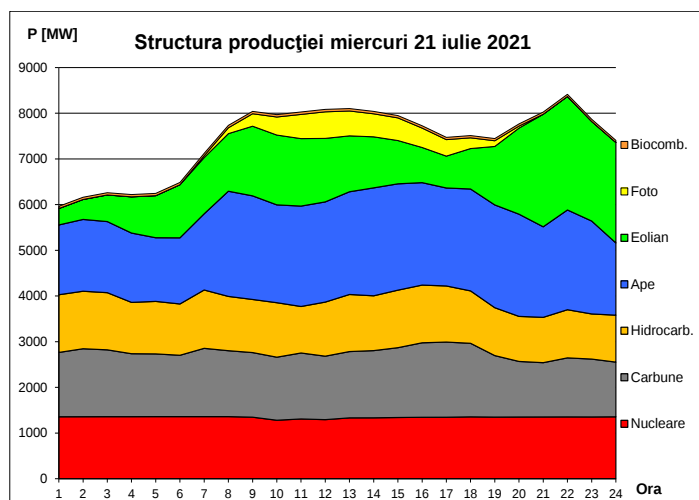
-vârful de dimineață: 7964 MW ora 14

-vârful de seară: 7457 MW ora 22

-golul de noapte: 5446 MW ora 04

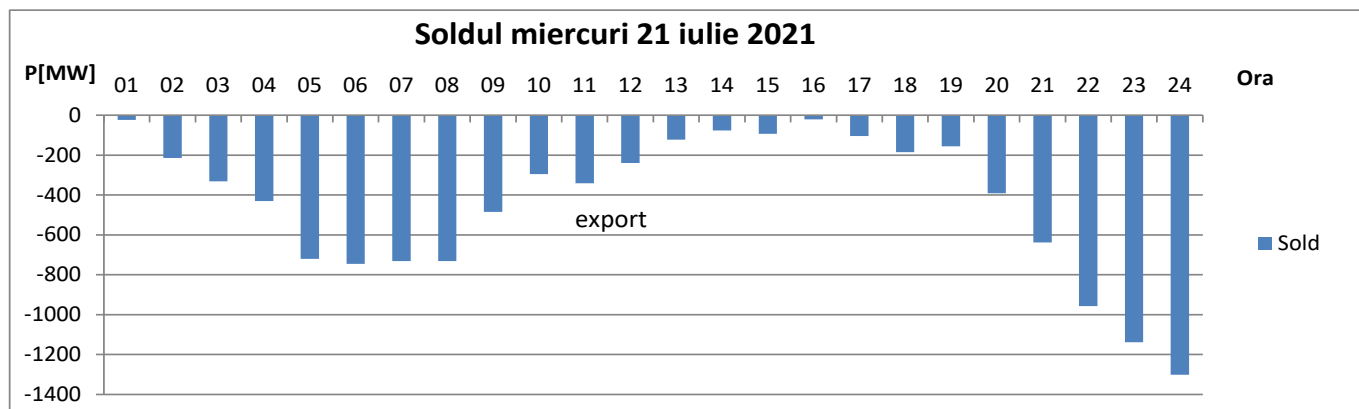
26 iulie 2021

-golul de sărbătoare: 5360 MW ora 04 .

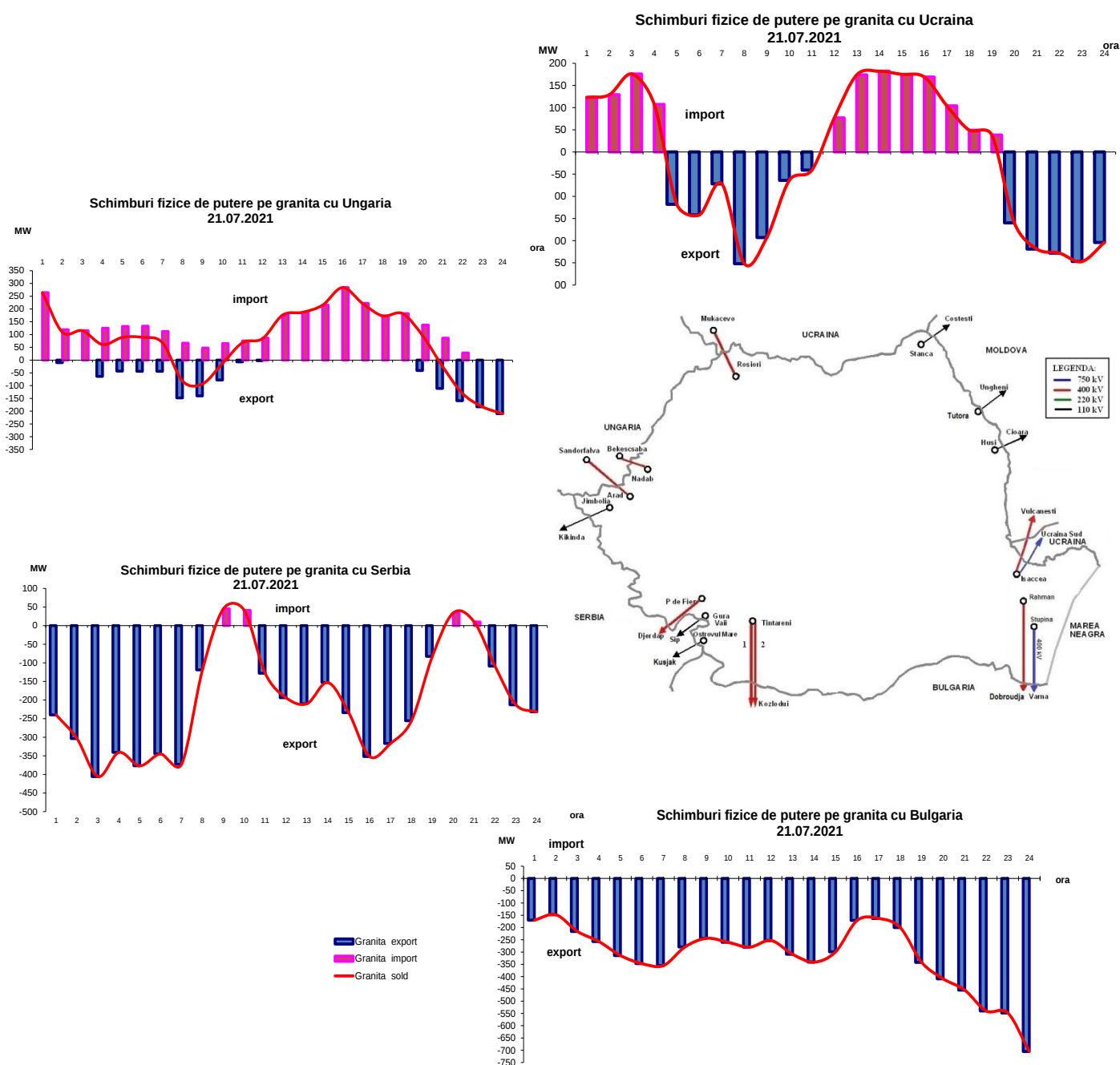


Structura producției [MWh/h,%]	Cărbune	1411	19.02%
	Hidrocarburi	1152	15.52%
	Ape	1983	26.73%
	Nucleare	1345	18.13%
	Eolian	1283	17.30%
	Foto	195	2.62%
	Biocomb.	50	0.68%
Total producție		7419	100%

În data de 21 iulie 2021, soldul SEN a fost de export determinat în principal de producția în centralele electrice eoliene care a reprezentat 17,3% din energia electrică produsă în această zi. Pe granița cu Republica Moldova nu au fost schimburi de puteri. Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat este rezultatul schimburilor comerciale și tehnice. Schimburile tehnice sunt rezultatul circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și al schimburilor pentru reglajul frecvenței.



Schimburi fizice pe granițe în ziua caracteristică de vară – 21 iulie 2021



2.2. Consumuri înregistrate în vara 2021

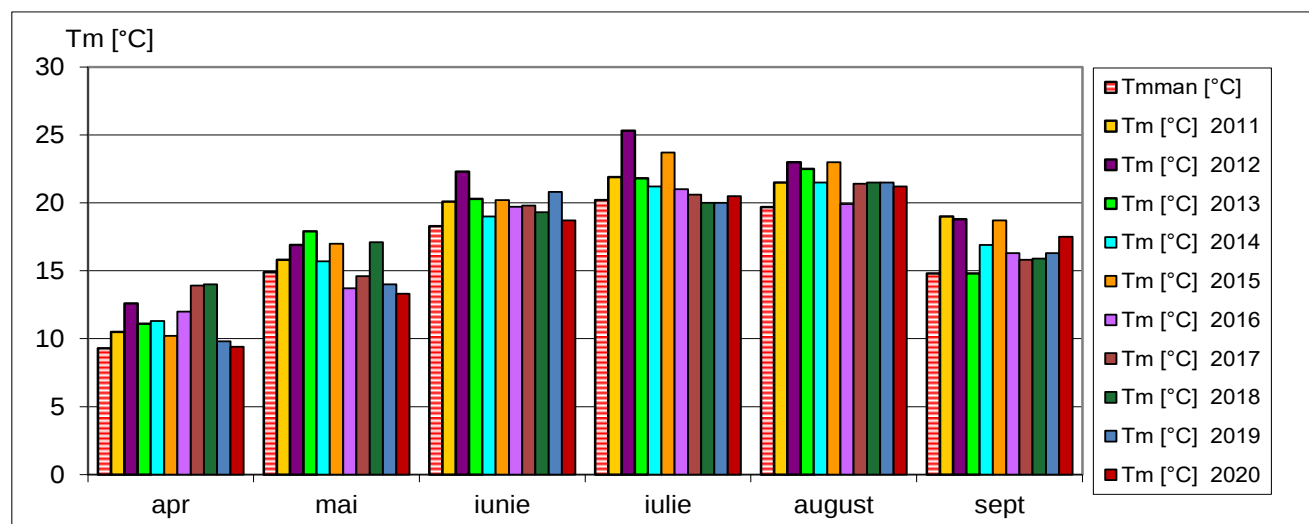
În general, consumul de energie electrică într-o anumită perioadă de timp este influențat de condițiile naturale (meteorologice: temperaturi și precipitații) și de activitatea oamenilor (contextul politic, financiar și comercial al perioadei). Anul 2021 nu a fost un an care să se încadreze în această paradigmă, ci a fost marcat de pandemia de COVID 19, care a provocat blocarea și declinul activităților economice la nivel planetar.

Din punct de vedere al condițiilor meteorologice, vara 2021 a fost o vară normală. Temperatura medie a lunii aprilie a fost apropiată de valoarea medie multianuală, dar mult mai rece decât în anii anteriori (2011-2018). Temperatura lunii mai a fost mai scăzută atât față de media multianuală, cât și față de anii preceenți. Cantitatea totală medie de precipitații la nivel național a fost minimă pentru luna aprilie și local mai mare decât cea normală în luna mai. Temperaturile în perioada iunie - septembrie au fost mai mari decât valorile multianuale. Luna iunie a fost o luna foarte ploioasă, cantitatea totală medie de precipitații la nivel național a fost de 131.4 l/mp. Precipitațiile au continuat și în luna iulie, dar au scăzut cantitativ. Temperatura maximă a perioadei s-a înregistrat în zilele de 30 și 31 iulie în sudul extrem al țării și a fost de 38°C. Indicele temperatură - umezeală a atins și depășit pragul critic frecvent pe durata lunii iulie.

Luna	T _{mma} n [°C]	T _m [°C] 2011	T _m [°C] 2012	T _m [°C] 2013	T _m [°C] 2014	T _m [°C] 2015	T _m [°C] 2016	T _m [°C] 2017	T _m [°C] 2018	T _m [°C] 2019	T _m [°C] 2020
apr	9.3	10.5	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9	14.0	9.8	9.4
mai	14.9	15.8	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6	17.1	14.0	13.3
iunie	18.3	20.1	22.3	20.3	19	20.2	19.7	19.8	19.3	20.8	18.7
iulie	20.2	21.9	25.3	21.8	21.2	23.7	21.0	20.6	20.0	20.0	20.5
august	19.7	21.5	23.0	22.5	21.5	23.0	19.9	21.4	21.5	21.5	21.2
sept	14.8	19	18.8	14.8	16.9	18.7	16.3	15.8	15.9	16.3	17.5

T_m- temperatura medie lunară

T_m- temp. medie lunară multianuală



Pe durata întregului an 2021 starea de alertă și relaxarea restricțiilor au alternat în funcție de rata de incidență a îmbolnăvirilor cu SARS-COV 2, în contextul necesității de menținere a condițiilor socio – economice necesare desfășurării activităților specifice economiei naționale, concomitent cu realizarea unui nivel de alertă adecvat.

Odată cu prelungirea stării de alertă, consumul de energie electrică din vara 2021 a fost afectat de măsurile luate pentru stoparea răspândirii virusului Covid 19 (*Hotărârea Guvernului nr. 293/2021 privind prelungirea stării de alertă pe teritoriul României începând cu data de 14 martie 2021, precum și stabilirea măsurilor care se aplică pe durata acesteia pentru prevenirea și combaterea efectelor*

pandemiei de COVID-19). Multe instituții și-au regândit activitatea și au continuat-o de la distanță, cum este și cazul unităților de învățământ. Evenimentele culturale, artistice și sportive s-au desfășurat cu un număr redus de spectatori. În condițiile de pandemie au apărut și s-au dezvoltat aplicații informatice care au făcut posibilă desfășurarea a tot mai multe activități de la distanță. Ca urmare, consumul de energie electrică a crescut începând cu luna iunie față de luna mai, dar a rămas mai scăzut decât în aceeași perioadă a anului 2019 (înainte de pandemie) excepție făcând numai lunile aprilie și iulie (datorită temperaturilor). O parte a consumului din activitatea de business s-a mutat în sectorul rezidențial (a crescut consumul casnic).

Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în vara 2021

[MW]

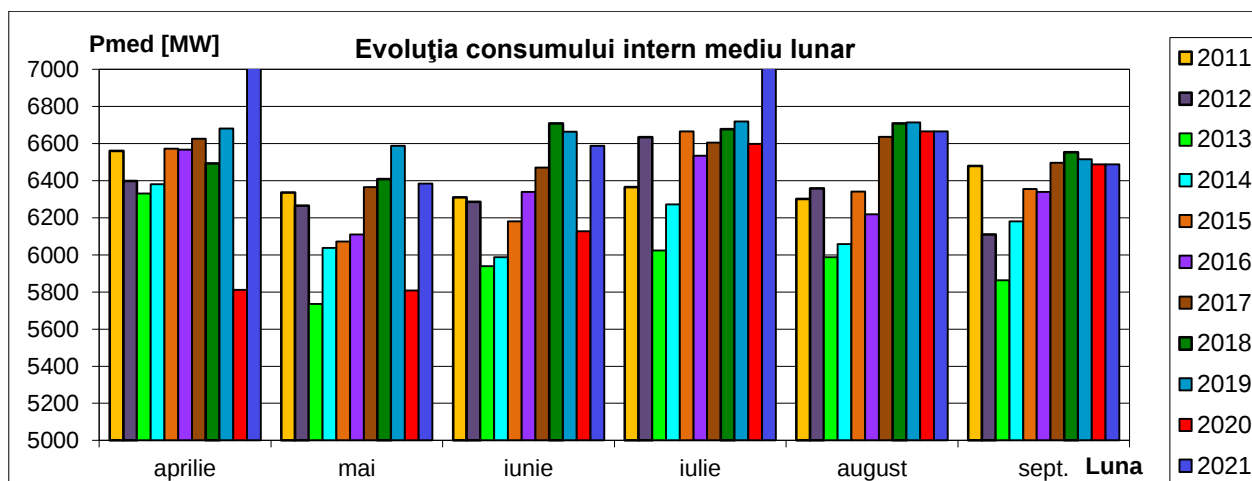
Realiz. 2021	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ ora		GS-med/ ora	
Aprilie	8896	10	8133	10	8319	21	7992	21	5445	5	5551	2
Mai	7791	11	7251	10	7629	18	7291	21	4314	7	4888	3
Iunie	8462	12	7519	13	8205	18	7309	21	4860	3	5037	2
Iulie	8739	14	7739	14	8254	18	7258	22	4894	5	5283	3
August	8411	13	7693	14	8029	20	7574	21	4685	3	5082	3
Septembrie	7612	10	6917	10	7982	20	7282	20	4836	4	4974	
Val.medie	8319		7542		8070		7451		4839		5136	

VD-Vârf de dimineață; VS-Vârf de seară; GS-Gol de noapte de sărbătoare.

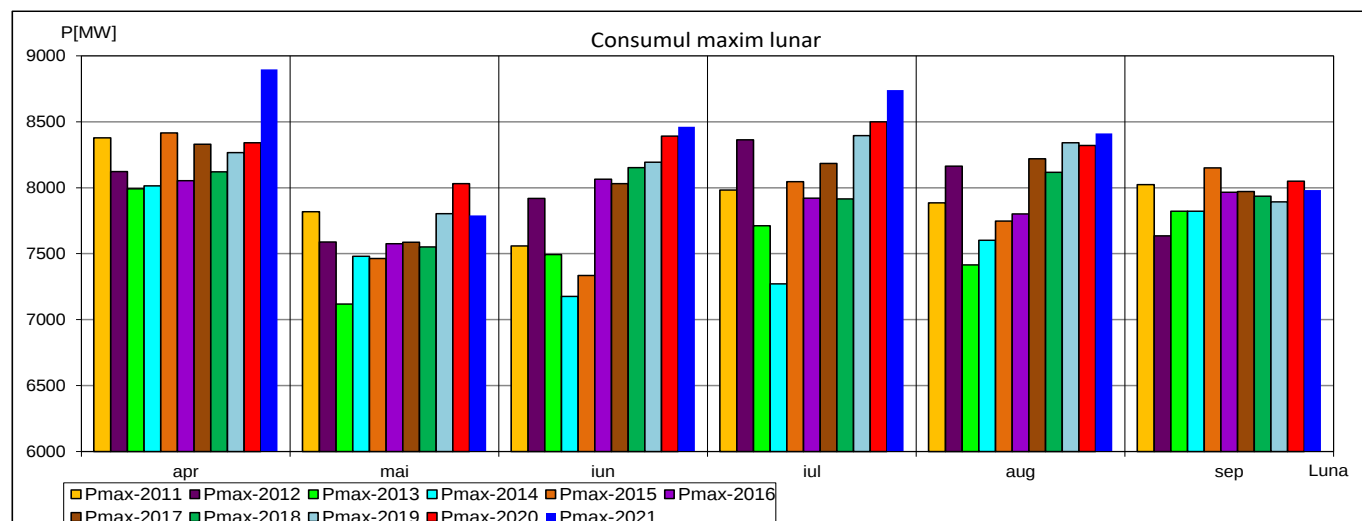
Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale sezoanelor de vară din perioada 2011 - 2021 este prezentată în graficul de mai jos:

Consum intern brut mediu lunar [MW]

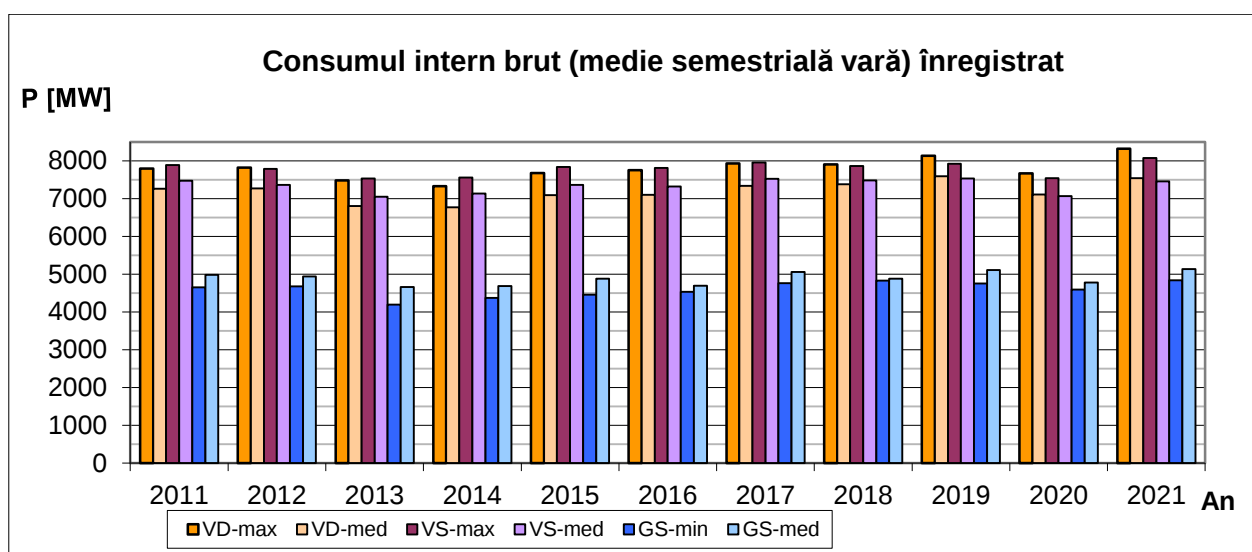
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
aprilie	6560	6398	6332	6381	6572	6567	6626	6493	6681	5813	6940
mai	6337	6265	5735	6038	6073	6110	6365	6409	6589	5808	6536
iunie	6311	6287	5940	5988	6181	6340	6471	6710	6664	6128	6464
iulie	6366	6635	6024	6273	6665	6535	6605	6679	6719	6598	6893
august	6301	6359	5987	6059	6341	6219	6637	6710	6715	6528	6560
sept.	6479	6110	5863	6181	6356	6340	6496	6554	6515	6532	6381



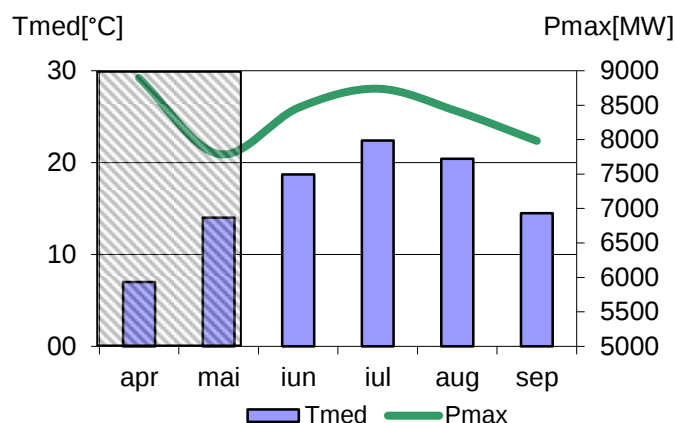
Valorile maxime ale consumului intern brut în aceste condiții au fost înregistrate în luna aprilie (datorită temperaturilor scăzute) și în luna iulie datorită valorilor ridicate ale temperaturilor și a indicelui temperatură – umezeală.



Profilul curbei de sarcină din vara 2021 se caracterizează prin reducerea consumului la vârful de seară în comparație cu consumul la vârful de dimineață (atât pentru valorile maxime cât și pentru cele medii) așa cum se poate observa în graficul următor.

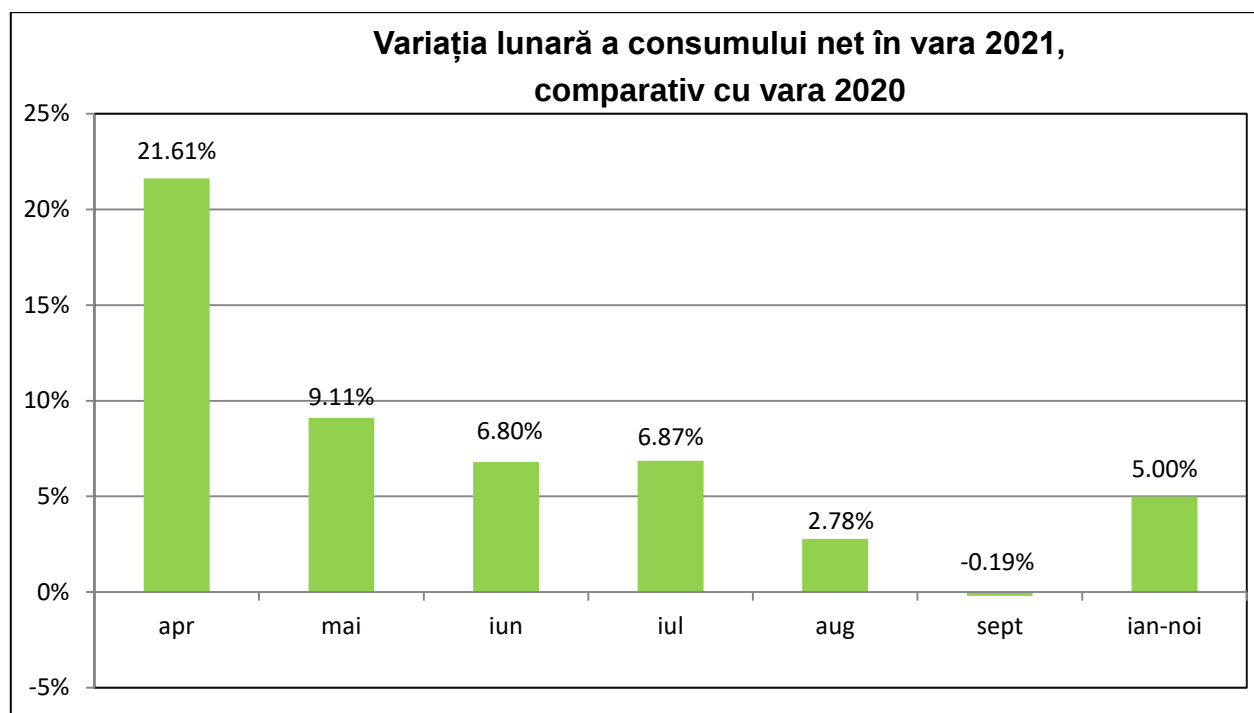


anul	VD-max	VD-med	VS-max	VS-med	GS-min	GS-med
2011	7794	7262	7884	7468	4649	4983
2012	7822	7268	7783	7361	4676	4937
2013	7484	6802	7533	7044	4194	4663
2014	7329	6769	7558	7131	4368	4687
2015	7672	7093	7835	7363	4458	4879
2016	7748	7095	7807	7318	4535	4695
2017	7926	7337	7953	7519	4765	5059
2018	7901	7380	7862	7480	4826	4884
2019	8135	7587	7919	7527	4749	5112
2020	7668	7104	7543	7062	4590	4782
2021	8319	7542	8070	7451	4839	5136



Temperaturile scăzute din lunile aprilie și mai au condus la creșterea consumului de energie electrică pentru încălzirea locuințelor având în vedere că multe activități s-au desfășurat la domiciliu în regim de on-line. Comparând aceste valori cu cele din anul anterior, când restricțiile sanitare impuse în perioada stării de urgență au avut ca efect reducerea consumului, se înregistrează un consum net în SEN crescut cu 21,6 % în luna aprilie și cu 9,11 % în luna mai față de anul 2020.

Consumul maxim din vara 2021 a fost înregistrat în ziua de 28 iulie în intervalul orar 13 - 14 și a fost de 8739 MW, iar consumul minim a fost înregistrat în a II-a zi de Paște luni 3 mai în intervalul orar 6 - 7 și a fost de 4314 MW. Luna septembrie a fost mai caldă decât media multianuală, ceea ce a permis continuarea concediilor, și neutilizarea instalațiilor de climatizare, reducându-se astfel consumul.



2.3. Valori de capacități nete de transfer

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 premizele de calcul.

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada aprilie 2021 - septembrie 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.); suplimentar față de studiile anterioare s-au reprezentat cele 2 curbe de la vârful de seară (ora 20 CET, ora 21 ora României);
- valorile soldului înregistrat pentru cele trei momente ale zilei menționate mai sus: soldul de noapte, soldul de zi și la vârful de seară (fig. 2.3.2.).

Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

Pe baza soldului de la orele indicate mai sus se constată că România a fost o țară predominant exportatoare în perioada 10 aprilie – 10 iulie 2021, când valoarea precipitațiilor a fost ridicată.

În anul 2021, utilizarea benzilor de NTC s-a realizat la un nivel mediu, atât pentru export cât și pentru import.

Fig. 2.3.1. Valori NTC ferme agreate și programe de schimb pentru vara 2021

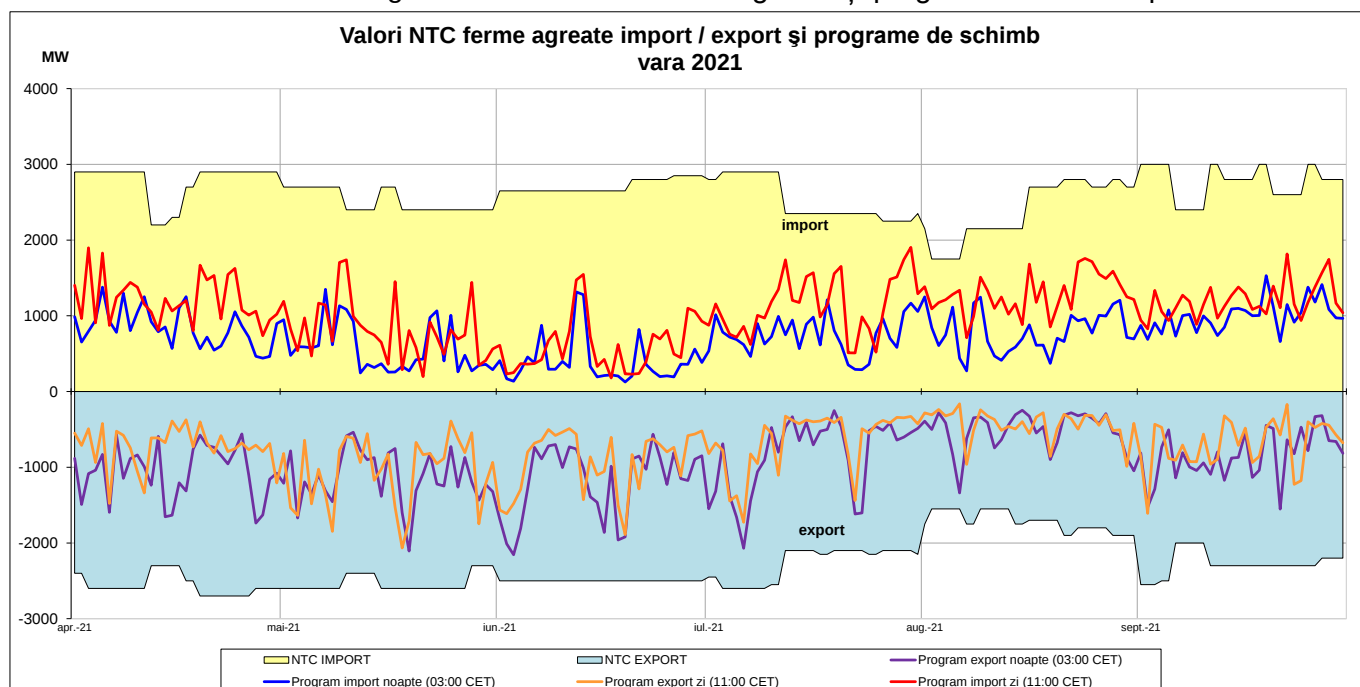
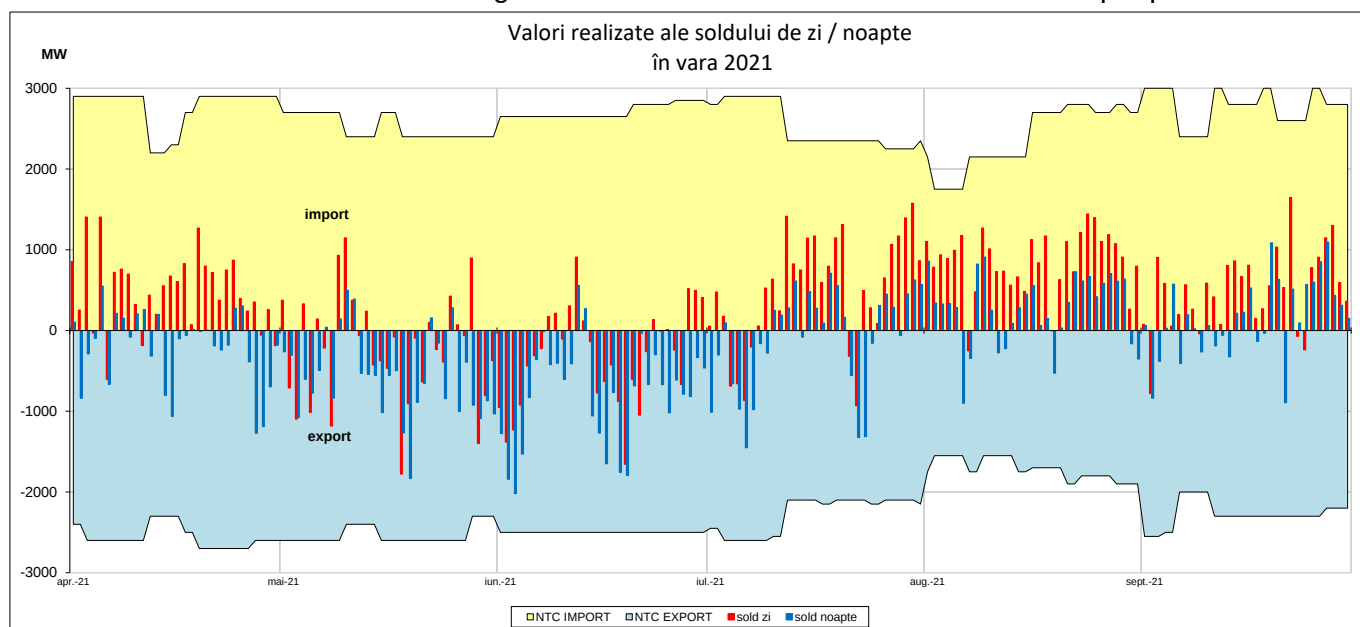


Fig. 2.3.2. Valori realizate ale soldului de zi / noapte pentru vara 2021



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara anului 2022

În actualul context pandemic, geopolitic și de pe piața energiei, prognoza cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România este marcată de o serie de incertitudini privind evoluția indicatorilor macroeconomici și a relațiilor econometrice ce descriu legătura dintre aceștia și consumul energetic.

După criza globală provocată de izbucnirea pandemiei de Covid-19 în martie 2020, economia românească a înregistrat o redresare economică de 5,9 % în anul 2021, conform datelor statistice publicate de Institutul Național de Statistică - INS. Impactul economic al crizei provocate de coronavirus

variază de la un sector industrial la altul, dar pe ansamblul economiei naționale, sursele oficiale estimează o menținere a traiectoriei economice pozitive și în continuare, cu un ritm mai moderat însă.

Potrivit celor mai recente previziuni ale Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză (CNSP), se aștează o creștere de 4,3% a produsului intern brut în 2022, tendință confirmată și în prognoza de iarnă a Comisiei Europene, ce prevedea un ritm de creștere de 4,2% a PIB în 2022 față de 2021.

Proiecțiile menționate au luat în calcul continuarea crizei energetice și impactul creșterii prețurilor la energie electrică și gaze naturale asupra traiectoriei inflației pe parcursul anului curent și a PIB, dar nu și impactul declanșării crizei din Ucraina.

În concordanță cu proiecțiile economice, ajustate de implicațiile suprapunerii conflictului din Ucraina la criza energetică existentă la nivelul Uniunii Europene, dar și cu tendința de decuplare a cererii de energie de dinamica activității economice, datorită schimbărilor tehnologice și îmbunătățirii eficienței energetice în sectoarele utilizatorilor finali, se estimează că evoluția consumului de energie electrică va avea o creștere moderată în perioada aprilie – septembrie 2022 față de aceeași perioadă a anului trecut, ce se încadrează în tendințele multianuale înregistrate în sezonul de vară în România.

La realizarea scenariului de evoluție, ce corespunde unor condiții climatice cu probabilitate rezonabilă de apariție, au fost analizate limitele de dispersie ale consumului în funcție de temperatura exterioară, specifice perioadei de vară.

Corelația dintre cererea de energie electrică înregistrată în România și temperatura aerului este evidențiată grafic în Figura 2.4.1. Diagrama de regresie MW/°C corespunzătoare perioadei aprilie – septembrie a fost determinată separat, pentru zile de lucru și zile de sărbătoare, utilizând seturile de date disponibile pentru perioada 2012-2016 referitoare la consum intern brut – valori medii zilnice - și temperaturile medii zilnice corespunzătoare, rezultate din prelucrarea datelor orare disponibile pentru România în PECD - medii ponderate pe țară ce țin cont de densitatea populației în zonele de consum, conform metodelor statistice aplicate în climatologie.

PECD (*Pan European Climate Database*) reprezintă Baza de date climatice utilizată în cadrul ENTSO-E pentru studiile de piață la nivel pan-european, ce include pentru fiecare țară serii orare corespunzătoare a 35 de ani – tip din punct de vedere climatic, referitoare la temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare, obținute din prelucrarea datelor meteorologice de observație din perioada 1982 – 2016, ținând cont de proiecții ale schimbărilor climatice bazate pe modele globale.

Figura 2.4.1 Curba de sensibilitate consum–temperatură în perioada aprilie – septembrie

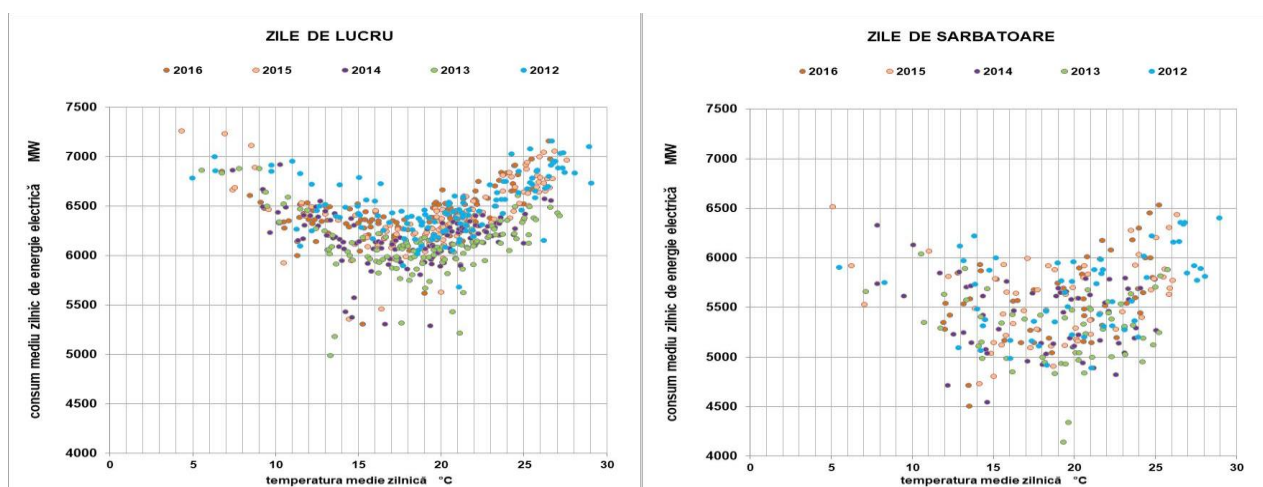


Diagrama evidențiază corelația consum – temperatură, mult mai puternică în zilele standard, de lucru, decât în cele de sărbătoare, ce au un comportament de consum diferit, în funcție de tipul de zi: sâmbătă-duminică sau sărbători legale, din fiecare lună. Valorile minime din grafic corespund palierelor de gol de sarcină - înregistrate de Paști.

Prin utilizarea unor modele de regresie și metode statistice avansate de prelucrare a datelor istorice multianuale, programul TRAPUNTA (*Temperature REgression and IoAd Projection with UNcertainty Analysis*), dezvoltat de Milano Multiphysics pentru ENTSO-E, determină corelația dintre valoarea normalizată a consumului intern de energie electrică și variabilele climatice pentru a determina, pentru fiecare tip de an climatic din PECD, curba de variație orară a consumului de energie electrică, ținând cont în același timp, de evoluția prognozată a celorlați indicatori caracteristici scenariului modelat.

Cu ajutorul programului TRAPUNTA, în cadrul ENTSO-E au fost prognozate curbele de sarcină orare pentru anii țintă pentru care s-au realizat simulări de piață necesare studiilor de adecvanță. Din prelucrarea celor 35 de curbe de sarcină obținute pentru anul 2022, corespunzător celor 35 de ani climatici diferiți din PECD - având fiecare serii orare specifice, de variație a temperaturii medii exterioare, au fost trasate (în Figura 2.4.2.) limitele de variație ale valorii consumului intern brut, puteri de vârf și de gol pentru fiecare lună din perioada aprilie – septembrie.

Figura 2.4.2. Limitele minime/maxime de variație ale consumului intern brut orar – 2022

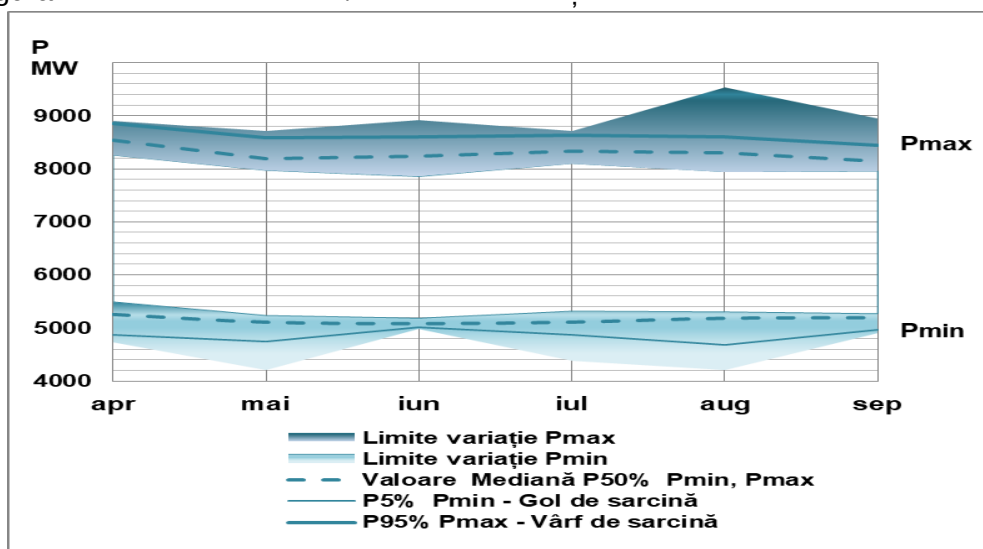


Figura 2.4.2. evidențiază valorile excepționale ale consumului Pmin sau Pmax, ce corespund unor condiții climatice cu probabilitate de apariție mai mică de 5% (*respectiv 1 din cei 35 de ani climatici considerați*) ce au fost excluse din analiză, în cazul considerării unor caracteristici climatice *normale*.

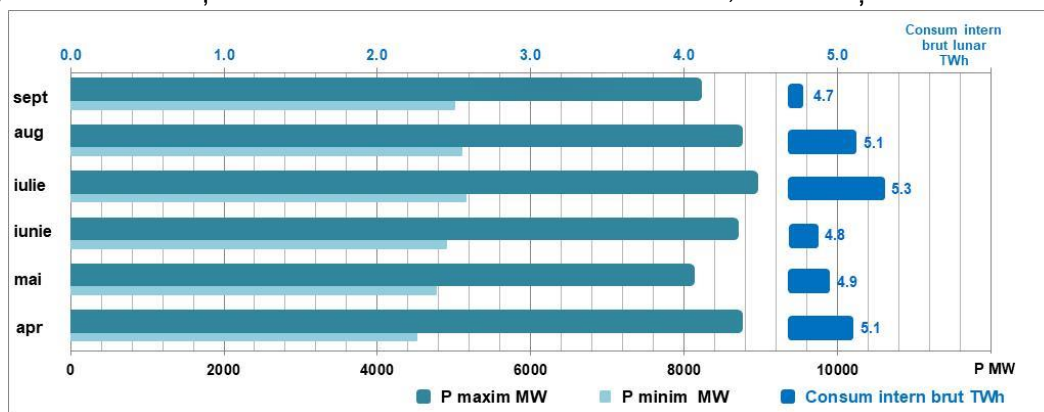
Ca urmare, în 95% din cazuri, valorile orare ale consumului variază între limitele ajustate, descrise de P5% (*Percentila 5*) pentru valorile de gol și, respectiv, P95% (*Percentila 95*) pentru valorile de vârf de sarcină.

Încadrat în aceste limite, Tabelul 2.4.3 prezintă scenariul de referință corespunzător evoluției lunare a consumului intern brut în perioada de vară, aprilie – septembrie 2022, reprezentat și grafic în Figura 2.4.4.

Tabel 2.4.3 Evoluția necesarului de energie electrică în vara anului 2022

		Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie
Consum intern brut	GWh	5080	4930	4850	5285	5100	4750
Puteri de gol	MW	4500	4760	4890	5140	5090	4990
Puteri de vârf	MW	8700	8070	8645	8905	8700	8160

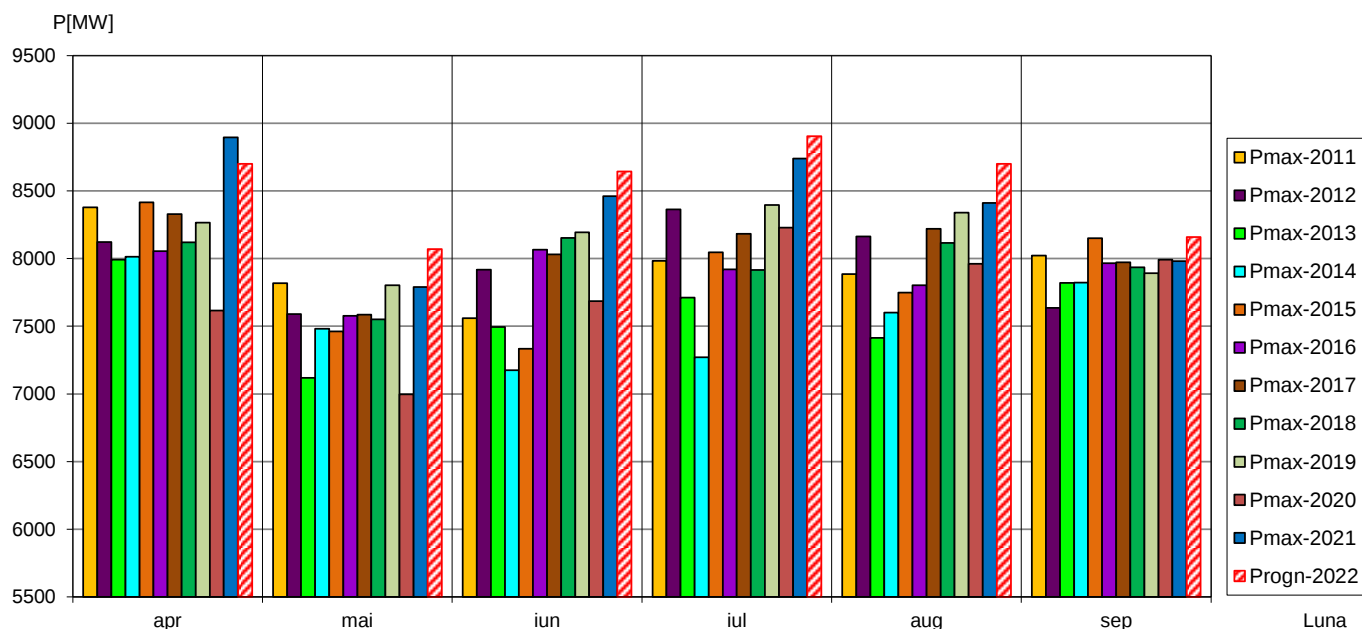
Figura 2.4.4 Evoluția consumului intern brut - valori minime, maxime și total lunar - 2022



2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2022

S-au analizat înregistrările consumului intern brut pentru perioada de vară din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul Departamentului Prognoze și Analize (DPA) - valori maxime / minime lunare la palierle caracteristice. Conform datelor departamentului DPA, valorile maxime ale puterii consumate în SEN prognozate pentru vara 2022 sunt prezentate în următorul tabel.

Luna	Pmax-2011	Pmax-2012	Pmax-2013	Pmax-2014	Pmax-2015	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Pmax-2019	Pmax-2020	Pmax-2021	Progn-2022
apr	8378	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8120	8265	7616	8896	8700
mai	7818	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7551	7804	6996	7791	8070
iun	7559	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8152	8194	7686	8462	8645
iul	7983	8363	7711	7271	8046	7920	8184	7915	8395	8228	8739	8905
aug	7886	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8116	8340	7961	8411	8700
sep	8023	7636	7821	7822	8150	7966	7972	7936	7893	7992	7982	8160



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

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

Tabelul 2.5.

Codif.	Productie	Consum	Perioada	Palier	Productie			Sold
balanta	SEN	SEN	din	de	RES (MW)		CNE	export
	(MW)	(MW)	anul 2020	consum	CEE	CEF	(MW)	(MW)
B1	9100	8100	aprilie	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5500	4700	aprilie-mai	GS	maxim admisibil	0	1400	800
B3	5400	7400	mai-iunie	VS	0	0	700	-2000
B4	9400	8400	iul-sep	VD	maxim admisibil	700	1400	1000
B5	7400	8900	iul-sep	VD	0	700	1400	-1500
B6	7399	7800	iul-sep	VD	1000	600	1400	-401

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 320 MW și 522 MW, în funcție de palierul de sarcină și de structura producției ținând cont de tipul de combustibil) și pierderile de putere activă în rețelele electrice: RET și RED.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 1 ianuarie 2022 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru vara 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.**

Tabelul 2.6.

	Pi	Pnetă	Rpp	Pd
TOTAL SEN	18569	16908	1028	17576
<i>Total cărbune</i>	3092	2673	172	2921
din care C.E.Oltenia - lignit	2595	2318	95	2500
din care CEH SE Paroșeni - hulă	150	130	3	147
<i>Total hidrocarburi</i>	2874	2224	484	2404
<i>Total apă</i>	6645	6313	270	6382
<i>Total nucleară</i>	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliană</i>	3015	2965	25	2998
<i>Total solară</i>	1394	1308	72	1327
<i>Total biomasă și biogaz</i>	136	124	5	131
<i>Total geotermală</i>	0.05	0.00	0.01	0.00

2.7. Variantele de balanță

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

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

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2022, atât pentru grupuri termoelectrice cât și pentru grupuri hidroelectrice;
- 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 balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie RES			Productia în centrale mari (MW)				Sold exp (MW)
				eoliana (MW)	fotovolt. (MW)	biomasa (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Carb	Hidrocar			
B1	9100	8100	VS	2733	0	50	1385	685	1400	2627	1000
B2	5500	4700	GS	1700	0	50	770	200	1400	1160	800
B3	5400	7400	VS	0	0	60	815	883	700	2712	-2000
B4	9400	8400	VD	2783	700	57	1255	952	1400	2033	1000
B5	7400	8900	VD	0	700	55	1585	1022	1400	2418	-1500
B6	7399	7800	VD	1000	600	60	1320	790	1400	2009	-401

Balanța 1 este dedicată analizei comportamentului sistemului în luna aprilie 2022 la vârf de sarcină cu termoficare. A fost considerat un vârf de seară pentru o perioadă rece și cu vânt intens. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export 1000 MW.

Balanța 2 este pentru un palier de consum de gol de noapte de sărbătoare. În cazul balanței 2 se consideră o perioadă cu vânt intens pentru care s-a analizat puterea maximă care ar putea fi produsă în centralele eoliene în condiții de încadrare în parametrii balanței consum – producție. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export 800 MW.

Balanța 3 reprezintă o structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de seară în perioada 8 mai – 30 iunie 2022, când se oprește Unitatea 1 din CNE Cernavodă pentru mentenanța planificată. Se consideră o perioadă cu temperaturi apropiate de valorile medii multianuale calendaristice și fără vânt. În aceste condiții este estimat un sold de 2000 MW import.

Balanța 4 stă la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsă în CEE în condiții de respectare a criteriului N-1 de siguranță a sistemului și cu asigurarea rezervelor pentru servicii tehnologice de sistem (adecvanța sistemului). Este considerată o perioadă cu vânt intens, la amiază în condiții de producții maxime în CEE și CEF. Soldul în aceste condiții este estimat de 1000 MW export.

Balanța 5 propune o variantă de structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de dimineață în condiții de temperaturi ridicate (caniculă), fără vânt, vreme însorită și uscată. Soldul prognozat este de 1500 MW import.

Balanța 6 reprezintă un model sezonier de vară care se trimite la ENTSO-E și este utilizat pentru reprezentarea sistemului electroenergetic românesc în calculele din cadrul grupului Network Model Forecast Tool (NMFT). Este considerat un consum de cca. 7800 MW la ora 11, dar este concepută o structura pe resurse a producției pentru o producție în CEE și CEF mai probabilă (deci mai redusă decât în cazul balanțelor anterior analizate). Soldul considerat este cel agreeat cu partenerii de interconexiune de 401 MW import.

Anexele 2.7.2 și 2.7.3 conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor, în procente și în 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, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, pentru calculele de stabilitate statică, în scopul determinării restricțiilor de rețea în schema completă și 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 01.04.2022 – 30.09.2022.

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 sezonier prognozat pentru vara 2022, corespunzător zilei 20.07.2022, ora 10:30 CET. Modelul rețelei externe pentru palierul de gol de sarcină a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea de tip D2CF corespunzător zilei 15.05.2021, ora 03:30 CET. Se menționează că modelele respective au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate.

Linii 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 2022 (PAR 2022). 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** finalizat, continuare lucrări în stația 110 kV Dumbrava:

Se desființează LEA 220 kV Gutinaș – Stejaru – derivație AT1 Dumbrava provizorat, cu injecție în stația 220 kV Dumbrava, prin AT1 – 200 MVA, 220/110 kV, care a funcționat 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 se consideră în funcțiune (prevăzut a fi pus în funcțiune în luna februarie 2022; AT2 – 200 MVA, 220/110 kV este prevăzut a fi pus în funcțiune în săptămâna 24 (iunie 2022);

- RTh stație 220 kV **Munteni** finalizată:

Se desființează LEA 220 kV Gutinaș – FAI provizorat, pusă în funcțiune în data de 13.07.2020 prin surtarea LEA 220 kV Gutinaș – Munteni cu LEA 220 kV Munteni – FAI.

LEA 220 kV Gutinaș – Munteni, LEA 220 kV Munteni – FAI, precum și AT 200 MVA Munteni nou se consideră în funcțiune (prevăzut a fi pus în funcțiune în săptămâna 11, martie 2022). Se va funcționa cu o singură unitate de transformare în stația FAI.

- RTh **Filești**:

Se consideră această RTh în desfășurare, cu LEA 220kV Lacu Sărat - Barboși derivație Filești provizorat în funcțiune, cu AT – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune prin celulă mobilă în 220 kV și celulă veche în 110 kV.

- 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 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, Trafo 1 (fost Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. Trafo 2 nou (actual Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV nou retras din exploatare. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 și circ. 2 disponibile, circ. 2 se menține în rezervă; nu sunt necesare măsuri de regim (buclare zone 110 kV Smârdan și Lacu Sărat sau 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;
- Se menționează că în funcție de producția în CEE din secțiunea S6 din diversele cazuri analizate, se vor opera unele buclări în RED.

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 celulei LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm^2), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- RTh **Medgidia Sud**:

Se consideră că RTh Medgidia Sud nu este finalizată (informație confirmată de directorul de proiect), 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 Sud (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt disponibile;
- Se funcționează cu:
 - LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;
 - LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;
 - LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.
- Se menționează că în funcție de producția în CEE din secțiunea S6 din diversele cazuri analizate, se vor opera unele buclări în RED.

DET 3:

- LEA 110 kV Argeş 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 circ 1. 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. Se menționează că în schema normală valabilă în intervalul 01.10.2021 – 31.03.2022, LEA 220 kV Ișalnița – Sărdănești provizorat este în funcțiune.

- **Rth Arefu:**

Se va funcționa cu L 220 kV Bradu – Râureni – derivație AT2 – 200 MVA – 220/110 kV Arefu, provizorat;

- Bobinele de compensare din stațiile **Bradu, Urechești, Țânțăreni** sunt disponibile.

DET 4:

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

De asemenea CT 110 kV Suplac este conectată.

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

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

- **RTh Hășdat:**

Se mențin provizoratele din stația 220 kV Hășdat conform informațiilor disponibile la momentul realizării schemei de calcul.

- **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;

LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 – racord AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz provizorat 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 110 kV 1A, în timp ce Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud va funcționa pe bara 110 kV 1B; zona RED 110 kV Sibiu este debucletată 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 finalizată etapa I de rețehnologizare a stației 220 kV și în derulare etapa a II-a de rețehnologizare 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 – Fântânele provizorat, realizată prin utilizarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni și LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 2.

În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclare în RED. LEA 110 kV Lechința – Deda este conectată conform schemei normale din sezonul de iarnă 2021-2022

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

- Se consideră pus în funcțiune AT 2 nou - 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut. Distribuția pe barele de 400 kV este considerată astfel:

Bara 1: AT 2 nou și LEA 400 kV Gădălin;

Bara 2: AT 1 și LEA 400 kV Sibiu Sud.

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.

Tabelul 3.1.

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS aprilie	8100	**) 2906 ➡ 2733	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	Gs	4700	1700	0		1400	800
R3	VS mai-iunie	7400	0	0		700	-2000
R4*)	VDV	8400	**) 2906 ➡ 2783	700		1400	1000
R5	VDVmax	8900	0	700		1400	-1500
R6	VDV (IGM sezonier)	7800	1000	600		1400	-400

*) R4 este regim de bază.

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

**) 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, Remetei, Munteni, având puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale cu o putere instalată mai mică de 50 MW, inclusiv CEE și CEF, au fost modelate la bară 110 kV sau 400 kV pentru calculele de regim permanent.

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat în regimuri CEE dispecerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la dată de 01.01.2022. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ pentru CEE. CEE dispecerizabile modelate au fost considerate ca făcând parte din anumite **zone** de rețea, la care se va face referire pe parcursul studiului. În general, impactul producției CEE din fiecare zonă asupra circulațiilor de putere într-un anumit regim este comun. Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE în mod specific, doar pentru acele CEE care sunt influente asupra încărcării peste limita admisibilă a unui anumit element. Zonele în care se află CEE, 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 Băltăgești – Gura Ialomiței;**

- zona 110 kV Lacu Sărat, Smârdan;
- zona secțiunii S6:
 - zona Dobrogea;
 - zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;
 - zona Stupina – Rahman ;
 - zona Băltăgești – Gura Ialomiței;
- zona Moldova (inclusiv zona Buzău);
- zona Banat.

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

Tabelul 3.2.

DET și zone	Pd neta [MW]
DET 1	299
DET 2	2539
DET 4	68
zona 110kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Harșova – Medgidia Sud – Constanța Nord</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV Lacu Sarat, Smârdan	146
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Băltăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	180
zona Banat	68
Total SEN	2906

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, quantumul producției nete disponibile a acestora, la nivelul 01.01.2022 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 medie tensiune.

S-au considerat CEF în funcțiune în regimul corespunzător palierelor de vârf de dimineață R4, R5, R6 cu valori de producție de 700 MW, 700 MW, respectiv 600 MW.

Tabelul 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 R4, ca regim de bază, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1., balanța 4, palier de consum VDV, sold de export 1000 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE de la cca. 2906 MW la cca. 2783 MW, cu producție în CEF. Modul de stabilire a producției maxim admisibile a CEE este prezentat la capitolul D, Regim R4.

LEA 220 kV cele mai încărcate în regimul R4 sunt prezentate în ordine descrescătoare în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din		către	P[MW]
L 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu	271
L 220 kV	Târgu Jiu	-	Paroșeni	269
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița c1	248
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița c2	248
L 220 kV	Baru Mare	-	Pestiș	233
L 220 kV	Paroșeni	-	Baru mare	231
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara c1	189
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara c2	189
L 220 kV	Stejaru	-	Gheorgheni	188
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni c2	183
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni c1	183
L 220 kV	Mintia	-	Alba Iulia	166
L 220 kV	Filești	-	Barboși (parte a LEA 220 kv Lacu Sărat-Barboși derivație Filești provizorat)	156
L 220 kV	Dumbrava	-	Stejaru	156
L 220 kV	Gutinaș	-	Dumbrava	137
L 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești (parte a LEA 220 kv Lacu Sărat-Barboși derivație Filești provizorat)	124
L 220 kV	Iernut	-	Câmpia Turzii	109
L 220 kV	Gheorgheni	-	Fântânele	109
L 220 kV	Timișoara	-	Săcălaz	106
L 220 kV	Iernut	-	Baia Mare	104

LEA 400 kV cele mai încărcate în regimul R4 sunt prezentate în ordine descrescătoare în tabelul următor.

Denumire linie / sens circulație P			Circulație
Din		către	P[MW]

L 400 kV	Tulcea Vest	-	Isaccea	847
L 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	646
L 400 kV	Sibiu Sud	-	Iernut	656
L 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	664
L 400 kV	Sibiu Sud		Iernut	661
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	650
L 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	532
L 400 kV	Isaccea	-	Smârdan c1	500
L 400 kV	Țânțăreni	-	Sibiu Sud	496
L 400 kV	București Sud	-	Domnești	482
L 400 kV	Brașov	-	Sibiu Sud	473
L 400 kV	Iernut	-	Gădălin	467
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței c2	457
L 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	450
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței c1	441
L 400 kV	Mintia	-	Arad	377
L 400 kV	Kozlodui	-	Țânțăreni c1	360
L 400 kV	Stupina	-	Varna	359
L 400 kV	Gădălin	-	Roșiori	350
L 400 kV	Brazi	-	Dârste	349
L 400 kV	Arad	-	Nădab	349
L 400 kV	Rahman	-	Dobrudja	324
L 400 kV	Sibiu Sud	-	Mintia	324
L 400 kV	Gutinaș	-	Brașov	317
L 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	308
L 400 kV	Roșiori	-	Mukacevo	303
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	Lacu Sărat	297
L 400 kV	Țânțăreni	-	Brad	295
L 400 kV	Dârste	-	Brașov	255
L 400 kV	Isaccea	-	Lacu Sărat	248
L 400 kV	Portile de Fier	-	Djerdap	215
L 400 kV	Domnești	-	Brazi Vest	201
L 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	197
L 400 kV	Constanța Nord	-	Cernavodă	194
L 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	191
L 400 kV	Nădab	-	Bekescsaba	187
L 400 kV	Nădab	-	Oradea	160
L 400 kV	Tariverde	-	Constanța Nord	134
L 400 kV	Țânțăreni	-	Slatina	130

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

În cazul primelor 14 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 450 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

În cazul primelor 14 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 *confidențial*.

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 (**R3, R5**).

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunilor aprilie – mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, dar este asimilat întregului sezon de vară 2022. Palierul de consum este 4700 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1700 MW.

Regimul R2 este utilizat pentru:

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

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator; se menționează că în CHE Lotru este considerat *confidențial*, iar în CHE Vidraru *confidențial* în balanța aferentă R2;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- deconectarea unor linii descărcate, anume:
 - LEA 220 kV Alba Iulia – Gâlceag și LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag (conform balanței prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Gâlceag și CHE Șugag);

- LEA 220 kV Cluj Florești – Mărișelu (conform balanței prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Mărișelu);
- LEA 400 kV Domnești – Urechești.

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 R3

Regimul R3 este un regim de vârf de seara corespunzător lunilor mai – iunie 2021. Palierul de consum este de 7400 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și în CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

Regimul R3 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova, Dobrogea în regimul fără declanșări. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea bobinelor de compensare din zonele cu tensiuni ridicate;
- modificarea tensiunii impuse la bornelor unor generatorare;
- comutarea ploturilor unităților de transformare.

Regimul de varf R5

Regimul R5 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iulie – septembrie 2022. Palierul de consum este de 8900 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEE este de 0 MW, iar în CEF este de 700 MW.

Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Moldova și zona Dobrogea pentru care au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

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

- Pentru stațiile care nu sunt în interiorul secțiunilor caracteristice S3, S4, S5, s-au stabilit pentru regimul de funcționare de vârf (R4) în urma unor analize de verificare a criteriului de siguranță ($N - 1$), cu scăderea iterativă a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel încât regimurile obținute să nu aibă tensiuni mai mici decât 380 kV, 198 kV și 99 kV în RET și RED.
- Pentru stațiile de 400 și 220 kV care se află în interiorul secțiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfața lor, criteriul de siguranță ($N - 1$) s-a aplicat pentru schema N, la balanțe de puteri corespunzând nivelului puterilor admisibile calculate la capitolul de stabilitate statică.

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

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

C. Consumul propriu tehnologic

confidențial

D. Verificarea criteriului de siguranță N-1 pentru regimurile de funcționare

La funcționare în schemă completă de calcul pentru sezonul de vară 2022, declanșarea unui element de rețea poate conduce la regimuri cu tensiuni și curenți în afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin măsuri preventive, fie prin măsuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse în propunerea de schema normală de funcționare pentru vara 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 de siguranță ($N - 1$), 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, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI;

DET 2:

AT1,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu cu celule dezafectate pentru RTh, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord;

DET 4:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT4 - 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

DET 5:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni, 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.

Tabelul 3.7.

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Borzești și AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș în funcțiune
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat	1	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI	1	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV FAI și AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni în funcțiune
AT1, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele	2	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței	2	Trafo 3 – 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
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița	3	AT1 – 200 MVA 220/110 kV Ișalnița, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT1 – 200 MVA,

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
		220/110 kV Ișalnița în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu (celule dezafectate pentru RTh)	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
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
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște	3	AT2 – 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 AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia	4	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești și AT 200 MVA, 220/110 kV Câmpia Turzii în funcțiune
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:

- 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 Teleajan și AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpul sunt în funcțiune;
- Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan, Trafo 1 (fost Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan sunt considerate în funcțiune. Trafo 2 nou (actual Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan nou 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 Craiova Nord sunt disponibile;
- 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;
- Trafo 3 și Trafo 4 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud în funcțiune;
- 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 tensiunea:

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

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

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

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 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 Cogeaalac,

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 Cogeaalac vor debita puterea totală astfel: producția să fie de maxim *confidențial* pe bara B2 – 110 kV Tariverde, astfel încât să se prevină încărcarea cuplei 110 kV peste $I_{adm}=120\% \cdot I_{TC}$, unde $I_{TC}=800 A$. Dacă producția este mai mare decât acest prag, atunci postavarie, după declanșarea unității de transformare, 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 primăvara, corespunzător lunii aprilie. Palierul de consum este de 8100 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net} = 2906$ MW, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță ($N - 1$).

D2 Regimul R1 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zonele de rețea din Moldova în regimul cu $N-1$ elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R1 este prezentat în anexa 3.9.

D3 Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Gura Ialomiței-Bălțăgești (după limitare, curentul pe LEA fiind de cca. 478 A);
- se limitează *confidențial* pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest (după limitare, curentul pe LEA fiind de cca. 475 A).

D4 Verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune *confidențial*.

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

Pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, limita este de 485 A, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de 30°C, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 limita este dată de conductorul cu capacitate de transport mărită. Elementul critic este LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1. Pentru a scădea încărcarea pe această linie, *confidențial*.

D5 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 – Pelicanu;
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.1 (circ.2) la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ.2 (circ.1);

- AT2 (AT3) 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște la declanșarea AT3 (AT2) 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște.

Circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări este de cca. 750 MW / 1055 A),

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

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
- conectarea LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni;
- conectarea CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni, depășirile mutându-se în rețeaua de 110 kV pe LEA 110 kV Tecuci – Mărășești (185 mm²) și LEA 110 kV Mărășești - Gutinaș (150 mm²);

Ca urmare se adoptă următoarea măsură adițională:

confidențial.

Pentru descărcarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.1/2 la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.2/1 se stabilesc ploturi de funcționare adecvate pentru AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad (plot maxim, adică 24) și pentru AT – 400 MVA, 400/220 kV Urechești (plot 17). Pentru acesta din urmă se urmărește ca poziția plotului să nu cauzeze o circulație pe axa 220 kV Urechești – Târgu Jiu – Paroșeni peste limita admisibilă corespunzătoare temperaturii de 30°C, anume 800 A, la diverse declanșări. De asemenea, se consideră o distribuție adecvată a producției în CHE Porțile de Fier II, *confidențial*. În plus, deoarece în schema de lungă durată nu sunt recomandate buclări în schema de 110 kV, se trec pe automatică de putere 3 grupuri astfel încât producția maximă în CHE Porțile de Fier I să nu depășească *confidențial*.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului de siguranță (N – 1) în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de 30°C.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2733 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8100 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

În regimul R1 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	108,9% S _n	- se verifică că sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni; - 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. 104,4% S_n. - se limitează <i>confidențial</i>

D6 În regimul R1 deficitele zonelor din București sunt:

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

D7 În regimul R1 excedentele / deficitele zonelor Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunilor aprilie – mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia dar este asimilat întregului sezon de vară 2022. Palierul de consum este 4700 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW.

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

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- *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 (conform balanței prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Galceag și CHE Șugag);
- LEA 220 kV Cluj Florești – Mărișelu (conform balanței prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Mărișelu);
- LEA 400 kV Domnești – Urechești.

D5 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).

D6 În regimul R2 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de vârf de seara corespunzător lunilor mai – iunie 2022. Palierul de consum este de 7400 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și în CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

D2 Regimul R3 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova, Mintia, Dobrogea și București în regimul N fără declanșări. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea bobinelor de compensare;
- modificarea tensiunii impuse la bornelor unor generatorare;
- comutarea ploturilor unităților de transformare.

D3 La verificarea criteriului (N-1) în RET în schema cu N elemente în funcțiune nu rezultă depășiri.

D4 În regimul R3 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf de dimineață pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei iulie - septembrie 2022. Palierul de consum este 8400 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 700 MW. Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2906$ MW, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță ($N - 1$).

D2 În regimul R4 s-a determinat puterea maximă ce se poate evacua din CEE din SEN, în condițiile menționate anterior, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de **2906** MW (a se vedea tabelele 3.2. și 3.3., care reprezintă CEE dispecerizabile modelate).

În zona Dobrogea liniile de buclă racordate în stațiile 110 kV Medgidia Sud și Tulcea Vest sau în zona acestora au fost considerate în starea actuală, adică având secțiunea de 185 mm^2 , cu excepția liniilor reconductorate care au conductor cu capacitate mărită, anume:

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

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

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.lalomîței (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harșova- Medgidia	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	487	146	585	590	250	248	2906

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată

În condiții de siguranță din CEE, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de 30°C , sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, de la cca. 573 A la cca. 478 A;
- se limitează *confidențial*, deoarece altfel curentul pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest depășește limita admisibilă corespunzătoare secțiunii de 185 mm^2 . Limitarea însumată este *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 producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord.

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 485 A, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de 30°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 din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord este de *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 – Pelicanu;
- LEA 220 kV București Sud – Fundeni, circ.1 (circ.2) la declanșarea LEA 220 kV București Sud – Fundeni, circ.2 (circ.1)
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.1/2 la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.2/1

Circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări este de cca. 706 MW / 1016 A),

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

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
- conectarea LEA 110 kV Valea Călugărescă – Urziceni;
- conectarea CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni, depășirile mutându-se în rețeaua de 110 kV pe LEA 110 kV Tecuci – Mărășești (185 mm²) și LEA 110 kV Mărășești - Gutinaș (150 mm²).

Ca urmare se adoptă următoarea măsură adițională:

- deconectarea LEA 110 kV Tecuci – Cudalbi.

Pentru descărcarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.1/2 la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.2/1 se stabilesc ploturi de funcționare adecvate pentru AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad (plot maxim, adică 24) și pentru AT – 400 MVA, 400/220 kV Urechești (plot 13). Pentru acesta din urmă se urmărește ca poziția plotului să nu cauzeze o circulație pe axa 220 kV Urechești – Târgu Jiu – Paroșeni peste limita admisibilă corespunzătoare temperaturii de 30°C, anume 800 A, la diverse declanșări. De asemenea, se consideră o distribuție adecvată a producției în CHE Porțile de Fier II, *confidențial*. În plus, deoarece în schema de lungă durată nu sunt recomandate buclări în schema de 110 kV, se trec pe automatică de putere 2 grupuri astfel încât producția maximă în CHE Porțile de Fier I să nu depășească *confidențial*.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului de siguranță (N – 1) în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de 30°C.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2783 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8400 MW) și sold (export 1000 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:

	Iarna 2020-2021	Vara 2021	Iarna 2021-2022	Vara 2022
P _{max adm} CEE [MW]	2845	2770	2825	2783
Sold export [MW]	800	1000	600	1000
P _c [MW]	9200	8000	9400	8400

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

Consumul combinatului Liberty Galați în sezonul analizat este considerat *confidențial*, alimentat din barele 110 kV ale stației Barboși (cca. 84 MW) și Smârdan (cca. 42 MW).

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
MW									
P _{max.CEE}	confidențial								cca. 2783

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
%	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	confidențial								95,7

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

D3 În regimul R4 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	116,4% S _n	- se verifică că sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni; - 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. 112,6% S _n . - <i>confidențial</i>
LEA 400 kV București Sud – Domnești	AT3 și AT3 – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	102,1% S _n	- se verifică că sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni; - se conectează și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni.

D4 În regimul R4 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iulie – septembrie 2022. Palierul de consum este de 8900 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEE este de 0 MW, iar în CEF este de 700 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Moldova și zona Dobrogea pentru care 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 R5 este prezentat în *confidențial*.

D3 Verificarea criteriului (N-1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești la aproximativ 136% din S_n , la declanșarea T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești.

Se adoptă măsuri postavarie la declanșarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești.

D4 În regimul R5 se adoptă măsuri postavarie la declanșarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	126% S_n	- se conectează CT2 – 110 kV Domnești

D5 În regimul R5 deficitul zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R5 deficitul/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de dimineață zi de lucru corespunzător lunilor iulie-septembrie 2022. Palierul de consum este de 7800 MW, în condițiile unui sold de import de 401 MW. Producția în CEF este de 600 MW și în CEE este de 1000 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova, Dobrogea și Brașov, în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea bobinelor de compensare;
- modificarea tensiunii impuse la bornelor unor generatorare;
- comutarea ploturilor unităților de transformare.

D3 Verificarea criteriului (N-1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești la aproximativ 102% S_n , la declanșarea T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești.

Se adoptă măsuri postavarie la declanșarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești.

Declanșare	Depășire pe:	Valoare depășire	Măsuri postavarie
T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	102% S_n	- se conectează CT2 – 110 kV Domnești

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 (cupatoare), ca urmare consumatorii „liniștiți” de pe platforma Silcotub Călărași vor fi afectați de fenomenul de flicker, sau
- bara 2- 110 kV Pelicanu, dacă Donasid Călărași încheie un contract de distribuție cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „liniștiți”, pe perioada retragerii uneia din cele două linii de 400 kV din Pelicanu.

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

În ceea ce privește excedentele/ deficitele pe zone la care se fac referire în cadrul 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 Lehlui – Tămădău;
- **zona Vest:** pe LEA Domnești – Bujoreni circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Domnești – Militari circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Chitila – Laromet;
- **zona Dobrogea:** pe LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, Constanța Nord – Cernavodă, Medgidia Sud – Cernavodă;
- **zona S4:** pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud, LEA 400 kV LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud – 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 – Gutinaș, Smârdan – Gutinaș, 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 Gutinaș – 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.

3.4. Managementul congestiilor

confidențial

3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

S-au calculat capacități nete de schimb sezoniere pentru vara 2022 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemul electroenergetic ale zonei de Vest a Ucrainei (conform informațiilor existente pe parcursul elaborării studiului) și sistemul electroenergetic al Turciei.

Calcululele s-au făcut pe regimul R6, care are următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată;
- soldul armonizat pentru RO pentru modelul sezonier de vară 2022, rezultat în urma alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E): import 400 MW;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață vară zi de lucru de 7800 MW (conform balanței aferente modelului furnizat pentru realizarea modelului sezonier de vară 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 1440 MW;
 - RS: sold export 0 MW;
 - BG: sold export 660 MW;
 - UA: sold export 625 MW (soldul este cel din modelul UA transmis pentru modelul sezonier de vară 2022);

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: -200 MW;
- RO < UA: 0 MW (s-a adoptat această ipoteză pentru a fi mai aproape de situația așteptată în vara 2022).

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

- modul de calcul este același; se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând scenariile 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. Totuși, pentru a nu avea o ipoteză mai severă la calculele capacității negarantate față de cele lunare ferme pe direcția export, se menține valoarea TRM de 300 MW, la fel ca la calculele lunare ferme;
- limita admisibilă pentru LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap este de 1570 A;
- 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;
- în modelele inițiale, schimburile pe granița cu UA s-au considerat 0 MW. De asemenea, la modelarea procesului de export nu se consideră participarea grupurilor din UA;
- 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 alocări successive pe mai multe granițe, care în realitate ar determina solicitarea mai intensă a anumitor linii interne sau de interconexiune (exemplu: la calculele de export negarantat

nu se consideră suplimentar un schimb RS -> HU care parțial ar încarcă și linii interne și de interconexiune din RO; altfel exprimat RO -> RS și RS -> HU = RO -> HU);

- nu au loc creșteri simultane ale schimburilor printr-o interfață multilaterală incluzând și granițe ale RO (exemplu: în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune la calculele de export nu se consideră interfață RO+BG, așa cum se procedează la calculele lunare);

- scenariile implică simultan toate granițele RO, atât la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții/căi; se menționează că la calculele lunare de import se utilizează un scenariu care implică simultan toate granițele RO, astfel încât valorile NTC lunare de import se ridică la valori apropiate de cele maxime negarantate;

- 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:

	Contingența	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Sofia Vest – Niș	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	2) LEA 400 kV Arad – Mintia	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	3) LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ.1 (circ.2)	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ.2 (circ.1)
Import RO	1) LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circ.1 (circ.2)	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap

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

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R6	R6	R6	R6	R6
Contingențe critice export	1,2	2	3	1,2	1,2
Contingențe critice import	1	1	1	1	1
Export RO	3250	3500	3600	3100	3150
Import RO	3100	3500	3700	3100	3100
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	700	700	700	700	700
RS->RO	700	700	700	700	700
RO->BG	1300	1300	1300	1300	1300
BG->RO	1300	1300	1300	1300	1300
RO->UA	250	500	600	100	150
UA->RO	100	500	700	100	100

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- În sezonul de vară elementul critic, atât la export cât și la import este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap. Se menționează că în sezonul de iarnă, aceasta nu se mai încarcă peste limita admisibilă corespunzătoare. În cazul unuia dintre scenarii, cu export predominant spre HU, elementul critic este un circuit al LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița;
- Contingențele critice sunt LEA 400 kV Sofia Vest – Niș și LEA 400 kV Arad – Mintia. În cazul unuia dintre scenarii, cu export predominant spre HU, contingența critică este un circuit al LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de export este mai mare atunci când exportul către RS este mai mic, simultan cu export mai mare către BG;

➤ Scenarii de import:

- Contingența critică este declanșarea unui circuit al LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, iar elementul critic este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mare atunci când cota importului din RS este mică, iar cea a importului din HU este mare;
- 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. 570 MW. Se menționează că regimul R6, furnizat pentru realizarea modelului sezonier, este mai echilibrat față de modelele lunare, din punct de vedere al deficitelor și excedentelor.

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare lună se calculează și furnizează pentru alocare valori NTC ferme pe granițe bilaterale, utilizabile simultan în întreagă interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, 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;

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 aprilie 2022 sunt prezentate în Anexa 3.11. Existența în aceeași lună a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzând seturi de valori ferme.

3.6. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție

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

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

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

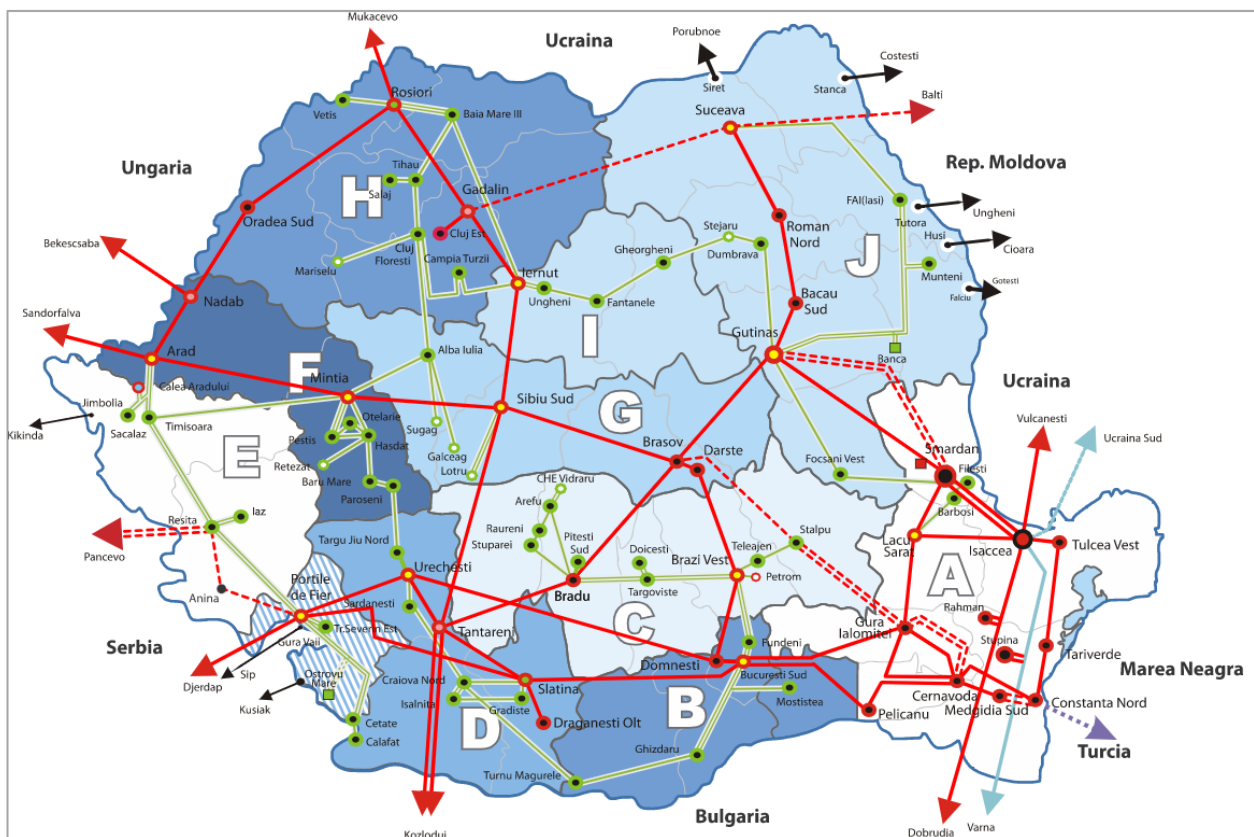


Fig. 3.6. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

Repartizarea județelor României pe zonele analizate este următoarea:

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

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

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

Regulile pentru realizarea RD sunt cele utilizate în studiile de soluție pentru racordarea de noi unități de producție:

- Producția CEE racordate în RET în zona (secțiunea) analizată se încarcă la 70% din P_i ;
- Producția CEE din RED din zona analizată se încarcă la 85% din P_i ;
- CTE din zona analizată rămân încărcate ca în Regimurile Medii de Bază (RMB);
- CNE se încarcă la P_{max} disponibil ;
- CHE din zona analizată se încarcă la P_{max} disponibil ;
- Producția CEF din zona analizată se încarcă la 80% din P_i .

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

Zona	Capacitatea de racordare	Element Critic/Contingență
[-]	[MW]	[-]
A Sud – Est SEN	0	LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
B București – Giurgiu – Alexandria	1600	LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1(2)/ LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 2(1)
C Pitești – Târgoviște – Ploiești	400	LEA 220 kV Bradu – Arefu/ LEA 220 kV Bradu– Stupărei

Zona	Capacitatea de racordare	Element Critic/Contingentă
		AT3(4) 400/220 kV Bradu/ AT4(3) 400/220 kV Bradu AT 200 MVA 220/110 kV Râureni/ AT 200 MVA 220/110 Stupărei AT2 200 MVA 220/110 kV Teleajen/ LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen.
D Sud – Vest SEN	1200	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu/ LEA 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1(2)/ LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2(1)
E Banat	0	LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1(2)/ LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2(1)
F Arad – Mintia	1800	LEA 400 kV Arad – Nădab/ LEA 400 kV Arad – Sandorfalva.
G Sibiu – Brașov	1100	LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești/ LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia/ LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia
H Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea	1500	AT 400 MVA 400/220 kV Roșiori/ LEA 400 kV Roșiori – Gădălin
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	700	LEA 220 kV Fântânele – Ungheni/ LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni LEA 110 kV Fântânele – Corunca/ LEA 220 kV Fântânele – Ungheni
J Nord – Est SEN	700	LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni/ LEA 400 kV Brașov – Gutinaș.

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

- Puterea consumată în zona analizată (creșterea consumului într-o zonă conduce la creșterea capacității de racordare pentru noi unități de producție);
- Locul de racordare pentru noile centralele electrice (concentrarea într-o anumită parte 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, 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.

Secțiunea S2 formată din:

- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov,
- LEA 400 kV Tântăreni – Bradu,
- LEA 400 kV Urechești – Domnești,
- LEA 400 kV Slatina – București Sud,
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja,
- LEA 400 kV Stupina – Varna,
- LEA 220 kV Iernut – Ungheni d.c.,
- LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele,

fiind o secțiune puternică nu semnală probleme deosebite, astfel că a fost înlocuită cu o nouă secțiune formată din următoarele elemente:

- LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori,
- LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba,
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva,
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c.,
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord,
- LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud,
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov,
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.

Cu aceasta nouă secțiune care a avut ca punct de plecare evenimentele din 8 ianuarie 2021 se propune monitorizarea liniilor pe care s-au observat încărcări foarte mari.

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R4 (vârf de dimineață), R3 (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.

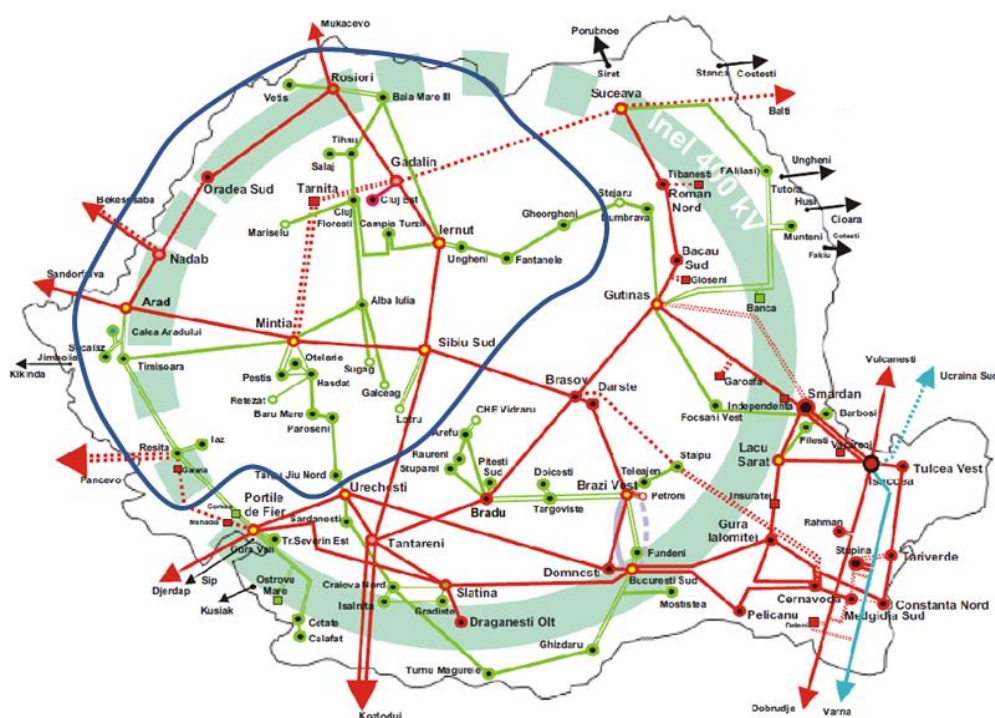


Fig. 4.1. Definirea secțiunii S2 nou definită

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 calculelor 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 necesar a fi analizate la programarea regimurilor zilnice.

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

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

- (1) în rețeaua de 750 kV: 735 kV – 765 kV;
- (2) în rețeaua de 400 kV: 380 kV – 420 kV;

(3) în rețeaua de 220 kV: 198 kV – 242 kV;

(4) în rețeaua de 110 kV: 99 kV – 121 kV.

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

S-au considerat balanțe de producție cu U1 și U2 CNE Cernavodă în funcțiune în regimurile R2 și R4 și balanța de producție cu U2 Cernavodă în funcțiune în regimul R3.

4.1 Secțiunea S1

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanța R4 cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1450 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 $P_{8\%}=3830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1330 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 $P_{8\%}=4070$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1890 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 $P_{8\%}=3500$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1890 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 $P_{8\%}=3730$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1450 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 $P_{8\%}=3980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1890 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 $P_{8\%}=4060$ MW. iar puterea admisibilă în secțiune este de 1890 MW,

valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.2. Secțiunea S2

4.2.1. Secțiunea S2 în ipoteza de balanță R4 palierul VD cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă în funcțiune.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1485 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2560 MW (2520 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c., puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2810$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2470 MW (2440 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400kV Tântăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3180$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2690 MW (2650 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.2.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R3 palierul VS fără producție în CEE și CEF și cu o unitate în CNE Cernavodă în funcțiune.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1485 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2.2):

- La declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c., puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2500$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1490 MW (1460 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400kV Tântăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2530$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1480 MW (1460 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2530$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1480 MW (1480 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.3. Secțiunea S3

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 fără producție în CEE și CEF și cu o unitate în CNE Cernavodă în funcțiune. Deficitul inițial al S3 este de 590 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 $P_{8\%}=1200$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 980 MW (980 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 $P_{8\%}=1360$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1090 MW (1080 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 $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1150 MW (1150 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 $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1290 MW (1290 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 $P_{8\%}=2150$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1210 MW (1210 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 R4 palierul VD cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 742 MW.

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 $P_{8\%}=1250$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 750 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 $P_{8\%}=1370$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1180 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 $P_{8\%}=1440$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1110 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 Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1510$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1190 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 Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1550$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1210 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 $P_{8\%}=1520$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1280 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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 $P_{8\%}=1000$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 840 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1150$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 960 MW (680 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1300$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 800 MW (450 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului.
- La retragerea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1310$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 740 MW (540 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R3 palierul VS fără producție în CEE și CEF și cu o unitate în CNE Cernavodă în funcțiune.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 775 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1310 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 $P_{8\%}=1650$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1410 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 $P_{8\%}=1770$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1560 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 $P_{8\%}=1810$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1580 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 574 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1430$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 940 MW valoare peste care apar suprasarcini 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 1200 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 $P_{8\%}=1610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1220 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1170 valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1250 valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1350 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 $P_{8\%}=1720$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1310 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Secțiunea S5

4.5.1. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R4 palierul VD cu producție în CEE, CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 313 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 $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 840 MW (740 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 $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 830 MW (730 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 $P_{8\%}=950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 480 MW (440 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu.

- 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 750 MW (660 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=1100$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 MW (780 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Smârdan - Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=620$ MW, iar puterea

admisibilă în secțiune este de 310 MW (290 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=630$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 370 MW (310 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși derivație Filești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 300 MW (250 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Vultur.
- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava și declanșarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=800$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 410 MW (380 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe axa 110 kV Liești – ICM – Tecuci.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 palierul VS fără producție în CEE și CEF, o singură unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 400 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- 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 870 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 $P_{8\%}=870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 780 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 830 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 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 $P_{8\%}=1080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 830 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de 150 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 $P_{8\%}=880$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 400 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV 220kV Lacu Sărat - Barboși derivație Filești provizorat.

- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 620 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 $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 680 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 $P_{8\%}=920$ 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 $P_{8\%}=1080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 770 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

4.6.1. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R4 palierul VD cu producție în CEE, CEF și cu două unități în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2819 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 $P_{8\%}=4990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2950 MW (2780 MW – rețeaua vizibilă valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5160$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3440 MW, (3250 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Slobozia Nord – Slobozia Sud.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3200 MW (3020 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu.

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 $P_{8\%}=4670$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2340 MW (2140 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși derivație Filești., puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4630$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1470 MW (1330 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Vultur.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2060 MW (1880 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 Gutinaș – Mărășești.

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 2240 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 $P_{8\%}=4110$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2885 MW (2830 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși derivație Filești.

- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4230$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2890 MW, (2900 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 $P_{8\%}=4100$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2900 MW (2900 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 $P_{8\%}=3840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3220 MW (3150 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 $P_{8\%}=3620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3620 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 $P_{8\%}=4340$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3225 MW (3160 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 $P_{8\%}=4540$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3860 MW (3790 MW – rețeaua vizibilă) valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

Pentru sezonul de vară 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 iarnă 2021-2022:

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:

- Retehnologizarea din stația 220 kV Munteni este finalizată;
- AT 200 MVA 220/110 kV Munteni în funcțiune la Bara 1 220 kV;
- LEA 220 kV Gutinaș în funcțiune la Bara 1 220 kV;
- LEA 220 kV FAI în funcțiune la Bara 1 220 kV;
- CT 220 kV în funcțiune;
- CT 110 kV în funcțiune;
- LEA 110 kV Vaslui circ.1 și circ. 2 în funcțiune;
- LEA 110 kV Negrești în funcțiune;
- LEA 110 kV Reditu circ.2 în funcțiune;
- LEA 110 kV Vutcani – Huși circ. 2 –Reditu circ. 1 în funcțiune în stațiile Munteni (pe celula Reditu circ. 2), Vutcani și Huși și în rezervă rece în stația Reditu.

Statia 220/110 kV FAI:

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

Stația 220/110 kV Filești:

- S-a executat o linie lungă provizorie LEA 220kV Lacu Sărat – Barboși derivație AT 200 MVA, 220/110 kV Filești.

Statia 220/110 kV Focșani Vest:

- Se funcționează în schema din etapa a II-a de modernizare a stației 110 kV;
- LEA 110 kV Focșani Vest – CEIL 2 – derivație Laminor 1 – derivație Laminor 2 în funcțiune pe celula 110 kV Focșani Nord 2;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Gugești – derivație Focșani Nord 2 în funcțiune pe celula 110 kV Gugești;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Tătăranu – derivație CEIL 1 în funcțiune pe celula 110 kV Tătăranu;
- AT 200 MVA, 220/110 kV Focșani Vest, CTv 110 kV și LEA 110 kV Focșani Nord 1 în funcțiune.

Statia 400/110 kV Smârdan:

- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV (fost Trafo 1) în funcțiune în regim de provizorat prin intermediul CTf 400 kV și celula existentă a 110 kV Trafo1 redenumită celula 110kV Trafo 3;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 400 kV;
- LEA 400 kV Isaccea – Smârdan, circ. 1 în funcțiune la Bara 1 – 400 kV;
- LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în funcțiune la Bara 1 – 400 kV;
- LEA 400 kV Lacu Sărat – Smârdan în funcțiune la Bara 2 – 400 kV;
- Barele colectoare 1 și 2 400 kV sunt rigidizate printr-o cuplă de separatoare;
- Retrasă definitiv din exploatare: celula LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circuit 2.

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:

- S-au finalizat lucrările de rețehnologizare;
- S-au desființat provizoratele:
 - LEA 220 kV Craiova Nord – Slatina;
 - LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița 1;
 - LEA 220 kV Craiova Nord – Sărdănești;
- Stația 220 kV are următoarea schemă normală de funcționare:
 - Bara 1 – 220 kV: LEA 220 kV Craiova Nord – Sărdănești, LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița circ.1 în funcțiune, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în rezervă;
 - Bara 2 – 220 kV: LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița circ.2, LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord și LEA 220 kV Craiova Nord – Slatina în funcțiune;
 - CT – 220 kV în funcțiune.
- Stația 110 kV are următoarea schemă normală de funcționare:
 - Bara 1 – 110 kV: LEA 110 kV DIF, LEA 110 kV Șimnic 1+2 în funcțiune, AT 1 – 200 MVA în rezervă;
 - Bara 2 – 110 kV: LEA 110 kV Balș 1, LEA 110 kV Balș 2, LEA 110 kV Stoina, LEA 110 kV Filiași, LEA 110 kV ZIE și AT 2 – 200 MVA în funcțiune;
 - CT – 110 kV în funcțiune;

Stația 220/110 kV Ișalnița:

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

Stația 220/110kV Grădiște:

- AT 1 – 200 MVA cu separatorul de bară 1 – 220 kV deschis și în rezervă caldă pe 110 kV;
- AT 2 – 200 MVA cu separatorul de bară 2 – 220 kV închis și în funcțiune 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.

Stația 220/110 kV Arefu

- RTh în desfășurare;
- LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat funcționând pe celula LEA 220 kV Râureni în stația Arefu la bara 2 – 220 kV;
- AT 2 – 200 MVA nou, 220/110 kV Arefu, în funcțiune la bara 2 – 220 kV (pe celula fostă CT – 220 kV) și la bara 1 – 110 kV (pe celula fostă CT – 110 kV);
- LEA 220 kV UHE 1+2 (CHE Vidraru) în funcțiune la bara 2 – 220 kV;
- AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV este retras din exploatare pe perioada lucrărilor de RTh;
- în stația 110 kV echipamentele sunt în funcțiune la bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Oești provizorat funcționează pe celula 110 kV CTf la bara 1 – 110 kV prin montare legături flexibile între CTf și bara de transfer 110 kV și între bara de transfer 110 kV și LEA 110 kV Oești.

DET 4

Stația 220/110 kV Hășdat:

- RTh finalizată;

- Stațiile de 220 kV și 110 kV cu sistem dublu de bare colectoare;
- LEA 220 kV Mintia – Retezat derivație Oțelărie Hunedoara provizorat desființată;
- LEA 220 kV Baru Mare – Petiș provizorat desființată;
- LEA 220 kV Hășdat – Baru Mare, LEA 220 kV Hășdat – Peștiș, LEA 220 kV Hășdat – Mintia; LEA 220 kV Hășdat – Oțelărie Hunedoara și LEA 220 kV Hășdat – Retezat puse în funcțiune.

Statia 220/110 kV Iaz:

- Se desfășoară etapa 5 de RTh în stția 110 kV;
- LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 – racord AT2 vechi provizorat și AT2 vechi – 200 MVA s-au retras definitiv din exploatare;
- LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 în funcțiune;
- AT2 nou – 200 MVA, 220/110/20 kV se va denumi AT2 – 200 MVA, 220/110/20 kV în funcțiune;
- LEA 110 kV Iaz – CFR Caransebeș racord Reșița provizorat s-a retras definitiv din exploatare și LEA 110 kV Iaz – CFR Caransebeș provizorat este în funcțiune;
- LEA 110 kV Iaz – Reșița provizorat este în funcțiune;
- LEA 110 kV Iaz – Nădrag provizorat este în funcțiune.

Statia 220/110 kV Baru Mare:

- Se desfășoară etapa 3A de RTh în stația 110 kV;
- S-a realizat LEA 110 kV Baru Mare – Hațeg – Pui CFR provizorat;
- LEA 110 kV Baru Mare – Paroșeni circ. 2 este în funcțiune în Paroșeni;
- S-a realizat LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva provizorat;
- S-a realizat LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu – Rușchița provizorat.

Stația 220/110 kV Timișoara:

- S-a realizat LEA 110 kV Timișoara – Azur circ. 1 – Venus provizorat;
- S-a realizat LEA 110 kV Timișoara – Azur circ. 2 – Victoria provizorat.

Stația 220/110 kV Reșița:

- LEA 110 kV Călnicel – Mociur circ. 2 provizorat în funcțiune ;
- LEA 110 kV Mociur circ. 1 – Furnale circ. 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Reșița – Oxigen circ. 2 – Furnale circ. 1 provizorat în funcțiune.

DET 5

Statia 400/220 kV Iernut:

- AT1 400 MVA 400/220 kV (existent) în funcțiune pe bara 1 – 400 kV;
- AT2 400 MVA 400/220 kV nou în funcțiune pe bara 2 – 400 kV și racordat în cablu 220 kV pe diametrul D6 nou în Nod 62 – 220 kV în funcțiune prin cuplele C62 și C6M 220 kV (se estimează punere în funcțiune în luna aprilie);
- în stația de 220 kV în funcțiune un nou diametru, D6 220 kV cu celulele de cuple C61, C6M, C62, Nod 61, Nod 62;
- cablul nou 220 kV, către CTE Iernut, racordat în Nod 61 este dezlegat de la capetele terminale.

Statia 220/110 kV Ungheni:

- Se desfășoară etapa 2 de RTh, etapa 1 se estimează că se finalizează în aprilie;
- LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ.1 în funcțiune pe bara 2 – 220 kV în stația Ungheni (pe celula nouă);
- AT2 – 200 MVA 220/110 kV (existent) în funcțiune pe bara 2 – 220 kV (nouă);
- LEA 220 kV Iernut – Fântânele provizorat în funcțiune în stațiile: Fântânele (pe fosta celulă 220 kV Ungheni) și în stația Iernut (pe fosta celulă Ungheni circ.2);
- AT1 – 200 MVA 220/110 kV retras definitiv din exploatare.

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.

Statia 110 kV Armătura:

- S-a retras definitiv din exploatare;
- S-a pus în funcțiune LEA 110 kV Sălaj – Zalău circ.2, rezultată prin șuntarea LEA 110kV Zalău – Armătura cu LEA 110kV Sălaj – Armătura. LEA 110 kV Sălaj – Zalău circ.2 este în funcțiune în stația Sălaj și în rezervă caldă în stația Zalău.

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, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI;

DET 2:

AT1,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu cu celule dezafectate pentru RTh, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord;

DET 4:

AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

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).

6.2. Concluzii privind regimurile staționare

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

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

- zona 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 compusă din Dobrogea 110kV și zona stației 400/110 kV Tariverde;

- zona 110kV Lacu Sărat, Smârdan;

- zona stațiilor 400/110kV Stupina și Rahman;

- zona stației 400/110kV Tariverde;

- zona Baltagești, 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.

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

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

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent, de iarnă 2021-2022, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune CEED.

c) 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 iarnă 2021-2022.

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 30°C.

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

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

Măsurile topologice și de 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:

- *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 LEA 110 kV Valea Călugărescă – Urziceni;
- conectarea CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni, depășirile mutându-se în rețeaua de 110 kV pe LEA 110 kV Tecuci – Mărășești (185 mm²) și LEA 110 kV Mărășești - Gutinaș (150 mm²);
- deconectarea LEA 110 kV Tecuci – Cudalbi.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2783 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8400 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
MW									
P _{max.CEE}	confidențial								cca. 2783

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
%	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	confidențial								95,7

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

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

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS aprilie	8100	***) 2906 ➡ 2733	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	Gs	4700	1700	0		1400	800
R3	VS mai-iunie	7400	0	0		700	-2000
R4*)	VDV	8400	***) 2906 ➡ 2783	700		1400	1000
R5	VDVmax	8900	0	700		1400	-1500
R6	VDV (IGM sezonier)	7800	1000	600		1400	-400

R4 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 iteratii, pornind de la valoarea inițială propusă prin temă (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibilă netă) și ajungând la o valoare astfel încât:

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

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

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

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

Echipament retras din exploatare	Limitare preventivă (total reducere)	$P_{g\ CEE}$ / Excedent maxim al zonelor cu limitare preventivă
LEA 400 kV Brașov – Gutinaș	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Lacu Sărat – Gura Ialomiței	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavoda, circ.1 (circ.2)	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV București Sud – Pelicanu	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Domnești – București Sud	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Domnești – Brazi Vest	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>

LEA 400 kV Tulcea Vest –Tariverde	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă bloc cu Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Barboși – Filești	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

confidențial

6.5. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Secțiunea nouă S2 este formată din următoarele elemente:

- LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori,
- LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba,
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva,
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c.,
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord,
- LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud,
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov,
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.

Valorile puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN în schema cu N elemente în funcțiune sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]	Deficit [MW]	Elementul care a declanșat	Depășiri
		P _{adm}	P _{adm}		
1	S 1	1450 ¹⁾	–	LEA 400kV Țânțăreni – Sibiu Sud	LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord
2	S 2		2560 ²⁾	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori	379 kV în Stațiile 400 kV Roșiori, Oradea Sud
3	S 2	–	1480 ²⁾	LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud sau LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov	LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord
4	S 3	–	980 ²⁾	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș	378 kV în Stația 400 kV Suceava
5	S 4	–	750 ¹⁾ 1310 ²⁾	1) LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud 2) LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut	1) LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni 2) 378 kV în Stația 400 kV Iernut
6	S 5	–	480 ¹⁾ 750 ²⁾	1) LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș 2) LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord	1) LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu 2) 378 kV în Stația 400 kV Suceava
7	S 6	2950 ¹⁾	–	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș	LEA 110 kV Gutinaș – Măreșești

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunile S1 și S2 este necesară punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, reconducătorarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c., reconducătorarea axului 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat.

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunea S4 este necesară reconducătorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.

Pentru a crește puterea evacuată din zona Dobrogea și zonele adiacente produsă în CEE și implicit a puterii admisibile în secțiunea S6 este necesar să se realizeze o nouă 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, respectiv reorganizarea (radializarea) rețelei de 110 kV pentru o evacuare directă în rețeaua de 400 kV din zonă.

6.6. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

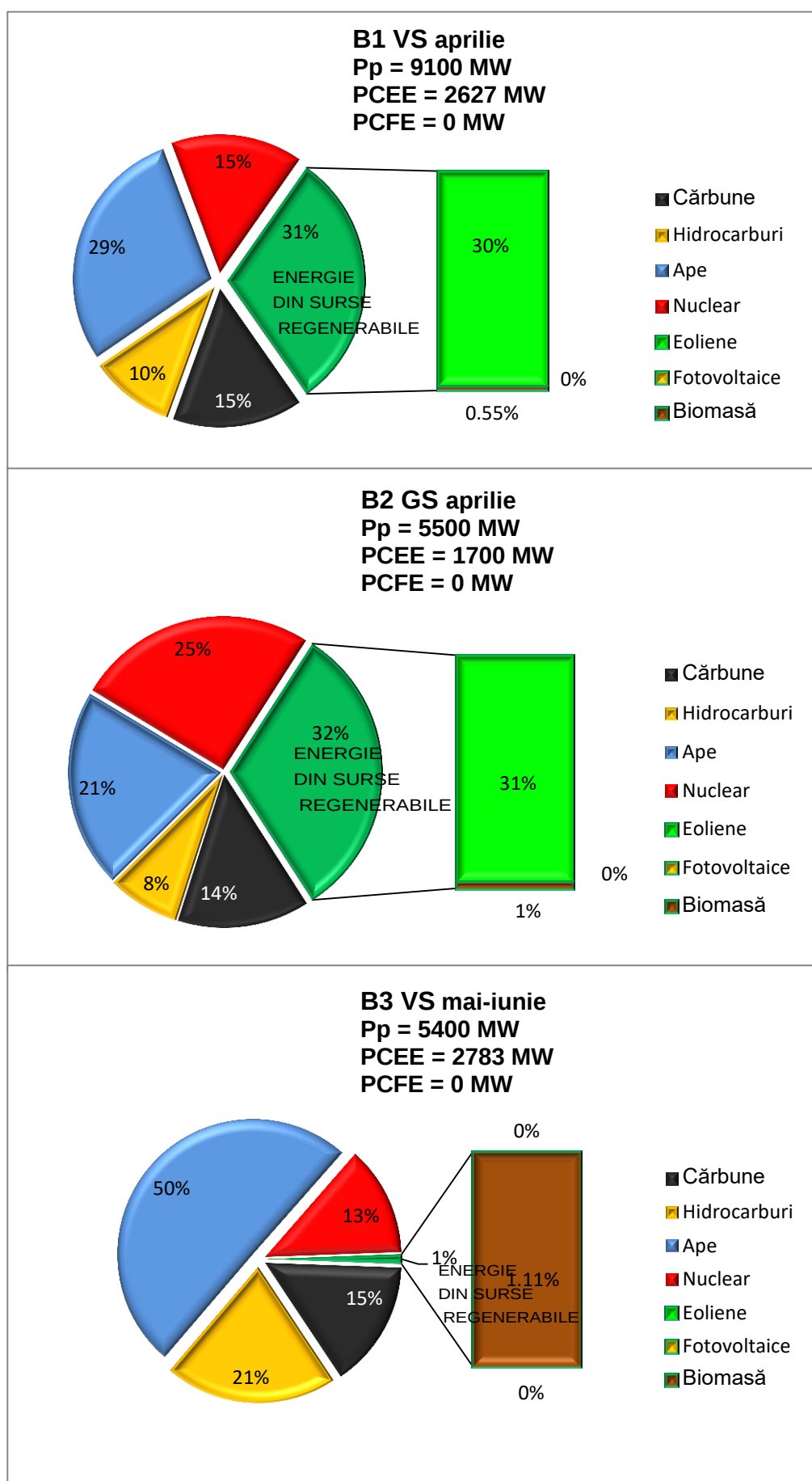
6.7. Concluzii generale

Rezultatele studiului indică necesitatea de a urgenta realizarea unor¹ obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2020 – 2029, în corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2022”:

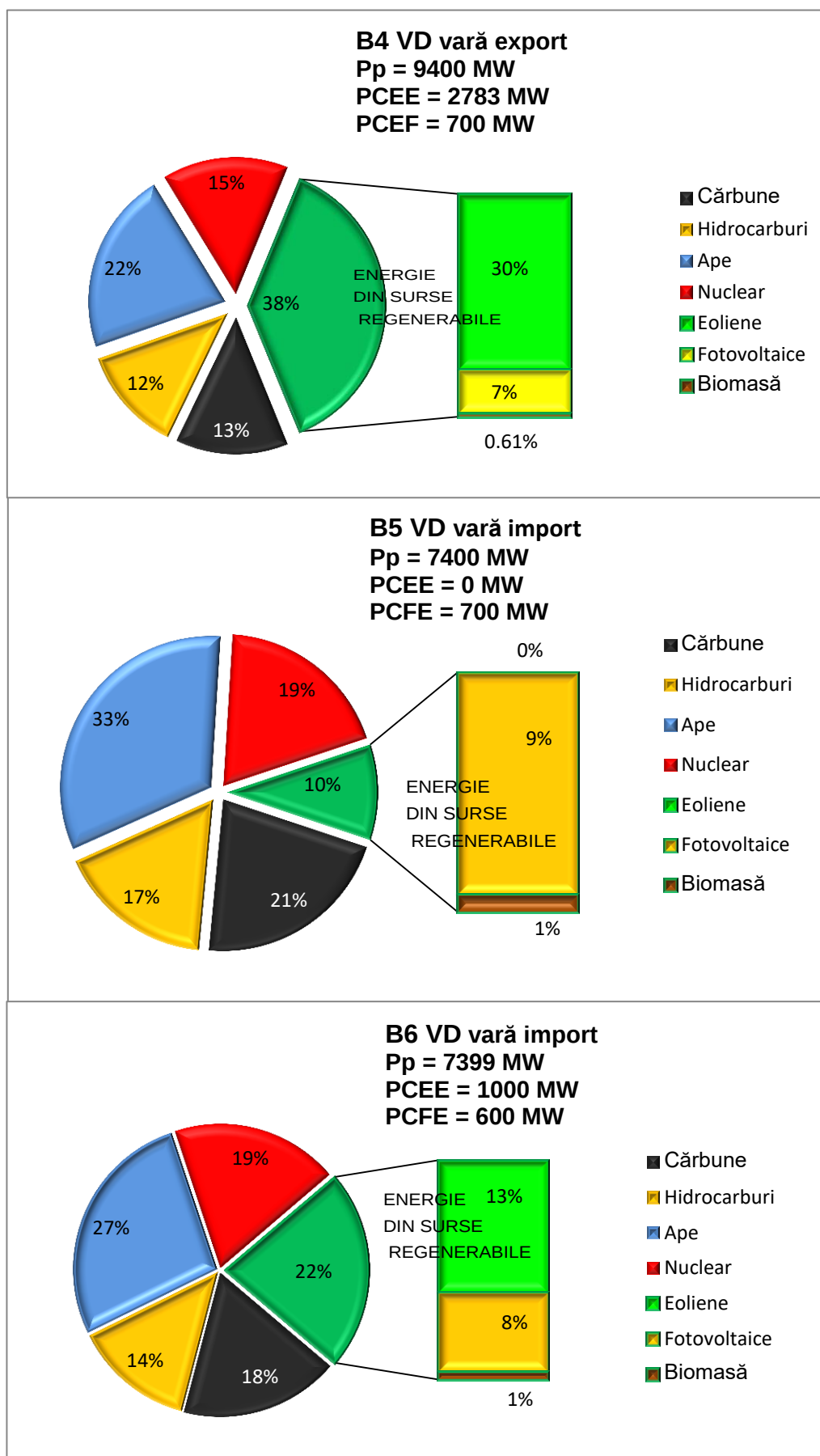
- Finalizarea retehnologizării stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV de interconexiune cu BG din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței;
- Trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

¹) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 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 vara 2022” este precizat în primul capitol și se referă la planificarea operațională la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2022 (valori procentuale)

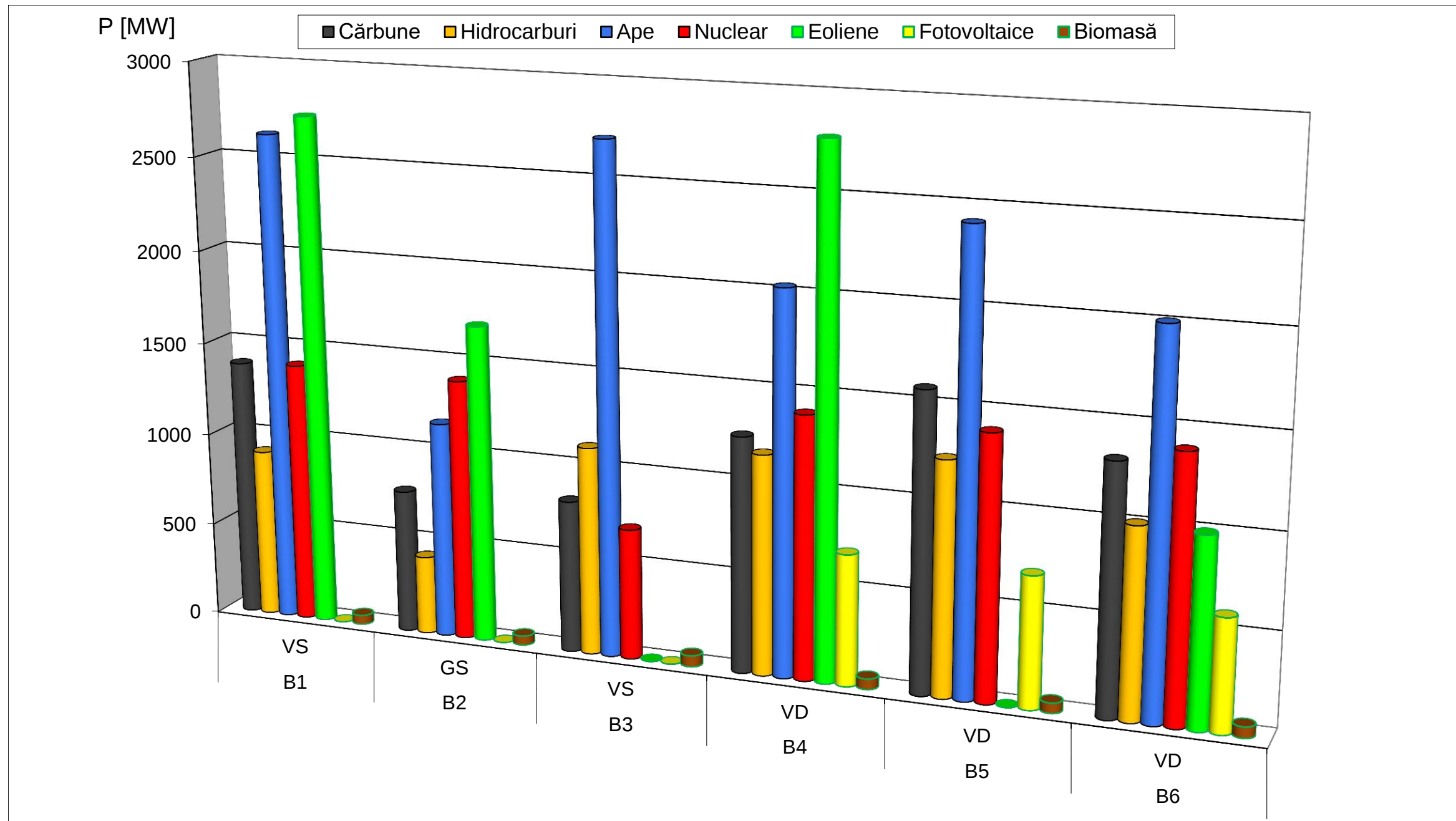


Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2022 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru vara 2022
(valori absolute)

ANEXA 2.7.3.



Valorile NTC ferme pe granițele României în aprilie **2022** licitații lunare

NTC	1.04	2-3.04	4-8.04	9-10.04	11-15.04	16-17.04	18-20.04	21.03	22.04	23-24.04	25-26.04	27-29.04	30.04	
RO=>HU	800													JAO
HU=>RO	1000													JAO
RO =>RS	450	500		600	650	550	400							a
RS =>RO	500	650	500	450	650	450				550	450			a
RO=>BG	1250													a
BG=>RO	1000	1250	1000	1250										a
RO=>UA	0													a
UA=>RO	0													a
RO export	2500	2550		2650	2700	2600	2450							
RO import	2500	2900	2500	2700	2900	2700				2800	2700			

- TRM export/import în interfața RO **300 MW / 400 MW**; TRM este 200 MW / 300 MW pe perioada retragerii LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;