



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

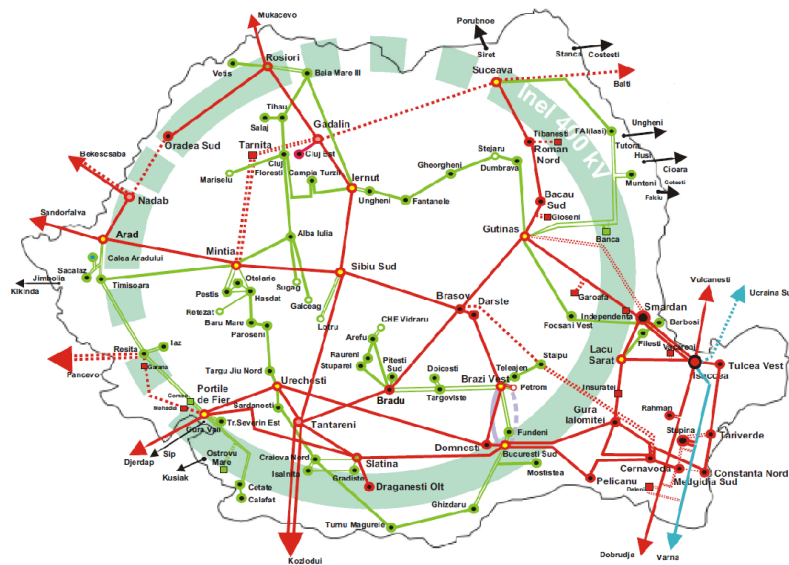
Divizia Dispecerul Energetic National

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

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

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Strada Olteni nr 2-4, cod poștal 030786, sector 3, București
România, Nr. Înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000, Cod unic
de Înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
www.transelectrica.ro

Planificarea operationala a functionarii SEN in iarna 2013-2014



Septembrie 2013

Acest studiu nu poate fi reprodus, imprumutat, expus sau folosit in nici un alt scop dacât cel pentru care a fost comandat si executat.
Informatiile continute in acest document nu pot fi transmise la terti sau folosite in alte scopuri fara acordul scris al DEN



Planificarea operationala a functionarii SEN in iarna 2013-2014

Dispecerul Energetic National
Director Divizie
ing. Octavian LOHAN

Directia Planificare Functionare SEN
Director
Dr.ing. Florin BALASIU

Verificat: ing. Cristian RADOI

Intocmit:

Dr.ing. Rodica BALAURESCU
ing. Cornel Mircea ALDEA
ing. Roxana Cecilia BROSIU
ing. Silvia Manuela BRICMAN
ing. Amada IONESCU
ing. Costel CONSTANTIN
ing. Claudia-Elena BOAMBA

Prognoza si Magementul Congestiilor

ing. Mioara MIGA PAPADOPOL
ing. Simona POPESCU

Colaboratori:

MPEP ing. Georgiana GIOSANU
ing. Diana COSTEA
DET 1 ing. Cristian CALIMAN
DET 2 ing. Marius ŞETRAN
DET 3 ing. Mihai STROICA
ing. Marius PETELEAZA
DET 4 ing. Aurelian Sorin DENTEAN
ing. Ioan FREANTI
DET 5 ing. Mircea BICA
RAF ing. Adela CIUPULIGA
ing. Emanuel IONITA
DEC ing. Cornel ERBASU
DPMFGAP dr.ing. Doina ILISIU
ing. Ionela SERBANESCU

Septembrie 2013

Acest studiu nu poate fi reprodus, imprumutat, expus sau folosit in nici un alt scop decât cel pentru care a fost comandat si executat.
Informatiile continute in acest document nu pot fi transmise la terti sau folosite in alte scopuri fara acordul scris al DEN

CUPRINS

SUMAR STUDIU.....	6
1. INTRODUCERE.....	14
2. BALANTELE DE PUTERE	15
2.1. Consumuri.....	15
2.1.1. Consumuri inregistrate.....	15
2.1.1.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica de iarna	15
2.1.1.2 Consumuri inregistrate in iarna 2012-2013	16
2.1.1.3 Valori NTC	19
2.1.2 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2013.....	19
2.1.3 Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2013-2014.....	21
2.2. Capacitati de productie.....	22
2.3. Variantele de balanta	22
3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN	24
3.1 SCHEMA DE CALCUL.....	25
3.2 VARIANTE DE REGIMURI ANALIZATE	28
3.3 ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCTIONARE	28
3.3.1 Prezentarea CEE modelate.....	28
3.3.2 Prezentarea CEF modelate.....	32
3.3.3 Analiza regimurilor de functionare in schema N	34
A. Circulatii de putere.....	34
B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie a tensiunii in nodurile de control ale SEN	35
C. Consum propriu tehnologic.....	39
D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare	39
3.3.4 Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri	53
DET 1	54
DET 2	78
DET 3	112
DET 4	122
DET 5	130
3.3.5. Analiza factorului de influenta a unei contingente externe asupra SEN	143
3.4. confidential.....	144
3.5 CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)	144
3.5.1 NTC indicative negarantate	144
3.5.1.1 NTC maxime negarantate, pentru topologie normala	144
3.5.1.2 NTC anuale prognozate indicative pentru 2014.....	145
3.5.2 NTC anuale ferme pentru 2014	145
3.5.3 NTC lunare/sublunare ferme	146
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE	148
4.1 Sectiunea S1.....	149
4.2. Sectiunea S2.....	150
4.3. Sectiunea S3.....	151
4.3.1. Sectiunea S3 cu 2 unitati in CNE Cernavoda si 1500 MW in CEE	151
4.3.2. Sectiunea S3 cu o unitate in CNE Cernavoda si zero MW in CEE	153
4.4. Sectiunea S4.....	154
4.4.1. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R3 palierul VS	154
4.4.2. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R2 palierul Gs.....	156
4.5. Sectiunea S5.....	158
4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R3 palierul VS	158
4.5.2. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R2 palierul Gs.....	161
4.6. Sectiunea S6.....	164
5. confidential.....	167
6. PROPUNERI DE MASURI	168
6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare	168
6.2. Concluzii regimuri stationare	170
6.2.1 Prezentarea pe scurt a CEE.....	170
6.2.2 Verificarea criteriului N-1 in schema completa.....	171

6.2.3 Verificarea criteriului N-1 in scheme cu retrageri	175
6.3 Conditionari de regim	180
6.4 Concluzii analiza stabilitate statica	180
6.5 confidential.....	180

ANEXE:

2.3.(2-4) Structura pe resurse a productiei brute din SEN in iarna 2013-2014

3.11 NTC prognozate si ferme

Restul anexelor sunt confidentiale

SUMAR STUDIU

1. Scopul studiului

Scopul studiului este de a furniza 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 pentru perioada de iarnă 2013-2014 și propune pe baza calculului, schema normală de funcționare pentru perioada analizată.

2. Balanțe de puteri

La elaborarea balanțelor de putere s-a ținut cont de:

- Prevederile din HG nr.138 / 3 martie 2013 publicată în MO 196 / 8 aprilie 2013;
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2013;
- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2013 (inclusiv linii de interconexiune);
- Informațiile primite de la producători conform Codului tehnic al RET pentru anul 2013;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

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

Conform informațiilor furnizate de gestionari, evoluția puterii instalată în centralele electrice care funcționează bazate pe surse regenerabile în perioada considerată este:

Tip centrala	[MW]					
	oct.2013	noi.2013	dec.2013	ian.2014	feb.2014	mar.2014
CEE TOTAL instalat	2303.34	2401.34	2729.59	2729.59	2744.59	2881.59
CEF TOTAL instalat	692.34	1207.07	1331.07	1331.07	1331.07	1396.07

Prognoza consumului intern porneste de la cantitățile de energie electrică din contractele reglementate pentru anul 2013 de către ANRE și de la citirile din ziua caracteristică de sezon, și folosește informații statistice privind evoluția multianuală/lunară/orară a consumului ținând cont și de dependența consumului SEN de temperatura mediului și funcționarea termoficării, cât și informațiile primite referitoare la puterile prioritare.

S-au considerat 5 nivele diferite ale consumului intern, însă ținând cont și de programul anual de retrageri grupuri, de valorile soldului prognozat pentru perioada de timp considerată, de funcționarea termoficării, de promovarea producerii de energie din surse regenerabile au rezultat 7 balanțe de producție-consum.

Iarna, vârful zilnic al curbei de sarcină este seara, de aceea s-a considerat puterea produsă în CEF=0. Pentru analize cu producție în CEF s-a considerat un vârf de dimineață al sarcinii din luna martie în care s-a modelat o producție a acestora de 80% din P instalată în CEF și 1500MW în CEE.

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie eoliana (MW)	Productie fotovolta. (MW)	Productia în centrale mari (MW)				Sold (MW) Exp.	Centrale mici (MW)	Baza de calcul
						Termocentrale		CNE	Hidro			
						Cârb	Hidrocarb					
B1	8970	8400	VS T	1500	0	2315	1295	1420	2140	570	300	R1
B2	4800	5000	Gs T	1000	0	1025	590	1400	565	-200	220	R2
B3	9370	8800	VS I	1500	0	2780	1435	1420	1935	570	300	R3
B4	9370	8800	VS I Peol=0	0	0	3460	1595	1420	2595	570	300	R4
B5	9370	8800	VS I maxPeol	2200	0	2660	1295	1420	1495	570	300	R5
B6	10070	9500	VSmax I Peol=0	0	0	3600	2155	1420	2595	570	300	R6
B7	9070	8500	Vd P CEE+CFE	1500	1100	2330	885	1420	1535	570	300	R7

S-a stabilit un nivel de 1500MW al producției CEE pentru regimul de bază R3, palier VS I. Acesta reprezintă cca. 55% din P_i la nivelul lunii ianuarie 2014. Acest nivel al producției este un nivel cu o probabilitate satisfăcătoare de realizare, având în vedere participarea la acoperirea palierului de consum a tuturor resurselor, inclusiv carbune. Este justificată alegerea producției de 1500MW, cu atât mai mult cu cât sunt analizate oricum și regimuri extreme pentru calcule de sensibilitate, cu producție =0 sau cu producție ridicată în CEE (80%).

S-a considerat un nivel de 1500MW al producției CEE și pentru regimul de toamnă. Acesta reprezintă cca. 65% din P_i la nivelul lunii octombrie 2013.

La palierul de gol de toamna zi de sarbatoare, nivelul de productie a CEE de 1000MW a rezultat ca fiind cea mai mare valoare astfel incat sa fie asigurate serviciile de sistem, in ipoteza de palier de consum si de sold asumata prin tema. Acesta reprezinta cca. 43% din Pi la nivelul lunii octombrie 2013.

In programarea functionarii grupurilor s-a tinut cont de valorile rezervelor necesare si/sau contractate pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem.

3. Regimuri stationare de functionare a SEN

In cadrul capitolului de regimuri stationare de functionare a SEN, s-a urmarit realizarea si analiza unor regimuri considerate posibile de functionare a SEN, relevante pentru diversele situatii prognozate sa apara in sezonul de iarna 2013-2014, regimuri care sa fie simultan economice si sigure si a caror analiza sa conduca la determinarea elementelor de stabilire a schemei normale si a conditionarilor de regim.

Aceste regimuri servesc si ca date de intrare pentru analizele de stabilitate statica si tranzitorie ale SEN.

Pe baza analizei din punct de vedere stationar a acestor regimuri, se propun:

- eventuale masuri necesare a fi luate la functionarea in schema completa
- conditionari de regim la retragerile din exploatare a diverselor echipamente.
- schema normala

3.1 Datele de intrare pentru calculele de regimuri stationare sunt:

- balantele de putere realizate in capitolul anterior;
- diagramele de capabilitate ale generatoarelor din SEN;
- retragerile si punerile in functiune de echipamente: s-au considerat incheiate lucrarile de RTh in statia Brasov;
- noile CEE si CEF care au confirmat ca se vor racorda esalonat sau nu in cursul perioadei analizate; modelarea lor a presupus atat identificarea incadrarii lor in retea, cat si stabilirea gamei de putere reactiva pe care trebuie sa o asigure (in punctul comun de conectare: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$);
- modelele retelelor externe cu care SEN este interconectat, pentru palierul de varf si pentru cel de gol

3.2 Continutul analizelor:

- Prin utilizarea aceleiasi metodologii din studiile anterioare, bazata pe reglarea iterativa a regimului de varf considerat cel mai reprezentativ pentru perioada analizata, R3, in tandem cu regimul de gol, R2, cu minimizarea consumului propriu tehnologic si verificarea respectarii criteriului de siguranta N-1 se stabilesc parametrii regimurilor, inclusiv setul de ploturi ale trafo bloc, valabil toata perioada analizata.

- Acesti parametri se preiau si pentru celelalte baze de calcul (regimuri).

- Se analizeaza fiecare baza de calcul in schema completa, dupa ce schimbul de putere reactiva cu sistemele vecine a fost reglat la o valoare redusa.

- Regimurile au fost declarate admisibile dupa verificarea respectarii criteriului N-1. Au fost aplicate in acest scop conditionari de regim.

- Conditionarile de regim comune au fost grupate a inceputul capitolului 3.3.1 Analiza regimurilor de functionare in schema N, punctul D, - Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare. Aceste conditionari comune se mentin si la regimul de gol de sarcina.

- Conditionarile de regim specifice regimurilor se prezinta separat pentru fiecare regim in parte.

- Se analizeaza consumul propriu tehnologic din RET in ordinea descrescatoare a influentei retragerii din exploatare la care au fost luate in considerare conditionarile de regim.

- Se analizeaza circulatiile de putere, tensiunile, tensiunile in nodurile de control ale SEN.

- Se analizeaza factorul de influenta al unei contingente externe asupra unei linii interne din zona de responsabilitate (SEN), pentru actualizarea ariei de observabilitate, listei de contingente simple si listei de contingente exceptionale care se va discuta in sedinta anuala de coordonare regionala a retragerilor din exploatare in interconexiune.

- Se analizeaza fiecare baza de calcul (regim) in scheme de retrageri. Aceasta analiza presupune determinarea conditionarilor pentru cazurile la care retragerea unui echipament simultan cu declansarea altuia, conduce la un regim care nu este admisibil.

Pentru fiecare baza de calcul, s-au analizat in medie 100 de regimuri (cazuri de retrageri de echipamente) care au necesitat masuri de modificare a topologiei retelei si eventual de dispecerizare a productiei, pentru a le putea declara ca admisibile.

Infasuratoarea acestor conditionari de regim este prezentata in capitolul de concluzii al studiului.

3.3 Aspecte legate de centralele regenerabile considerate in studiu
S-au modelat CEE si CEF.

3.3.1 CEE

In tabelul de mai jos se prezinta productia CEE in regimurile analizate.

Regim	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
CEED							
Total productie zona Dobrogea	1080	720	1001	0	1446	0	1001
Total productie zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman	355	237	422	0	604	0	422
Total productie zona Dobrogea + zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman	1435	957	1423	0	2050	0	1423
Total productie zona Banat	31	21	26	0	48	0	26
Total productie zona Moldova	33	22	55	0	102	0	55
Total productie considerata in CEED	1500	1000	1500	0	2200	0	1500

Aceasta productie a fost repartizata, in functie de amplasarea centralelor electrice eoliene, in doua zone definite mai jos:

Zona Dobrogea, din punct de vedere a racordarii CEE, este delimitata de:

- L 400kV Tulcea V.-Isaccea;
- L 400kV Medgidia S.-Cernavoda;
- L 400kV Constanta N.-Cernavoda;
- L 110kV Ostrov- L.Sarat c1 si c2;
- L 110kV Baltagesti-G.Ialomitei.

CEE din **zona Dobrogea** sunt:

- cele care debiteaza in reseaua 110kV (buclata) Constanta-Medgidia-Tulcea;
- cele care debiteaza in statia 400/110kV Tariverde.

Se mentioneaza ca, atata timp cat L 110kV Basarabi-Baltagesti este deconectata, CEE care debiteaza in statia Baltagesti, adica CEE Pantelimon si CEE Targusor, nu apartin zonei Dobrogea sau altei zone definite mai sus.

Conectarea L 110kV Basarabi-Baltagesti (in cazul unor retrageri din exploatare, ca masura de regim) determina evacuarea puterii celor doua CEE mentionate mai sus catre / din zona Dobrogea si ca urmare considerarea acestor CEE in zona Dobrogea.

Nivelul maxim al productiei in CEE a fost determinat iterativ, in regimul R5, cel in care s-a analizat productia maxim posibila a se evacua din CEE.

S-a pornit de la un nivel de 2730MW, adica 100% din Pi la nivelul lunii ianuarie 2014. Acesta a fost corectat prin reducere, pana la obtinerea unui regim in care sa se respecte criteriul N-1.

S-au analizat doua variante de reducere a productiei:

- reducerea doar pe zona Dobrogea;
- reducere cumulata pe zona Dobrogea si zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman.

In ambele cazuri, reducerea s-a realizat proportional cu productia fiecarei CEE (deci cu Pi), asupra tuturor CEE din zona vizata.

In functie de ipoteza privind temperatura mediului ambiant si de functionarea buclata sau nu in schema completa, rezultatele sunt:

Temperatura mediu ambiant	L 110kV Pogoanele-Jugureanu V.Calugareasca-Urziceni conectate	CEE zona Dobrogea + zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman [MW]	CEE SEN [MW]
20°C	Nu	confidential	confidential
20°C	Da	confidential	confidential
30°C	Nu	confidential	confidential

3.3.2 CEF

In ceea ce priveste centralele fotovoltaice, acestea au fost modelate doar in regimul de varf dimineata primavara si s-a considerat o productie egala cu 80% Pinst. pentru CEF cu avize si contracte de racordare, care au confirmat telefonic la momentul respectiv punerea in functiune in perioada analizata, cu un grad de incertitudine mai mic sau mai mare.

3.4 Rezultatele analizelor de regimuri stationare

3.4.1 Rezultatele pe scurt ale analizelor in schema completa

S-au constatat urmatoarele:

1) Declansarea L 400kV Gutinas-Smardan este contingenta care conduce la limitarea productiei CEE din zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman.

Nivelul pana la care este limitata productia CEE in zonele mai sus mentionate depinde de mai multi factori:

- structura productiei CEE din zonele mai sus mentionate;
- numarul si distributia grupurilor generatoare din CET Galati;
- distributia consumului pe barele 110kV SC3 –CSG si Smardan;
- temperatura mediului ambiant;
- buclarea retelei de 110kV;
- palierul de consum.

Se precizeaza ca incarcările pe liniile 220kV din Barbosi sunt determinate de productia cumulata a zonelor de CEE mentionate mai sus.

2) Nivelul si structura productiei din CCCC Petrom Brazi determina in anumite regimuri necesitatea adoptarii de masuri postavarie, pentru respectarea criteriului N-1.

- Functionarea CCCC Petrom Brazi cu doua grupuri (TA +TG1 sau TG2), impreuna cu un nivel de productie mare in CEE (regimul R5), sunt factori favorizanti ai incarcarii AT3 (4) 400/220kV Buc.S., la declansarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S., situatie care se corecteaza prin masuri postavarie;
- Functionarea CCCC Petrom Brazi cu doua grupuri (TA +TG1) mai incarcate decat in balanta corespunzatoare regimului R5, in conditii de productie moderata in CEE (regimul R3), conduce la depasiri in RET la declansari precum L 220kV Buc.S-Fundeni c2 sau L 400kV Darste-Brazi V., situatii care se corecteaza prin masuri postavarie.

3) Regimurile fara productie in CEE, cu consum moderat sau sporit (R4 respectiv R6) determina schimbarea statutului zonei 110 kV Constanta-Medgidia-Tulcea din excedentara in deficitara. In aceste regimuri este afectata si zona FAI-Munteni, unde nu se respecta criteriul N-1 la declansarea AT 220/110kV FAI, in lipsa buclarii zonei FAI cu zonele invecinate.

4) Se semnalez ca productia noilor **CEF**, anuntata ca fiind ridicata, in special in DET 2 si DET 5, va ridica probleme de evacuare a productiei, la declansari precum AT 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune, L 400kV Iernut-Sibiu, L 220kV Mintia-Al.Iulia.

3.4.2 Rezultatele pe scurt ale analizelor in schema cu retrageri

Pentru a determina conditiile de regim la retragerea unui echipament, au fost considerate retrase din exploatare pe rand toate echipamentele din RET si au rezultat, in functie de regimul initial (R1÷R7), intre 50 ÷ 100 de cazuri de retrageri de echipamente, urmate de declansari N-1 de echipamente, care au necesitat masuri de regim pentru indeplinirea criteriului de siguranta.

La retragerea din exploatare a unui echipament, s-au identificat pentru fiecare regim in parte, cazurile de declansari N-1 de echipamente, care conduc la regimuri inadmisibile. Dupa identificare, aceste cazuri au fost solutionate, propunandu-se pentru fiecare in parte masuri de regim. S-a determinat pentru fiecare retragere din exploatare de echipament identificat si pentru fiecare regim in parte, setul de conditionari acoperitor prin care se respecta criteriului de siguranta N-1.

La realizarea setului de conditionari pentru retragerea din exploatare a unui echipament, exista cazuri cand o anumita masura este favorabila unei declansari, dar contraindicata pentru alta declansare.

Un exemplu sugestiv pentru o astfel de situatie este cazul realizarii setului de conditionari pentru L 400kV Tulcea V.-Isaccea, la care masura cu efecte contradictorii este conectarea L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

Conectarea acestei linii este favorabila pentru declansarea L 400kV Constanta N.-Cernavoda, dar nefavorabila pentru declansarea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei.

Intr-un astfel de caz se renunta la conectarea L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2, ea suplinindu-se partial prin conectarea L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni si partial prin suplimentarea reducerii preventive a productiei CEE din zona Dobrogea cu confidential.

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar si din axele catre zonele limitrofe, atat catre zona Bucuresti S., cat si catre Moldova, cuprind in setul de conditionari de regim, dupa epuizarea masurilor de retea, masuri de limitare (reducere) a productiei CEE din zona Dobrogea, cumulat sau nu cu limitare (reducere) a productiei CEE din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman. Limitarile (reducerile) pot fi postvarie sau preventive.

Pentru evitarea acestor limitari (reduceri) se recomanda retragerea acestor echipamente atunci cand productia CEE permite acest lucru (este mai redusa).

S-au prezenatat pentru regimurile cu productie in CEE, pentru paliere de gol noapte zi sarbatoare si varf seara iarna), echipamentele a caror retragere din exploatare necesita si masuri de limitare (reducere) a productiei CEE.

A fost evidentiat:

- caracterul preventiv sau postvarie al masurii, dar si mixt in anumite cazuri
- nivelul *de la care si pana la care* se limiteaza productia CEE, rezultand astfel si dimensiunea reducerii.

Au fost facute recomandari in legatura cu functionarea CCCC Petrom Brazi. La functionarea CCCC Petrom Brazi cu 2 grupuri sa fie in functiune **TG2**, in scheme cu retrageri din exploatare ale urmatoarelor echipamente, in completare a setului de masuri privind topologia retelei:

- L 400kV Domnesti-Brazi V.
- L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 (sau c2)
- AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud
- AT3 400/220kV Brazi Vest
- L 400kV Darste-Brazi V.
- L 400kV Domnesti-Buc.S.
- L 400kV Bradu-Tantareni

Aceasta masura se va elimina odata cu aparitia celui de-al doilea AT 400 MVA 400/220kV in Brazi V.

S-a evidentiat ca setul de conditionari de regim pentru regimurile fara productie in CEE este complet diferit in zonele care devin din excedentare, zone deficitare.

Pentru respectarea criteriului de siguranta N-1 si a rezervelor de stabilitate statica in sectiunile caracteristice S4 si S5 in schema completa sau in scheme cu retrageri din exploatare trebuie respectate valorile puterilor admisibile din procedura operationala.

Productia din CET Isalnita impune pe langa realizarea masurilor de retea si limitari de putere la diferite valori in functie de schimbarile de topologie adoptate si de temperatura mediului ambiant, pentru respectarea criteriului de siguranta N-1 la retragerea din exploatare a echipamentelor urmatoare:

- L 220 kV Isalnita-Craiova N. c1/c2;
- L 220 kV Isalnita-Gradiste;
- L 220 kV Slatina-Gradiste.

Suma circulatiilor de putere pe linia 220 kV Portile de Fier-Resita c1 si c2 nu trebuie sa depaseasca **confidential** (raportat la Iadm 30°C) in scheme cu retrageri din exploatare a unor echipamente din RET (altele decat un circuit al liniei 220 kV Portile de Fier-Resita) pentru a respecta criteriul N-1 la declansarea unui circuit al liniei 220 kV Portile de Fier-Resita astfel incat incarcarea circuitului ramas in functiune sa nu depaseasca limita curentului admisibila la 30°C. La depasirea valorii sumei circulatiilor de putere se iau masurile de modificare a topologiei retelei electrice din zona, iar daca dupa realizarea masurilor specificate mai sus, raman incarcate elemente din retea se vor realiza si alte masuri precum:

- dispecerizarea automatizarii din statia 400 kV Portile de Fier;
- dispecerizarea productiei altor centrale influente.

3.5 Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1 Au fost determinate valori NTC indicative negarantate:

a) S-au calculat valorile NTC de export si import maxime negarantate in interfata Romaniei pentru sezonul de iarna 2013-2014 si topologie normala, utilizabile pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil:

RO export NTC 2300 MW
 RO import NTC 1500 / 2100 MW fara / cu deficit constant in S4

Acestor valori NTC in interfata le corespund valorle NTC bilaterale agregabile in interfata SEN :

RO=>HU 800 MW
 HU=>RO 500 / 700 MW
 RO=>RS 700 MW
 RS=>RO 350 / 550 MW
 RO=>BG 650 MW
 BG=>RO 500 / 550 MW
 RO=>UA 150 MW
 UA=>RO 150 / 300 MW

Valorile NTC sunt afectate de modificarea sezoniera a reglajelor protectiilor in sisteme vecine, cresterea productiei in CEE, circulatiile paralele reduse nord->sud si deficitul sectiunii S4.

b) Pe site-ul Transelectrica se publica valorile NTC prognozate pentru urmatoarele 12 luni pe baza valorile medii lunare ale NTC calculate pentru ultimele 12 luni. Dupa cunoasterea datei de punere in functiune a LEA 400kV Nadab-Oradea Sud, valorile NTC de import pentru lunile ulterioare vor fi ajustate corespunzator unei cresteri de cca 300MW a NTC de import in interfata Romaniei.

3.5.2 S-au propus valori NTC de import/export ferme pentru alocare anuala, pe baza valorilor NTC minime din profilele NTC publicate pentru licitatii lunare in nov.2012-oct.2013.

Granita	NTC anuale ferme anul 2014
Romania → Ungaria	200
Ungaria → Romania	150
Romania → Serbia	150*
Serbia → Romania	100*

Romania → Bulgaria	100
Bulgaria → Romania	150
Romania → Ucraina de V	50*
Ucraina de V → Romania	50*
Romania Export	500
Romania Import	450

3.5.3 La nivel lunar se calculeaza profilul lunar de valori NTC pe subperioade definite de programele de retrageri, cu rezolutie pana la zi, si considerand schimburi multilaterale simultane.

4. Stabilitate statica

Determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN

S-au verificat limitele de stabilitate statica si respectarea criteriului de siguranta (N-1) pentru sectiunile caracteristice S1, S2, S3, S4, S5 si S6.

Pentru toate sectiunile s-a considerat functionarea interconectata a SEN cu reseaua europeana continentala sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

Calculule s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 (varf) si R2 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statica in schema de durata in cazul declansarii unui element din zona care afecteaza sectiunea, si respectarea criteriului de siguranta. Inrautatirea regimurilor pentru incarcarea sectiunii s-a facut prin incarcarea/conectarea grupurilor din zona excedentara si descarcarea/deconectarea grupurilor si cresterea consumului in zonele deficitare.

In tabelele 1÷6 din Anexa 4.1-4.6 sunt prezentate in detaliu rezultatele calcululelor pentru diferite scenarii, cuprinzand puterea limita de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezerva normata $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ si puterile admisibile.

In regimurile pentru care este respectata rezerva normata in sectiune dar tensiunile in retea sau circulatiile de curenti pe elementele retelei se situeaza in afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibila **Padm** in sectiune in ultimul regim in care se respecta restrictiile legate de nivelul de tensiune si limitele de incarcare a elementelor retelei.

Pentru sectiunile S3, S4, S5 si S6 la retragerea unui element sunt necesare bucati ale retelei de 110 kV si suplimentar in unele cazuri este necesara reducerea deficitului in sectiunea respectiva, si / sau a excedentului prin limitarea productiei in CEED.

Concluzii analiza stabilitate statica

Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

Punerea in functiune a L 400kV Nadab-Oradea S. ajuta la:

- eliminarea congestiilor din sectiunea S4 in scheme de retrageri;
- cresterea semnificativa a valorilor NTC de import;
- marirea puterii admisibile in sectiunea S4 (a carei incarcare se apropie de limita admisibila chiar in schema normala).

Instalarea de compensatoare statice pentru mentinerea tensiunilor in banda admisibila in special statiile 400 kV Suceava si Pelicanu va ajuta la cresterea puterii admisibile in sectiunile S2, S3 si S5.

Pentru a creste puterea evacuata din zona Dobrogea si zonele adiacente produsa in CEED si implicit a puterii admisibile in sectiunea S6 este nevoie sa se realizeze, in prima urgenta, al doilea circuit al LEA 400 kV Smardan – Gutinas sau reconductorarea axului 220 kV Lacu Sarat-Focsani Vest.

5. confidential

CONCLUZII GENERALE

1. ECHIPAMENTE A CAROR RETRAGERE DIN EXPLOATARE impune cele mai severe restrictii privind Pgen CEE pentru pastrarea stabilitatii CNE Cernavoda si a zonei invecinate incluzand asigurarea respectarii criteriului de siguranta N-1:

LEA 400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei
LEA 400 kV Pelicanu – Cernavoda
LEA 400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu
LEA 400 kV Gura Ialomitei – Lacu Sarat
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde
LEA 400 kV Bucuresti Sud – Domnesti
LEA 400 kV Constanta Nord – Cernavoda
LEA 400 kV Constanta Nord – Tariverde

2. ECHIPAMENTE A CAROR RETRAGERE DIN EXPLOATARE impune pentru asigurarea respectarii criteriului de siguranta N-1 cele mai severe restrictii privind Pgen CEE:

LEA 400 kV Smardan – Gutinas
AT3 sau AT4 400/220 kV Bucuresti Sud
LEA 400 kV Brasov – Gutinas
LEA 220 kV Lacu Sarat – Filesti
LEA 220 kV Gutinas – Focsani Vest

3. Analizele de stabilitate tranzitorie: Un scurtcircuit pe un circuit al LEA 400 kV Isaccea-Smardan 1, 2 izolat fara teleprotectie poate fi periculos pentru stabilitatea CNE Cernavoda chiar la functionarea cu schema normala fara retrageri in zona impune urgentarea echiparii LEA 400 kV Isaccea – Smardan c1 si c2 cu teleprotectie.

Chiar si dupa echiparea cu teleprotectie a tuturor LEA 400 kV din Dobrogea si zonele limitrofe, la retragerea unei LEA 400 kV zona poate fi necesara impunerea unor restrictii semnificative pentru PgenCEE pentru a asigura pastrarea stabilitatii CNE si a zonei.

4. Verificarea criteriul N-1 in analizele de regimuri stationare, de stabilitate statica, de stabilitate tranzitorie arata ca pentru dezvoltarea retelei de transport sunt necesare realizarea:

- RTh Medgidia S. cu conectarea la cel putin o linie de interconexiune cu BG
- Al doilea circuit 400 kV Smardan – Gutinas sau marirea capacitatii de transport a axei 220 kV Lacu Sarat – Focsani Vest
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Nadab – Oradea S.
- Punerea in functiune a celui de-al doilea AT 400/220 kV Brazi V.
- Punerea in functiune a unei statii de injectie in centrul de consum al Bucurestiului

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a furniza 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 pentru perioada de iarnă 2013-2014 și propune pe baza calculelor, schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu aviz nr. 207 / 2013.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2013 (inclusiv linii de interconexiune)
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2013
- informațiile primite de la producători conform Codului tehnic al RET pentru anul 2013
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

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

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

S-a considerat pentru perioada cea mai lungă (noiembrie 2013- februarie 2014) o balanță de puteri cu o producție la vârf de 9370 MW, care acoperă un consum intern de 8800 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 570 MW, considerând o funcționare fără insulă de consum.

S-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând Ucraina de Vest și Turcia.

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

- 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 condițiilor de rețea ce rezultă în funcționarea SEN ;
- analiza pierderilor de putere în RET, stabilirea benzilor pentru nodurile de control ale tensiunii;
- analiza factorului de influență a unei contingente externe asupra SEN;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4 și S5;
- 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 Cernavoda în condiții de retrageri planificate și creștere a producției eoliene; identificarea posibilităților de acordare a 1-2 retrageri neplanificate pe linii din zona Dobrogea;
- Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Portile de Fier și verificarea logicii automatizărilor;
- Verificarea traseului de energizare pentru alimentarea serviciilor proprii ale CNE Cernavoda având ca sursă o zonă izolată din SEN.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri

2.1.1. Consumuri inregistrate

2.1.1.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica de iarna

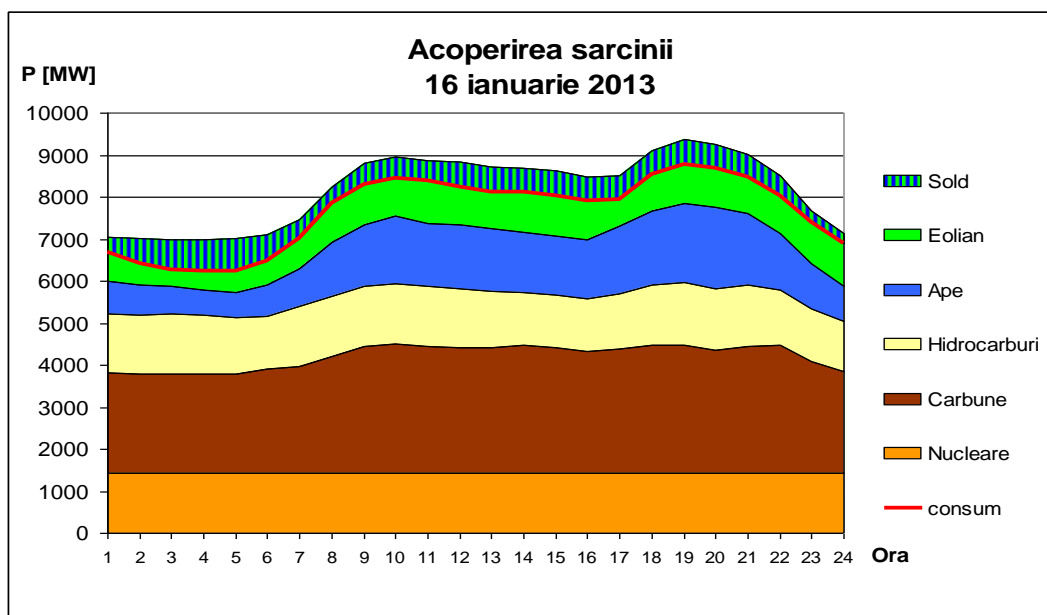
Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de functionare în iarna 2012-2013 s-a facut în ziua de miercuri 16 ianuarie (pentru vârful de dimineata, vârful de seara și golul de noapte) si noaptea de 20/21 ianuarie (pentru golul de sarbatoare). Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierele caracteristice în ziua caracteristica au fost:

16 ianuarie 2013

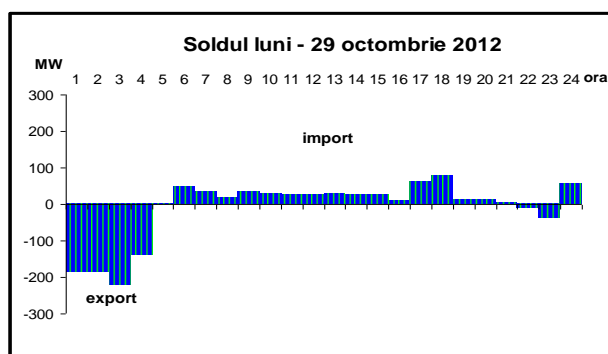
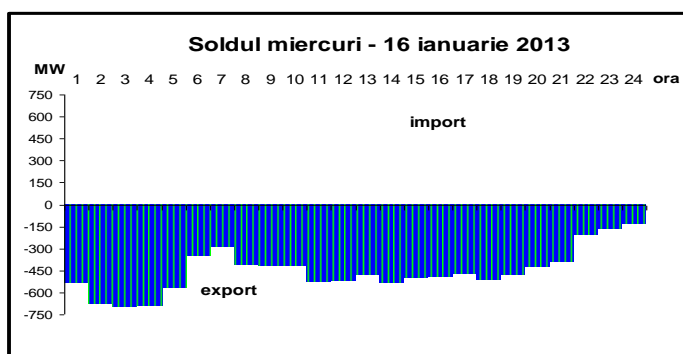
-vârful de dimineață: 8396 MW ora 10
-vârful de seară: 8704 MW ora 18
-golul de noapte: 6389 MW ora 4

21 ianuarie 2013

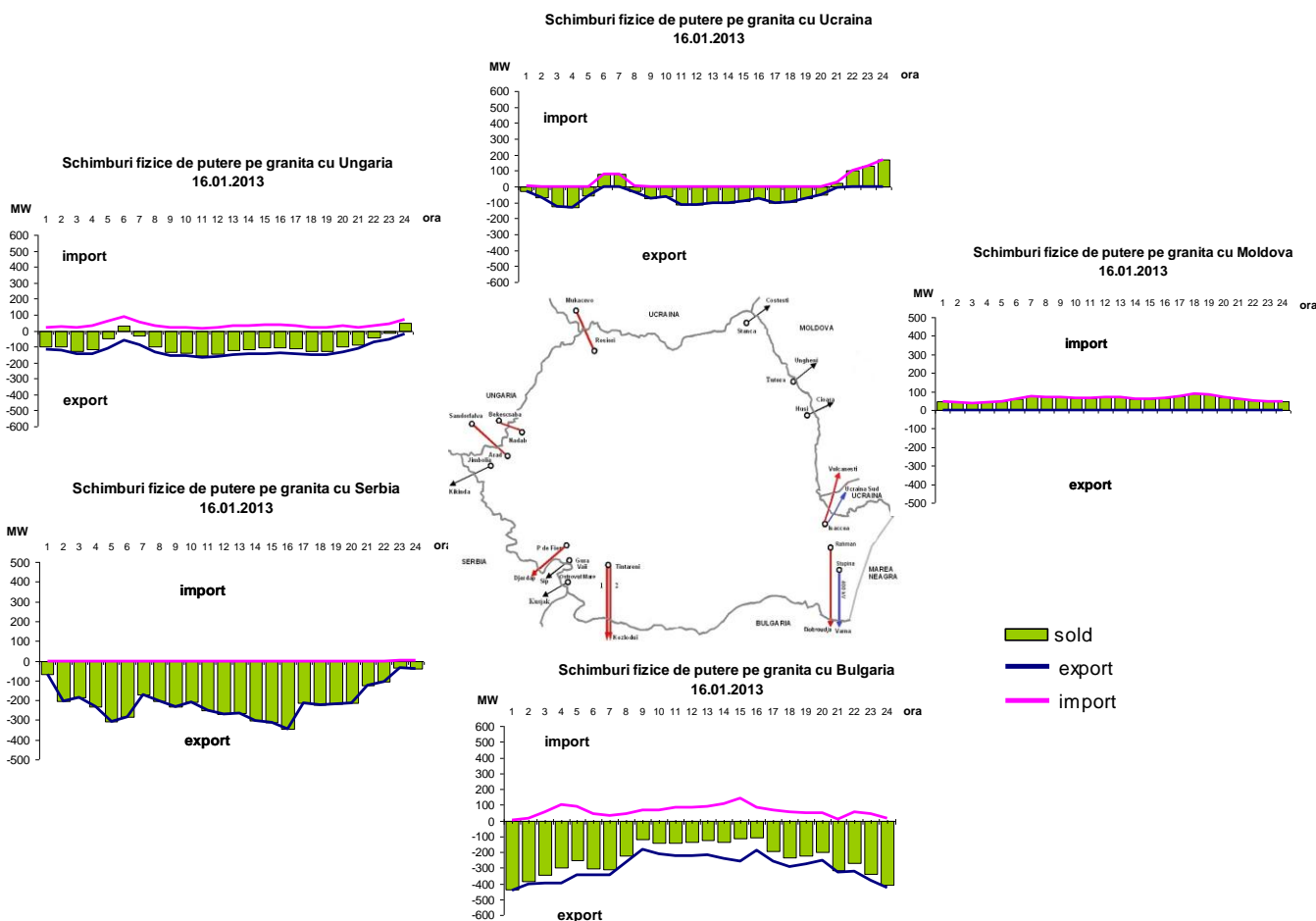
-golul de sărbătoare: 5664 MW ora 4 .



Soldul de pe liniile de interconexiune inregistrat in aceasta zi a fost rezultatul schimburilor comerciale si tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulatiilor in bucla între sistemele interconectate si al schimburilor pentru reglajul frecventei. Valoarea soldului SEN la varf si la golul de sarbatoare minim al al sezonului (in luna octombrie) si repartizarea lui pe granite sunt reprezentate in graficele de mai jos.

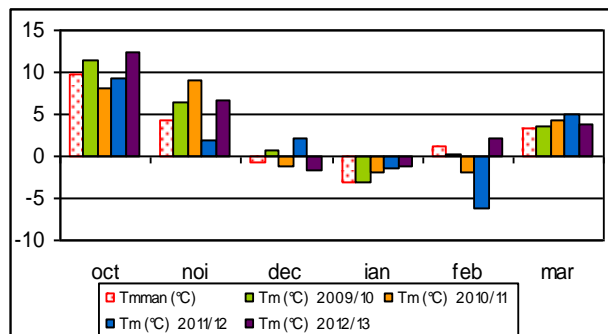


Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de iarna – 16 ianuarie 2013



2.1.1.2 Consumuri inregistrate in iarna 2012-2013

Temperaturile in iarna 2012-2013 au fost peste media multianuala, exceptie luna decembrie cand s-au inregistrat minimele sezonului.

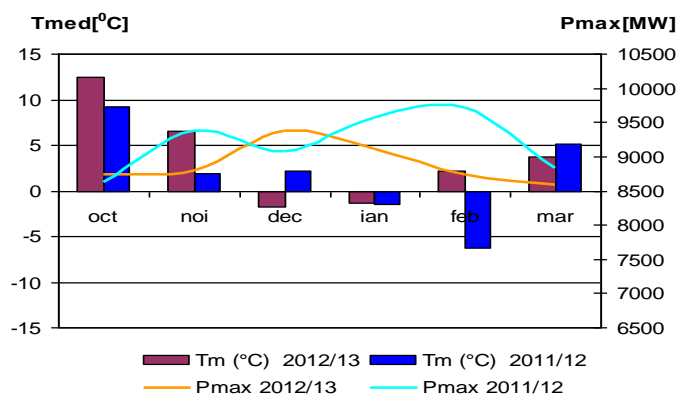


Luna	Tmman (°C)	Tm (°C) 2009/10	Tm (°C) 2010/11	Tm (°C) 2011/12	Tm (°C) 2012/13
oct	9.7	11.5	8	9.2	12.4
noi	4.2	6.4	9.1	1.9	6.6
dec	-0.6	0.7	-1.2	2.2	-1.7
ian	-3.1	-3.2	-2	-1.5	-1.3
feb	1.1	0.24	-1.8	-6.3	2.2
mar	3.4	3.5	4.3	5.1	3.7

Tm- temperatura medie lunara

Tmman- temp. medie lunara multianuala

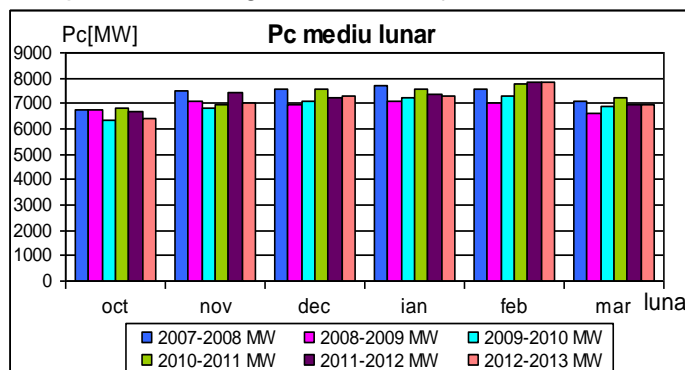
Pentru aceste conditii meteorologice, analiza valorilor consumului intern brut din iarna 2012-2013 ne indica o variatie corelata cu temperatura a consumului intern, valoarea consumului **maxim** atingandu-se in luna decembrie, atunci când s-au inregistrat si temperaturile minime ale perioadei analizate. In iarna precedenta valorile minime ale temperaturii s-au inregistrat in luna februarie, cand s-a inregistrat si consumul maxim al sezonului.



Luna	Tm (°C) 2012/13	Tm (°C) 2011/12	Pmax 2012/13	Pmax 2011/12
oct	12.4	9.2	8741	8613
noi	6.6	1.9	8793	9374
dec	-1.7	2.2	9376	9072
ian	-1.3	-1.5	9110	9564
feb	2.2	-6.3	8741	9710
mar	3.7	5.1	8584	8820

Tmed- temperatura medie lunară
Pmax-valoarea **maxima** lunară a Pcons int

Evolutia comparativa a valorilor consumului **mediu** lunar din cele 6 luni ale iernilor 2007-2013 este prezentata in graficul de mai jos :



Pmed lunara	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013
oct	6765	6783	6326	6795	6687	6416
nov	7524	7075	6805	6942	7432	7045
dec	7567	6982	7068	7550	7249	7268
ian	7691	7082	7205	7587	7363	7325
feb	7581	7045	7296	7749	7874	7824
mar	7094	6616	6913	7244	6977	6951

Tabelul 2.1.1 Consumuri inregistrate in iarna 2012-2013

Studiu fct SEN	2012-2013	Vd-max/ ora	Vd-med/ ora	Vs-max/ ora	Vs-med/ ora	Gs-min/ora	Gs-med/ ora						
2012-2013	Octombrie	7975	9	7227	10	8741	20	7847	20	4663	4	4955	3
Vdmed-9100/8500	Noiembrie	8262	10	7881	10	8793	18	8418	19	5349	4	5193	3
	Decembrie	8912	9	8189	10	9376	17	8775	18	5385	3	5812	3
Exp.800	Ianuarie	9110	12	8358	10	9094	19	8353	19	5522	2	5840	3
	Februarie	8401	10	8171	10	8741	19	8402	20	5524	1	5626	4
Gsmmed-6400/5900	Martie	8332	10	7739	10	8584	20	8178	20	5194	3	5382	4
	Val.medie	8499		7928		8888		8329		5273		5468	

Proiect	2012-2013	Vd-max/ ora	Vd-med/ ora	Vs-max/ora	Vs-med/ ora	Gs-min/ora	Gs-med/ora						
2012-2013	Octombrie	7975	9	7227	10	8741	20	7847	20	4663	4	4955	3
Vdmed-8500/5900	Noiembrie	8262	10	7881	10	8793	18	8418	19	5349	4	5193	3
	Martie	8332	10	7739	10	8584	20	8178	20	5194	3	5382	4
Exp:800/-200	Val.medie	8190		7616		8706		8148		5069		5177	

Proiect	2012-2013	Vd-max/ ora	Vd-med/ ora	Vs-max/ ora	Vs-med/ ora	Gs-min/ora	Gs-med/ora						
2012-2013	Decembrie	8912	9	8189	10	9376	17	8775	18	5385	3	5812	3
Vdmed-9100/9500	Ianuarie	9110	12	8358	10	9094	19	8353	19	5522	2	5840	3
	Februarie	8401	10	8171	10	8741	19	8402	20	5524	1	5626	4
Exp:800	Val.medie	8808		8239		9070		8510		5477		5759	

Vd-varf de dimineata, Vs-Varf de seara, Gs-Gol de noapte de sarbatoare, Gn-Gol de noapte pentru zi lucratoare

Valoarea **maxima** a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 9376 MW înregistrat în ziua de miercuri 19 decembrie 2012 ora 17. Valoarea **minima** a consumului intern brut a fost înregistrată în ziua de luni 8 octombrie 2012 ora 4 fiind de 4663 MW.

Abaterea de prognoza a consumului considerat în studiul anterior „Planificarea operationala a SEN in iarna 2012-2013” este de -4% pentru varful de toamna-primavara, si de -6,5 % la varf de iarna. (Consumul redus a fost influentat si de temperaturile mai ridicate decat media multianuala, asa cum a fost prezentat anterior).

Valorile realizate au fost mai mici decat prognoza, ceea ce nu a influentat rezultatele si concluziile studiului deoarece calculele si analizele au fost acoperitoare.

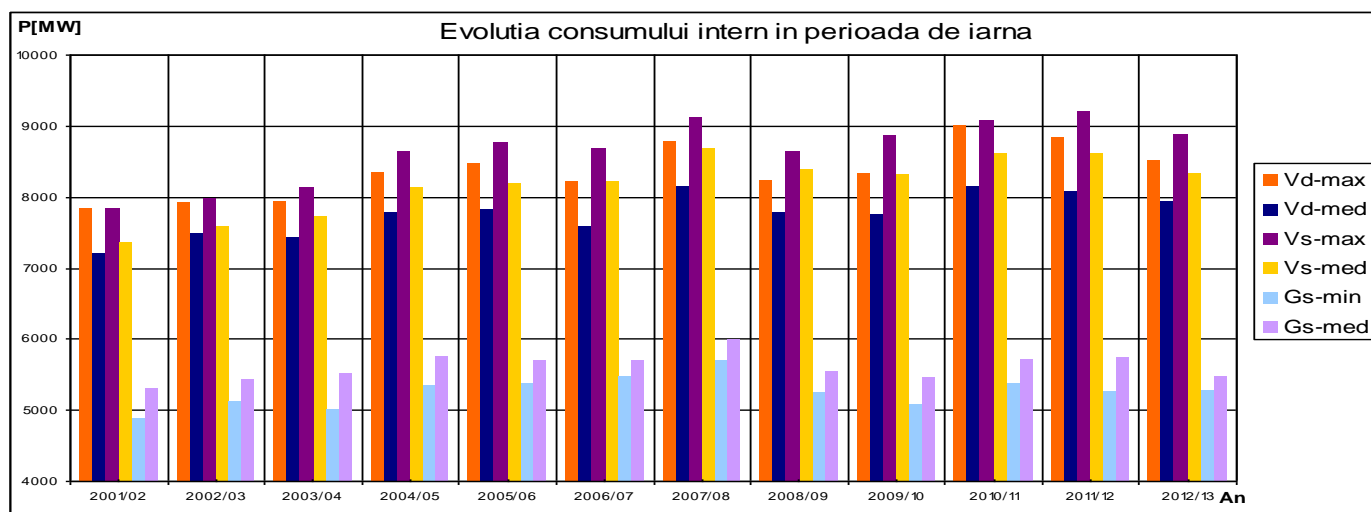
MW

Tip palier consum		Vs Realizat	Vs Estimat	Abatere prognoza	Gs Realizat	Gs Estimat	Abatere prognoza
Perioada	Val.med	8148	8500	-4%	5177	5400	-4%
	dec.-feb.	8510	9100	-6,5%	5759	6000	-4%
	Varf-iarna grea	9376	9500	-1,3%			

In graficul urmator este prezentata evolutia consumului intern brut (**medie semestrială**) inregistrat la palierile caracteristice ale curbei de sarcina [MW] in anii 2002÷2012 :

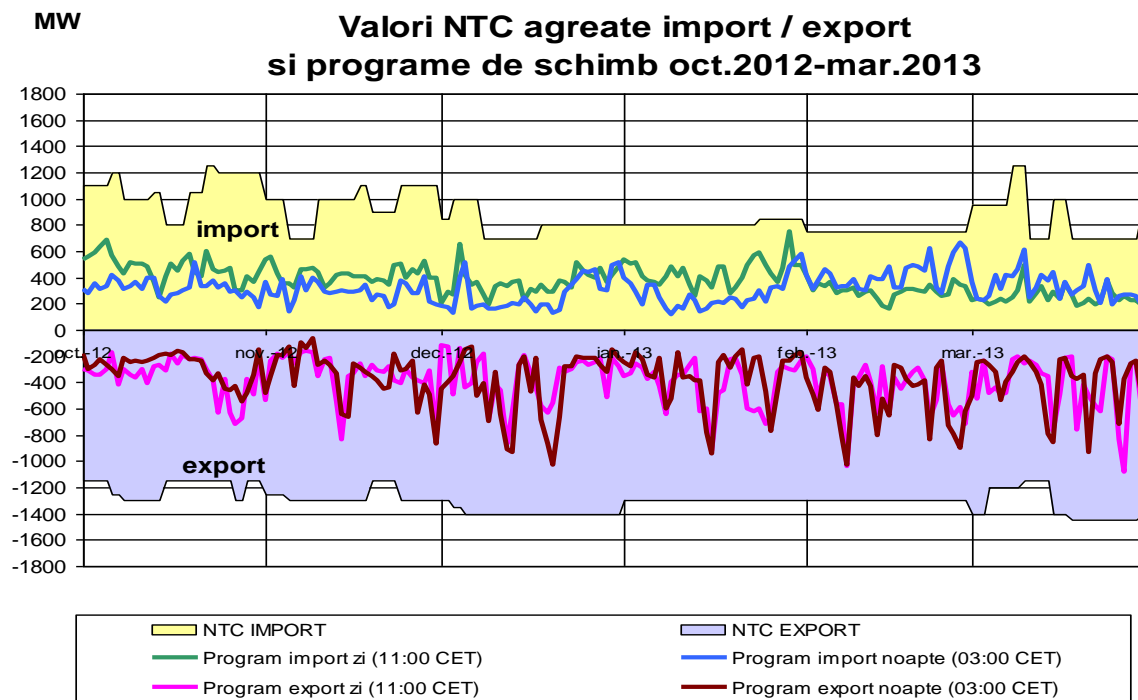
	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	Gs-min	Gs-med
2002/03	7921	7482	7983	7584	5130	5430
2003/04	7935	7416	8122	7720	5002	5524
2004/05	8341	7775	8634	8138	5346	5752
2005/06	8470	7825	8763	8182	5376	5700
2006/07	8204	7589	8685	8205	5479	5691
2007/08	8775	8144	9112	8681	5691	5983
2008/09	8223	7785	8651	8382	5237	5532
2009/10	8320	7764	8859	8309	5088	5450
2010/11	9002	8153	9081	8607	5374	5710
2011/12	8839	8080	9192	8594	5250	5730
2012/13	8499	7928	8888	8329	5273	5468

Se observa ca valorile consumului intern brut din iarna 2012/2013 la palierile caracteristice medii sunt comparabile cu cele inregistrate in iarna 2009 – 2010.



2.1.1.3 Valori NTC

Valorile NTC calculate pentru perioada de iarna 2012-2013 utilizarea acestora pentru realizarea importului / exportului sunt prezentate in graficul de mai jos. Deoarece valoarea exportului pe timpul zilei si pe timpul noptii sunt diferite in mod regulat, s-a considerat mai sugestiva reprezentarea lor prin curbe separate pentru valori de zi / noapte.

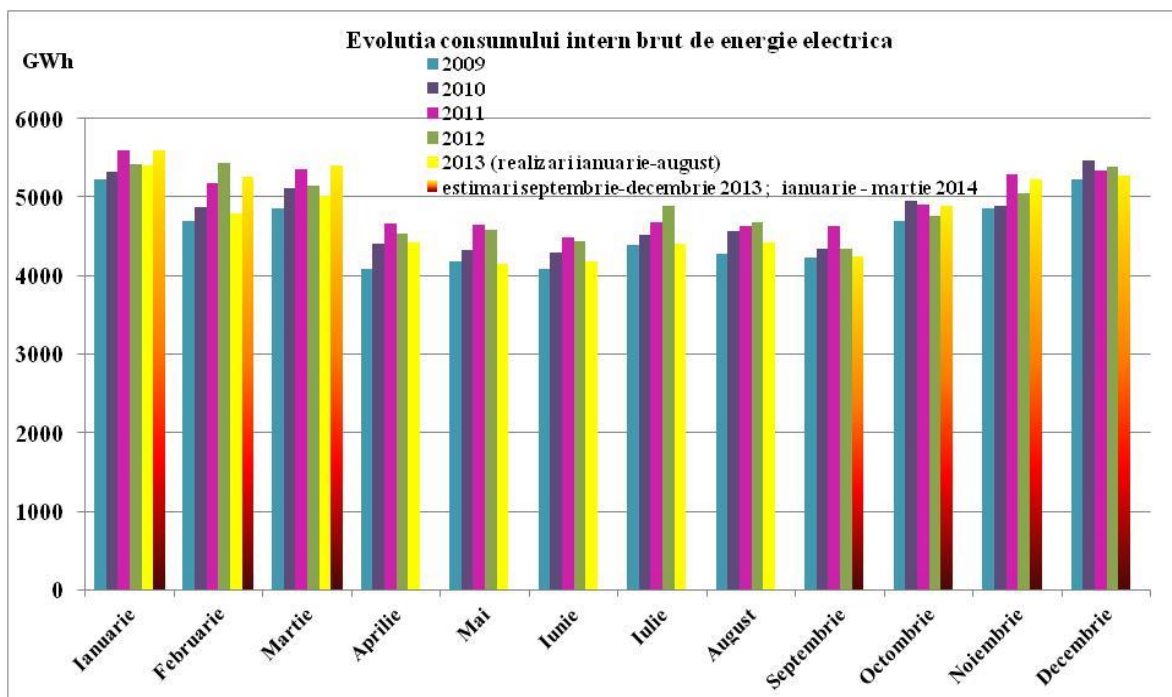


2.1.2 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2013

Evoluția consumului intern brut (*realizari si prognoza pentru iarna 2013-2014*) este prezentata in Tabelul si Figura urmatoare :

Evoluția consumului intern brut de energie electrica in perioada de iarna						
- realizari si prognoza -						
	2009	2010	2011	2012	2013	GWh 2014
	realizari					estimari
ianuarie	5219	5324	5592	5419	5406	5600
februarie	4691	4873	5178	5441	4783	5250
martie	4861	5108	5349	5141	5021	5400
Total trim. I	14770	15304	16119	16002	15210	16250
					estimari	
octombrie	4692	4946	4911	4754	4885	
noiembrie	4862	4882	5294	5042	5227	
decembrie	5224	5468	5330	5381	5273	
Total trim. IV	14778	15296	15535	15177	15385	
consum intern brut	<i>iarna 2008-2009</i>	<i>iarna 2009-2010</i>	<i>iarna 2010-2011</i>	<i>iarna 2011-2012</i>	<i>iarna 2012-2013</i>	<i>estimari iarna 2013 - 2014</i>
Total consum GWh	30019	30083	31416	31537	30387	31635
Pmed.consum MW	6872	6887	7192	7220	6957	7242

La elaborarea prognozei consumului de energie electrică pentru iarna 2013-2014, s-au avut în vedere previziunile macroeconomice disponibile la inceputul anului 2013 (în principal prognozele elaborate de Comisia Națională de Prognoză, BNR si FMI) care prefigurau o crestere economica de cca. 1,6 - 2 %, pentru anul 2013 si respectiv 2-2,2% pentru anul 2014. Consumul intern brut de energie electrica realizat in primele trei luni ale anului 2013 a inregistrat inasa o scadere de 4,9%, fata de primul trimestru al anului 2012.



In scenariul de referinta utilizat in analize, pentru iarna 2013-2014 s-a estimat o usoara revenire a tendintei crescatoare a evolutiei consumului intern brut de energie electrica, incepand din ultimul trimestru al anului 2013, corespunzator unei cresteri de cca. 1,4 % pentru perioada octombrie – decembrie 2013, fata de aceeaasi perioada a anului 2012, ce este totusi cu 1% sub valoarea realizata in trimestrul IV 2011. De asemenea, in perioada 1 ianuarie- 31 martie 2014, se estimeaza o crestere a consumului intern brut cu cca. 0,8 % si respectiv 1.5% fata de aceeaasi perioada din 2011 si respectiv 2012.

Corespunzator acestor ipoteze, ce situeaza valorile medii ale consumului in iarna 2013-2014, aproximativ la nivelul palierelor realizate in iarna 2011-2012, pentru scenariul de referinta, in Tabelul 2.1.2.1, se prezinta valorile lunare maxime si minime de putere corespunzatoare evolutiei lunare a cererii interne de energie electrica prognozata:

Tabel 2.1.2.1. EVOLUTIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICA IN IARNA 2013- 2014

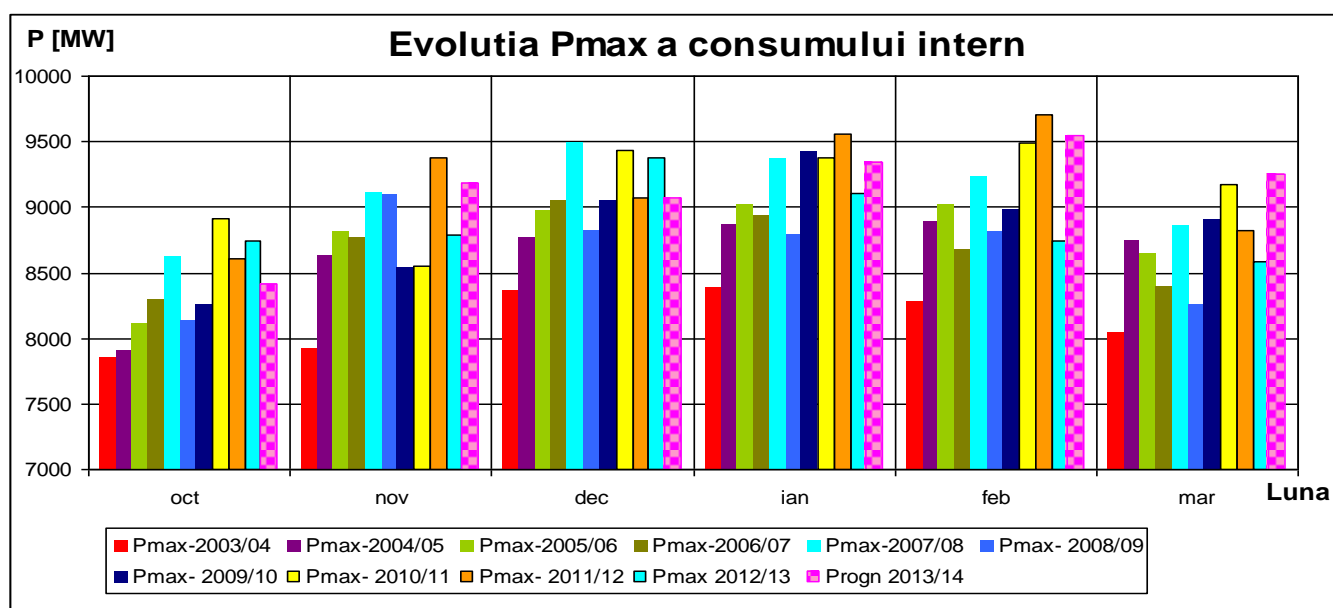
	2013			2014		
	oct	nov	dec	ian	feb	mart
ENERGIE ELECTRICA GWh						
Consum intern brut (inclusiv cpt centrale)	4885	5227	5273	5600	5250	5400
PUTERI DE GOL MW						
Consum intern brut (inclusiv cpt centrale)	4800	5310	5440	5695	5914	5476
PUTERI DE VARF MW						
Consum intern brut (inclusiv cpt centrale)	8420	9180	9070	9340	9545	9250

2.1.3 Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2013-2014

S-au analizat înregistrările consumului intern brut pentru perioada de iarna din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul compartimentului Modelare Piete de Energie și Prognoze - valori maxime instantanee.

Conform datelor MPEP, valorile Pmax prognozate pentru iarna 2013-2014 vor fi:

Luna	Pmax-2003/04	Pmax-2004/05	Pmax-2005/06	Pmax-2006/07	Pmax-2007/08	Pmax-2008/09	Pmax-2009/10	Pmax-2010/11	Pmax-2011/12	Pmax-2012/13	Progn-2013/14
oct	7845	7907	8112	8289	8618	8128	8255	8914	8613	8741	8420
nov	7920	8635	8815	8763	9106	9099	8545	8553	9374	8793	9180
dec	8356	8761	8970	9045	9492	8827	9048	9435	9072	9376	9070
ian	8381	8867	9020	8941	9369	8789	9420	9377	9564	9110	9340
feb	8277	8896	9015	8680	9235	8809	8983	9493	9710	8741	9545
mar	8036	8738	8646	8391	8853	8255	8900	9177	8820	8584	9250



În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 4 paliere de consum pentru care sunt elaborate 7 balante de producție conform tabelului centralizator:

Balanta	Pc	Palier consum	Pg	Sold	PpCNE	Peol	Pfotov	Perioada	Regim
B1	8400	VS T	8970	570	1420	1500	0	octombrie	R1
B2	5000	Gs T	4800	-200	1400	1000	0	octombrie	R2
B3	8800	VS I	9370	570	1420	1500	0	nov.-feb	R3
B4	8800	VS I Peol=0	9370	570	1420	0	0	nov.-feb	R4
B5	8800	VS I Peol=80%	9370	570	1420	2200	0	nov.-feb	R5
B6	9500	VS I+700	10070	570	1420	1500	0	nov.-feb	R6
B7	8500	Vd P	9000	570	1420	1500	1100	mar	R7

VS-vârf de sarcină (în perioada de iarnă este seara)

Vd-vârf de dimineață;

Gs-gol de noapte de sâmbătă;

T-toamnă; P-primăvară; I-iarnă;

Peol -Producție în Centrale Electrice Eoliene (CEE);

Pfotov -Producție în Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF).

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor interne ale centralelor (între 480 MW și 830 MW, în funcție de palierul de sarcină și de structura producției în funcție de tipul de combustibil). Pierderile tehnice de energie sunt acoperite conform Codului tehnic al RET capitolul 3 Serviciul de transport, subcapitolul 3.3 Pierderi tehnice de energie RET.

2.2. Capacitati de productie

La acoperirea consumurilor analizate și a soldului prognozat în studiu s-a ținut cont de Programul anual de reparații grupuri pentru anul 2013 și de etapele de p.i.f. ale centralelor regenerabile conform programelor furnizate de producători.

Situația capacităților de producție din SEN la data de 1 iulie 2013 conform datelor primite de la SACRE este prezentată în tabelul 2.2:

Tabel 2.2

		Pi MW	Ci MW	Pneta MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN		22414.916	20861.429	18991.181	2183.025	20231.770
Total centrale termoelectrice	Carbune	6615.200	5775.200	4893.700	1131.500	5483.700
	din care: huila	1465.000	1465.000	1184.000	125.000	1340.000
	Hidrocarburi	5439.355	4809.286	4290.957	712.021	4727.335
	Total	12054.555	10584.486	9184.657	1843.521	10211.035
Total Nucleara		1413.000	1413.000	1298.000	0.000	1413.000
Total Apa		6578.583	6495.450	6191.689	338.646	6239.815
Total Eoliana		2123.254	2122.969	2076.889	0.557	2122.697
Total Biomasa si Biogaz		41.913	41.913	39.348	0.301	41.612
Total Solara		203.561	203.561	200.549	0.000	203.561
Total Geotermala		0.05	0.05	0.0492	0	0.05

Pi = Putere instalată

Ci = Capacitate instalată

Csi = Puterea consumată în serviciile proprii ale generatorului

Csg = Cota parte din consumul serviciilor generale

Ptb = Consumul în transformatorul de bloc

Pneta = Puterea netă

Rpp = Reducerile permanente de putere

Pd = Puterea disponibilă

2.3. Variantele de balanta

La stabilirea acoperirii consumului intern brut s-a ținut cont și de prevederile din HG nr.138/3 aprilie 2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică. 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.

Tabelul 2.3

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie eoliana (MW)	Productie fotovolta. (MW)	Productia în centrale mari (MW)				Sold (MW) Exp.	Centrale mici (MW)	Baza de calcul
						Termocentrale		CNE	Hidro			
						Cărb	Hidrocarb					
B1	8970	8400	VS T	1500	0	2315	1295	1420	2140	570	300	R1
B2	4800	5000	Gs T	1000	0	1025	590	1400	565	-200	220	R2
B3	9370	8800	VS I	1500	0	2780	1435	1420	1935	570	300	R3
B4	9370	8800	VS I Peol=0	0	0	3460	1595	1420	2595	570	300	R4
B5	9370	8800	VS I maxPeol	2200	0	2660	1295	1420	1495	570	300	R5
B6	10070	9500	VSmax I Peol=0	0	0	3600	2155	1420	2595	570	300	R6
B7	9070	8500	Vd P CEE+CFE	1500	1100	2330	885	1420	1535	570	300	R7

În anexa **2.3.1** sunt prezentate producțiile în centrale în cele 7 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în iarna 2013-2014. Schema de calcul este definită în anexa la Tema studiului. Asocierea celor 7 balante cu schema de calcul a determinat stabilirea a 7 baze de calcul, care se vor denumi în continuare „regimurile R1-R7”.

Anexele **2.3.2**, **2.3.3** și **2.3.4**. conțin structura producției pe resurse în SEN, corespunzătoare balanțelor 1-7 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, ci corespund unei situații de funcționare probabile, fiind valori adecvate pentru analiza circulațiilor de puteri, pentru calculele de stabilitate statică, precum și pentru a identifica restricțiile de rețea.

3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1 oct. 2013 - 31 martie 2014.

S-a considerat SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona incluzand SE al Vestului Ucrainei si SE Turcia.

Modelul retelei externe pentru palierul de varf de sarcina de vara este cel prognozat pentru iarna 2013-2014, realizat pe baza datelor furnizate in cadrul grupului de lucru NM & FT, model care utilizeaza valoarea soldului comunicat de fiecare tara si armonizat in „Base Case Exchange table”..

Modelul retelei externe pentru palierul de gol de sarcina de iarna este cel corespunzator golului zilei 23.01.2013, ora 3:30 CET.

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

- *L 400kV Portile de Fier-Djerdap*
- *L 400kV Rosiori-Mukacevo*
 - *L 400kV Tantareni-Koslodui* (un circuit in functiune, unul in rezerva, daca se functioneaza cu L 400kV Rahman-Dobrudja si L 400kV Stupina-Varna)
- *L 400kV Rahman-Dobrudja*
- *L 400kV Stupina-Varna*
- *L 400kV Arad-Sandorfalva*
- *L 400kV Nadab-Bekescsaba*. S-a considerat ca linia 400kV Oradea Sud-Nadab nu este in functiune.

S-a considerat functionarea fara insula de consum pe linia 400kV Isaccea-Vulcanesti si fara insule de consum pe liniile 110kV cu Republica Moldova (Stanca-Costesti, Husi-Cioara, Tutora-Ungheni).

Au fost analizate regimuri stationare de functionare in:

- schema de calcul, fara retrageri din exploatare. Aceasta va fi considerata ca fiind schema *cu N elemente in functiune*.
- variante de scheme cu echipamente retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiata (la nivelul zilelor sau saptamanilor). Acestea vor fi considerate ca fiind *scheme cu N-1 elemente in functiune*.

Pentru fundamentarea schemei normale de functionare adaptata conditiilor din perioada de studiu s-a urmarit:

- incadrarea tensiunilor si curentilor in limitele admisibile in regimuri de durata cu respectarea criteriului de siguranta (N-1);
- optimizarea ploturilor de functionare pentru unitatile de transformare de sistem si bloc modelate, in scopul reducerii pierderilor in SEN si al evitarii injectiei de reactiv din reseaua de distributie;
- determinarea restrictiilor in functionare, respectiv a conditionarilor de regim;
- debuclarea retelei de 110kV in toate zonele in care aceasta este in paralel cu reseaua de 220kV si 400kV si sunt respectate criteriile de calitate a energiei electrice si de siguranta;
- identificarea necesitatilor de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti si in S4 si S5;
- determinarea capacitatilor de schimb (NTC);
- schimb de putere reactiva apropiat de zero pe liniile de interconexiune.

3.1 SCHEMA DE CALCUL

S-a considerat o singura schema de calcul, deoarece nu sunt prevazute retrageri de lunga durata (cu exceptia statiei 220kV Campia Turzii), iar retragerile din exploatare necesare executarii lucrarilor de RTh din statia 220kV Barbosi va fi analizata separat.

Se mentioneaza ca in anexa la tema sunt prezentate retrageri de durata medie (cateva saptamani), care nu sunt incluse in schema de calcul cu N elemente in functiune, urmand sa fie analizate in scheme cu N-1 elemente in functiune);

Retragerile de lunga durata din exploatare, pentru lucrari de RTh sunt cele cuprinse in planul anual de retrageri 2013, cu modificarile ulterioare sedintei de avizare, aparute in programele de retrageri anuale si multianuale, precum si informatii primite de la Directia Investitii si Directia Exploatare si Mentenanta, privind lucrarile ce sunt preconizate a se desfasura intre ianuarie si martie 2014.

Pe baza analizei regimurilor prezentate in anexa 1 se face o propunere de schema normala de functionare a SEN, care este prezentata in **anexele 3.1** si **3.2** pentru reseaua de 400kV si 220kV, respectiv de 110kV.

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile si a celor puse in functiune in schema de calcul, raportate la schema normala sezon vara 2013, sunt prezentate in continuare.

Se iau in considerare terminarea sau continuarea unor lucrari Rth si RK, punerea in functiune a unor statii noi.

DET 1:

In statia **Barbosi**, unde se efectueaza lucrari de RTh, se considera un singur AT 220/110kV in functiune (vor functiona consecutiv, mai intai AT2 220/110kV Barbosi, apoi AT1 220/110kV Barbosi). Datorita retragerii celulelor 220kV Filesti si Focsani V. in Barbosi pentru lucrari de constructie, se va functiona cu o linie 220kV provizorie cu 3 capete: Filesti, Focsani V. si bara 1 sectionata a statiei 110kV Barbosi (bara 1 SC3).

Schema de calcul este fara insule de import pe liniile de 110kV si 400kV.

DET 2:

Statia 110kV **Baltagesti**, intrare-iesire in L 110kV G.Ialomitei-Basarabi este prevazuta a fi echipata cu TC-uri cu $I_n=800A$ (eventual 1200A intr-o etapa viitoare), fata de 600A cat era inainte. Odata cu racordarea acestei CEE si in statiile G. Ialomitei si Basarabi se vor inlocui TC-urile existente de pe liniile Baltagesti cu TC-uri cu $I_n=800A$.

Se pun in functiune L 110kV Duesti-**Glina** si Popesti Leordeni **Glina**. Celula 110kV Glina din statia Buc.S. se elibereaza. Ea este utilizata pentru **cablul nou 110kV Buc.S.-Filaret**. Desi sectiunea sa este de $1600mm^2$, I_{adm} este=600A, dat de TC din statia Filaret.

Cablul vechi 110kV Buc.S.-Filaret, se innadeste cu cablul vechi 110kV Buc.S.-Buc. Centru, rezultand **cablul 110kV Buc. S.-Buc. Centru**.

In toate regimurile, **zona orasului Bucuresti** functioneaza astfel:

- zona Fundeni debuclata, liniile 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti, Afumati-Caciulati si CT 110kV Solex fiind deconectate
- zona Sud si zona Vest sunt buclate, prin conectarea CLT 110kV Progresu (la solicitarea DET 2).
- debuclat in 110kV de zona Targoviste, liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu fiind deconectate.
- buclat in 110kV cu zona Ghizdaru prin liniile 110kV Domnesti-Mihailesti, Jilava-Copaceni, Jilava-Colibasi.

L 110kV Oltenita-Hotarele este deconectata.

In statia 220kV **Brazi Vest**, pana la remedierea defectiunilor de la celula L 220kV CET 3 (produse in urma incidentului petrecut in 8.08.2013), va functiona pe o perioada de 4-6 luni un provizorat, reprezentat de o linie cu 3 capete:Teleajan-Brazi Vest-Targoviste.

Astfel, L 220kV CET 3 va fi racordata la celula L 220kV Brazi Vest-Teleajan, L 220kV Teleajan-Brazi V. se va sunta cu L 220kV Brazi V.-Targoviste c2, la intrarea in statia 220kV Brazi V. si vor fi in functiune pe celula 220kV Targoviste 2 in Brazi V.

Pe parte primara lucrarile se vor realiza in solutie aeriana.

Pe parte secundara se va asigura functionarea teleprotectiilor pe cele 2 linii suntate pentru asigurarea unui regim corespunzator de eliminare a defectelor pe aceasta linie.

Aceasta solutie, comunicata de DEN prin adresa 24226/14.08.2013, permite functionarea CCCC Petrom Brazi cu toate cele 3 grupuri, inclusiv cu TG2, care debiteaza in statia 220kV Brazi V.

In statia 400/110kV **Tulcea V.** se desfasoara lucrari de RTh. La sfarsitul lunii august 2013 s-a realizat un provizorat, care va fi in functiune pe durata lucrailor de RTH:

L 400kV Tulcea V.-Isaccea va functiona pe celula CC 400kV

L 400kV Tulcea V.-Tariverde va functiona pe celula L 400kV Tulcea V.-Isaccea.

Se va retrage definitiv din exploatare bara 1 400kV, BTf 400kV.

DET 3:

In statia **Lotru** 220/110kV la data inceperii analizelor, DET 3 a informat despre indisponibilitatea AT-150MVA Lotru. Ca urmare, s-au considerat in toate analizele urmatoarele conditionari de regim:

- in statia Bradisor: trafo bloc 130MVA al grupurilor din CHE Bradisor este in functiune la B1-110kV cu limitarea sumei de putere activa la 100MW pe CHE Bradisor +Turnu + Robesti + Cornetu + Gura Lotrului + Malaia;. CT 110kV conectata;

- in statia Sadu 5: L110kV Lotru cu derivatie Jidoaia deconectata (cu observatia ca daca este necesara preincalzirea LEA va trebui functionat buclat cu DET Cluj fara a se depasi valoarea de 400A pe aceasta bucla)

- in statia Dumbrava: L110kV Sadu 5 conectata (face parte din zona de retea a DET Cluj)

In data de 15.09.2013 AT-150 MVA Lotru s-a redat in exploatare in functiune. Se considera ca lista de concluzii ramane valabila.

DET 4:

In statia **Resita**: L 220kV laz c2 în rezervă caldă (având în vedere consumatorul Cuptoare – Ductil Steel care nu funcționează)

În statia 220kV **laz** : în funcțiune AT1 si în rezerva calda AT2 (avand în vedere consumatorul Cuptoare – Ductil Steel care nu funcționeaza)

In statia 220kV **Hasdat** este indisponibil de durata AT1 220/110kV Hasdat, avaind in vedere valorile necorespunzatoare ale parametrilor de izolatie. Ca urmare:

- in statia Laminoare : în functiune L 110kV Hasdat c1 si c2, în functiune LEA 110kV Pestis c1 si c2 si in rezerva calda CT – 110kV. Astfel, zonele Hasdat, Pestis si Mintia sunt buclate intre ele. L 110kV Simeria- Calan este deconectata.

Nu este inca finalizata si data in exploatare L 400kV Nadab-Oradea Sud.

DET 5:

In **statia** 400/110kV **Brasov**, se considera finalizate lucrarile de RTh.

Schema finala a statiei 400kV este de tip 2BC cu bara 1 in H , iar cea a statiei de 110kV GIS este de tip 2 BC, cu bara 1 sectionata longitudinal.

S-au considerat CL, CTA si CTB in rezerva calda (in urma unei analize privind cpt-ul in retea de 110kV din zona, s-a constatat ca nu exista diferente semnificative in cazul conectarii uneia din cuple).

Ca urmare, in statia Brasov 110 kV exista 3 bare distincte (1A, 1B si 2).

Au fost desfiintate provizoratele, anume: linia lunga 110kV Darste-Sf. Gheorghe, precum si legaturile intre statiile noi si vechi, atat in 110kV cat si in 400kV.

Distributia pe cele 3 bare a liniilor, a celor doua unitati noi de transformare (ai caror parametrii au fost luati in considerare), a fost propuse de DET 5.

In statia 110kV **Blaj** se desfasoara lucrari, fiind realizata o linie lunga provizorie cu 3 capete: Tauni, Blaj, Barabant. Aceasta poate functiona conectata intre Tauni si Blaj, ca masura de retea la retrageri din exploatare in zona sectiunii S4.

In statia 110kV **Cluj Est** s-a racordat LEA + LES 110 kV Jucu – Apahida c2.

Se functioneaza in continuare cu **linie lunga 220kV Cluj FI.-Iernut**, datorita lucrarilor de RTh in statia 220kV C.Turzii.

- La modelarea transformatoarelor si autotransformatoarelor s-au utilizat parametrii unitatilor de transformare noi puse in functiune ca urmare a incheierii lucrarilor de retehnologizare sau inlocuirii.
- Modelarea centralelor eoliene si fotovoltaice s-a facut la barele statiilor de 110kV din SEN.
- La modelarea acestora s-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos\varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$

3.2 VARIANTE DE REGIMURI ANALIZATE

Pornind de la schema de calcul prezentata in cap. 3.1 s-au stabilit 7 regimuri de functionare a SEN enumerate in **anexa 1**, anexa ce face parte din tema avizata, regimuri care au in vedere balantele de putere determinate la cap. 2..

Variantele de regim analizate sunt prezentate in tabelul 3.1.

Tabel 3.1

Regim	Balanta	Palier de consum	Productie/ consum alimentat din SEN [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CCCC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Varianta de interconectare a SEN	Sold export
R1	1	VS T	8970 / 8400	1500	0	565	1420	L 400kV Porti de Fier-Djerdap	570
R2	2	Gs T	4800 / 5000	1000	0	0	1400	L 400kV Tantareni-Kozlodui,1c	-200
R3 ^{*)}	3	VSI	9370/ 8800	1500	0	440	1420	L 400kV Rahman-Dobrudja	570
R4	4	VSI	9370 / 8800	0	0	440	1420	L 400kV Stupina-Varna	570
R5	5	VSI	9370 / 8800	2200	0	300	1420	L 400kV Arad-Sandorfalva	570
R6	6	VSI+ 700	10070 / 9500	0	0	880	1420	L 400kV Rosiori-Mukacevo	570
R7	7	VD P	9070/ 8500	1500	1100	0	1420	L 400kV Nadab-Bekescsaba	570

R3 este regim de baza

In **anexa 3.14** sunt prezentate, pentru regimurile R3 si R2, grupurile generatoare modelate la medie tensiune (la borne) si considerate in functiune la palierul Gs T (gol sarbatoare toamna) si respectiv VSI (varf seara iarna), precum si datele principale ale transformatoarelor bloc aferente.

3.3 ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCTIONARE

Pentru analiza regimurilor de functionare, generatoarele cu o putere instalata de cel putin 50MW au fost modelate individual la medie tensiune.

Suplimentar, s-au modelat la medie tensiune si generatoarele din CHE Gogosu, Portile de Fier II, Remeti, Munteni, cu puteri instalate mai mici de 50MW.

Celelalte centrale, inclusiv CEE si CEF, au fost modelate la bara 110kV (pentru calculele de regim permanent).

3.3.1 Prezentarea CEE modelate

CEE modelate au fost considerate ca facand parte din niste asa numite **zone**, la care se va face referire pe parcursul studiului.

Impactul productiei CEE din fiecare astfel de zona, asupra circulatiilor de putere intr-un anumit regim este comun.

Zonele in care se afla CEE, asa cum sunt referite in cadrul studiului, sunt urmatoarele:

- **zona Dobrogea;**
- zona formata din **zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman;**
- **zona Moldova;**
- **zona Banat.**

Delimitarea (granitele) acestor zone, asa cum sunt referite in cadrul studiului, sunt urmatoarele:

Zona Dobrogea este delimitata de:

- L 400kV Tulcea V.-Isaccea;
- L 400kV Medgidia S.-Cernavoda;
- L 400kV Constanta N.-Cernavoda;
- L 110kV Ostrov- L.Sarat c1 si c2;
- L 110kV Baltagesti-G.Ialomitei.

CEE din **zona Dobrogea** sunt:

- cele care debiteaza in reseaua 110kV (buclata) Constanta-Medgidia-Tulcea;
- cele care debiteaza in statia 400/110kV Tariverde.

Se mentioneaza ca, atata timp cat L 110kV Basarabi-Baltagesti este deconectata, CEE care debiteaza in statia Baltagesti, adica CEE Pantelimon si CEE Targusor, nu apartin zonei Dobrogea sau altei zone definite mai sus.

Conectarea L 110kV Basarabi-Baltagesti (in cazul unor retrageri din exploatare, ca masura de regim) determina evacuarea puterii celor doua CEE mentionate mai sus catre / din zona Dobrogea si ca urmare considerarea acestor CEE in zona Dobrogea.

Zona formata din **zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** este delimitata de:

- L 400kV Rahman-Dobrudja
- L 400kV Stupina-Varna
- L 400kV Tulcea V.-Isaccea;
- L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei;
- L 400kV Gutinas-Smardan;
- L 220kV Barbosi-Focsani V.;
- CT 110 kV Gura-Ialomitei;
- L 110 kV Pogoanele-Jugureanu ;
- L 110kV Ostrov-L.Sarat c1 si c2;
- CT 110 kV Liesti;

CEE din **zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** sunt:

- cele care debiteaza in retelele 110kV L.Sarat si Smardan;
- cele care debiteaza in statiile 400/110kV Rahman si Stupina.

Zona Moldova este delimitata de:

- L 400kV Gutinas-Smardan;
- L 220kV Barbosi-Focsani V.;
- L 400kV Brasov-Gutinas;
- L 220kV Stejaru-Gheorghieni;
- L 110kV M.Ciuc-Bolovanis, Rm.Sarat-Costieni, CT 110 kV Liesti;

CEE din **zona Moldova** sunt:

- cele care debiteaza in reseaua de 110kV FAI.

Zona Banat este delimitata de:

- L 220kV Portile de Fier-Resita c1 si c2;
- L 220kV Resita-Timisoara c1 si c2;
- L 110kV Gataia-Timisoara, CL 110kV Lugoj, L 110kV Iaz-Otelu Rosu.

CEE din **zona Banat** sunt:

- cele care debiteaza in reseaua de 110kV Resita-Iaz.

In tabelul 3.2 se prezinta, pentru fiecare regim analizat, valorile insumate ale productiei CEE din fiecare zona descrisa mai sus.

Tabel 3.2

CEE	Regim	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
Total productie zona Dobrogea		1080	720	1001	0	1446	0	1001
Total productie zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman		355	237	422	0	604	0	422
Total productie zona Dobrogea si zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman		1435	957	1423	0	2050	0	1423
Total productie zona Banat		31	21	26	0	48	0	26
Total productie zona Moldova		33	22	55	0	102	0	55
Total productie considerata in CEE		1500	1000	1500	0	2200	0	1500

In tabelul 3.3 se prezinta, pentru fiecare regim analizat, valorile individuale ale productiei CEE a centralelor eoliene, grupate pe zonele descrise mai sus.

Se mentioneaza ca CEE Pantelimon si Targusor figureaza in tabelul 3.3 impreuna cu CEE din zona Dobrogea.

In toate regimurile, in schemele cu N elemente in functiune, CEE sunt incarcate uniform, indiferent de zona in care se afla, cu un anumit procent fata de puterea lor instalata.

In toate regimurile, in schemele cu retrageri din exploatare, eventualele masuri de regim se pot referi la limitari de productie a CEE pentru anumite zone, limitarea facandu-se proportional pentru toate CEE din zona respectiva (cu exceptia unor cazuri in care se actioneaza punctual asupra unor CEE).

Aceasta este ipoteza pentru analizele realizate.

Daca in studiile de planificare operationala din sezoanele anterioare se considera in regimul de baza productia CEE cca. 70% din puterea instalata la inceputul perioadei, in studiul curent s-a optat pentru o valoare de 1500MW a productiei CEE, valoare ce reprezinta cca. 55% din puterea instalata la inceputul perioadei.

Productia maxima in regimul de varf este de cca. 80% din puterea instalata la inceputul perioadei, aceasta fiind valoarea maxima posibil a fi produsa in ipoteza adoptata privind soldul, astfel incat sa se respecte criteriul de siguranta N-1 in schema de functionare cu N elemente, tinand cont de o temperatura a mediului ambiant de 20°C.

CEE care au fost modelate sunt:

- CEE deja puse in functiune;
- CEE care detin contract de racordare valabil si care au confirmat telefonic ca vor fi puse in functiune, eventual etapizat, in cursul perioadei analizate.

Tabel 3.3 [MW]

Nr. crt.	Regim	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
1	Pestera	58	39	50	0	72	0	50
2	Cernavoda 1+2	45+45	30+30	38+38	0	55+55	0	38+38
3	Nicolae Balcescu	7	4	6	0	8	0	6
4	Silistea	16	11	14	0	19	0	14
5	Dorobantu	29	20	25	0	36	0	25
6	Corugea	45	30	38	0	55	0	38
7	Topolog	15	10	13	0	19	0	13
8	Mihai Viteazu	52	35	44	0	64	0	44
9	Salbatica 1+ 2	45+45	30+30	38+38	0	56+56	0	38+38
10	Babadag	22	15	18	0	27	0	18
11	Mihai Viteazu 2	9	6	7	0	11	0	7
12	Baia 3	7	4	6	0	8	0	6
13	Sarichioi	21	14	18	0	26	0	18
14	Cobadin 1	17	11	14	0	21	0	14
15	Valea Nucarilor	22	15	18	0	27	0	18
16	Pantelimon	80	53	68	0	98	0	68
17	Targusor (Baltagesti)	18	12	15	0	21	0	15
18	Chirnogeni	50	33	42	0	60	0	42
19	Mireasa (Galbiori)	7	4	28	0	40	0	28
20	Stejaru (Zebil)	23	15	19	0	27	0	19
21	Cerna (Traianu)	12	8	10	0	14	0	10
22	Pecineaga (Neptun)	0	0	27	0	38	0	27
23	Saraiu (Harsova)	0	0	18	0	26	0	18
24	Nalbant	0	0	8	0	11	0	8
25	Pecineaga 4	0	0	13	0	19	0	13
	Total productie zona Dobrogea 110kV	690	459	671	0	969	0	671
26	Fantanele Est+Vest	226	151	191	0	276	0	191
27	Cogealac	164	110	139	0	201	0	139
	Total productie in st. Tariverde 400/110kV	390	261	330	0	477	0	330
	Total productie zona Dobrogea	1080	720	1001	0	1446	0	1001
28	Casimcea+Alfa (Rahman)	33+85	22+57	33+84	0	40+123	0	33+84
29	Targusor (Stupina)	78	52	66	0	95	0	66
30	Nicolae Balcescu Targusor (Stupina)	39	26	33	0	47	0	33
31	Dorobantu-Topolog (Rahman)	0	0	46	0	67	0	46
	Total productie in st. Rahman si Stupina	234	157	262	0	372	0	262
32	Corni	45	30	38	0	55	0	38
33	Gemenele	31	21	27	0	38	0	27
34	Apolo	10	7	8	0	12	0	8
35	Baleni	35	22	27	0	40	0	27
36	Vanatori	0	0	38	0	55	0	38
37	Urleasca	0	0	22	0	32	0	22
	Total productie zonele L.Sarat si Smardan 110kV	121	80	160	0	232	0	160
	Total productie zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman	355	237	422	0	604	0	422
	Total productie zona Dobrogea si zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman	1435	957	1423	0	2050	0	1423
38	Sf. Elena	31	21	26	0	48	0	26
	Total productie zona Banat	31	21	26	0	48	0	26
39	Vutcani	15	10	13	0	24	0	13
40	Albesti	18	12	15	0	28	0	15
41	Dumesti-Romanesti	0	0	27	0	50	0	27
	Total productie zona Moldova	33	22	55	0	102	0	55
	Total productie considerata in CEE	1500	1000	1500	0	2200	0	1500

In tabelul 3.4 este prezentata puterea instalata, atat cea finala, cat si esalonarea punerii in functiune pentru CEE modelate.

Tabel 3.4

Denumire CEE	Pinst [MW]	oct.2013	noi.2013	dec.2013	ian.2014	feb.2014	mar.2014
CEE Valea Nucarilor	34	34	34	34	34	34	34
CEE Silistea	25	25	25	25	25	25	25
CEE Dorobantu	45	45	45	45	45	45	45
CEE Pestera	90	90	90	90	90	90	90
CEE Cernavoda I	69	69	69	69	69	69	69
CEE Cernavoda II	69	69	69	69	69	69	69
CEE Fantanele Est si Vest	348	348	348	348	348	348	348
CEE Salbatica I	70	70	70	70	70	70	70
CEE Salbatica II	70	70	70	70	70	70	70
CEE Baia 3	34	10	10	10	10	10	10
CEE Corugea	70	70	70	70	70	70	70
CEE Babadag	34	34	34	34	34	34	34
CEE Vutcani	24	24	24	24	24	24	24
CEE Mihai Viteazu	80	80	80	80	80	80	80
CEE Sarichioi	33	33	33	33	33	33	33
CEE Cogealac	253	253	253	253	253	253	253
CEE Sf. Elena	48	48	48	48	48	48	48
CEE Casimcea	50.6	51	51	51	51	51	51
CEE Alpha	154	130	154	154	154	154	154
CEE Mihai Viteazu 13	29	14	14	14	14	14	14
CEE Pantelimon	123	123	123	123	123	123	123
CEE Topolog	24	24	24	24	24	24	24
CEE Apollo	15	15	15	15	15	15	15
CEE Corni	70	70	70	70	70	70	70
CEE Targusor (Baltagesti)	27	27	27	27	27	27	27
CEE Targusor (Stupina)	120	120	120	120	120	120	120
CEE Nicolae Balcescu Targusor (Stupina)	83	60	60	60	60	60	60
CEE Cobadin 1	26	26	26	26	26	26	26
CEE Nicolae Balcescu	28	10	10	10	10	10	10
CEE Gemenele	48	48	48	48	48	48	48
CEE Albesti	28	28	28	28	28	28	28
CEE Dotobantu-Topolog	168			84	84	84	84
CEE Dumesti si Romanesti	129		50	50	50	50	129
CEE Chirnogeni	76	76	76	76	76	76	76
CEE Mireasa	50	10	10	50	50	50	50
CEE Pecineaga	48			48	48	48	48
CEE Stejaru	34	34	34	34	34	34	34
CEE Saraiu	33			33	33	33	33
CEE Nalbant	28			14	14	14	14
CEE Pecineaga 4	24		24	24	24	24	24
CEE Cerna	18	18	18	18	18	18	18
CEE Vanatori	70			70	70	70	70
CEE Urleasca	40			40	40	40	40
CEE Baleni	50	50	50	50	50	50	50
		2303	2401	2730	2730	2730	2809

3.3.2 Prezentarea CEF modelate

Suplimentar s-a analizat si un regim corespunzator unui palier de varf de dimineata primavara, cu un consum de 9070MW < 9370MW, in care s-au modelat CEF.

CEF modelate sunt:

- CEF deja puse in functiune;
- CEF care detin aviz sau contract de racordare valabil si care au confirmat telefonic punerea in functiune, eventual etapizata, in cursul perioadei analizate.

Modelarea CEF s-a facut la 110kV in punctul comun de conectare, pentru calculele de regim permanent.

S-a considerat ca ele functioneaza cu 80% din puterea instalata.

S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos\varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$

In tabelul 3.5 este prezenata puterea instalata, precum si esalonarea punerii in functiune pentru CEF modelate, pentru realizarea analizei regimului R7, palier VDI, productie CEF = 1100MW. Tabel 3.5

Denumire CEF	Pinst [MW]	80%Pi [MW]	oct.2013	noi.2013	dec.2013	ian.2014	feb.2014	mar.2014
CEF Cujmir 1	6	4.8	6	6	6	6	6	6
CEF Cujmir 2	6	4.8	6	6	6	6	6	6
CEF Vanju Mare	9.34	7.472	9.34	9.34	9.34	9.34	9.34	9.34
CEF Grojdibodu	9.9	7.92	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
CEF Carbonești Parc1	9.9	7.92	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
CEF Uiești-Bucșani 1	8.5	6.8	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
CEF Uiești-Bucșani 2	10	8	10	10	10	10	10	10
CEF Sebiș-Prunișor 1	7.5	6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
CEF Sebiș-Prunișor 2	7.5	6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
CEF Dabuleni	7.5	6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
CEF Osica de Sus	9.9	7.92	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
CEF Camp 1+2	100	80		100	100	100	100	100
CEF Carbonești Parc2	9.9	7.92	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
CEF Simnicu de Sus	7.9	6.32	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9
CEF Slobozia	45	36	45	45	45	45	45	45
CEF Iaz	48	38.4			48	48	48	48
CEF Camp 3	120	40		50	50	50	50	50
CEF Izvoarele	20	16	20	20	20	20	20	20
CEF Livezile	50	32	40	40	40	40	40	40
CEF Ucea de Sus 1	34.5	27.6	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
CEF Ucea de Sus 2	34.5	27.6	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
CEF Prunișor	50	40	50	50	50	50	50	50
CEF Scurtu Mare	45	36	45	45	45	45	45	45
CEF Ciuperceni	48	38.4	48	48	48	48	48	48
CEF Grid (Parau)	45	36						45
CEF Hoghiz	17	13.6		17	17	17	17	17
CEF Plaieșii de Jos	35	28	35	35	35	35	35	35
CEF Tarnaveni	45	36	45	45	45	45	45	45
CEF Pietrosani	20	16	20	20	20	20	20	20
CEF Lazarea	30	24		30	30	30	30	30
CEF Izvoarele	38	30.4		38	38	38	38	38
CEF Balteni-Contesti	48	38.4		48	48	48	48	48
CEF Fierbinti	10	8			10	10	10	10
CEF Modelu	84	32		40	40	40	40	40
CEF Mosnita Noua	49	39.2			49	49	49	49
CEF Baneasa	80	64		80	80	80	80	80
CEF Giurgiu	39	31.2		39	39	39	39	39
CEF Sahateni	10	8	10	10	10	10	10	10
CEF Vultur	9.5	7.6	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
CEF Gura Ocnitei	10	8	10	10	10	10	10	10
CEF Iancu Jianu	24	19.2	24	24	24	24	24	24
CEF Isalnita	13	10.4		13	13	13	13	13
CEF Pristol	17	13.6			17	17	17	17
CEF Trivale Mosteni-Deparati	36	28.8	36	36	36	36	36	36
CEF Mircurea Sibiului	25.725	20.58		25.725	25.725	25.725	25.725	25.725
CEF Ucea de Sus 3	34.5	27.6	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
CEF Ucea de Sus 4	34.5	27.6	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
CEF Lovrin 3	34	27.2		34	34	34	34	34
CEF Pischia	40	16						20
CEF Corabia	7	5.6	7	7	7	7	7	7
TOTAL MW		1117	692	1207	1331	1331	1331	1396

Regimul R3 ca regim de baza este definit de topologia prezentata in paragraful 3.1, balanta 3, palier de consum VSI, sold de export 570MW, banda primara de variatie a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, productie CEE = 1500MW, productie CEF = 0.

3.3.3 Analiza regimurilor de functionare in schema N

Are ca scop:

- obtinerea unor regimuri economice de functionare prin minimizarea circulatiilor de putere reactiva;
- verificarea criteriului N-1 in schema N, pentru toate regimurile stabilite R1-R7.

In continuare sunt prezentate rezultatele analizelor dupa cum urmeaza:

- A. circulatiile de putere
- B. valorile tensiunilor
- C. consumurile proprii tehnologice din RET si RED
- D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 in regimurile de functionare stabilite

A. Circulatii de putere

In regimul de baza R3, liniile de 400 si 220kV sunt incarcate sub **confidential** din valoarea maxima admisibila de durata a curentului.

L 400kV cele mai incarcate in regimul R3 sunt, in ordine descrescatoare:

Denumire linie				
Circulatie	din		catre	P [MW]
L 400kV	SMARDAN	-	GUTINAS	616
L 400kV	TULCEA V.	-	ISACCEA	568
L 400kV	SIBIU S.	-	IERNUT	534
L 400kV	CERNAVODA	-	PELICANU	452
L 400kV	CERNAVOADA	-	G.IALOMITEI	417
L 400kV	TANTARENI	-	SIBIU S.	412
L 400kV	CERNAVOADA	-	G.IALOMITEI	402
L 400kV	TARIVERDE	-	TULCEA V.	400
L 400kV	G.IALOMITEI	-	L.SARAT	399
L 400kV	URECHESTI	-	TANATARENI	388
L 400kV	G.IALOMITEI	-	BUC.S.	369
L 400kV	BRAZI V.	-	DARSTE	352
L 400kV	PELICANU	-	BUC.S.	332
L 400kV	TANTARENI	-	BRADU	321
L 400kV	GUTINAS	-	BACAU S.	297
L 400kV	L.SARAT	-	SMARDAN	296
L 400kV	IERNUT	-	GADALIN	282
L 400kV	BACAU S.	-	ROMAN N.	252
L 400kV	BUC.S.	-	DOMNESTI	249
L 400kV	DARSTE	-	BRASOV	243
L 400kV	PORTILE DE FIER	-	SLATINA	240
L 400kV	DOMNESTI	-	BRAZI V.	230
L 400kV	ISACCEA	-	SMARDAN	211
L 400kV	ISACCEA	-	SMARDAN	211
L 400kV	URECHESTI	-	DOMNESTI	204
L 400kV	STUPINA	-	VARNA	192
L 400kV	RAHMAN	-	DOBRUDJA	179
L 400kV	BRASOV	-	SIBIU S.	176

Se mentioneaza ca au fost excluse din aceasta ordonare liniile de evacuare din centrale.
Pe primele 4 dintre aceste linii de 400kV se depaseste puterea naturala (de cca. 450MW).

L 220kV cele mai incarcate in regimul R3 sunt, in ordine descrescatoare:

Denumire linie			
Circulatie	din	catre	P [MW]
L 220kV	BUC.S.	- FUNDENI c2	241
L 220kV	PORTILE DE FIER	- RESITA c1	233
L 220kV	PORTILE DE FIER	- RESITA c2	233
L 220kV	URECHESTI	- TG. JIU	224
L 220kV	BARU MARE	- HASDAT	213
L 220kV	PAROENI	- BARU MARE	189
L 220kV	BARBOSI	- FOCSANI V.	177
L 220kV	TG. JIU	- PAROENI	176
L 220kV	BUC.S.	- FUNDENI c1	167
L 220kV	RESITA	- TIMISOARA c1	155
L 220kV	RESITA	- TIMISOARA c2	155
L 220kV	FILESTI	- BARBOSI	131
L 220kV	BRAZI V.	- TELEAJAN	130
L 220kV	ISALNITA	- CRAIOVA c2	126

Pe primele 11 linii din aceasta ordonare se depaseste puterea naturala (de cca. 150MW).

L110kV cele mai incarcate in regimul R3 sunt, in ordine descrescatoare:

Denumire linie			
Circulatie	din	catre	P [MW]
L 110kV	FUNDENI	- OBOR c2	86
L 110kV	BALTAGESTI	- G.IALOMITEI	80
L 110kV	BUJORENI	- MILITARI c1	73
L 110kV	BUC.S.	- FILARET c2	70
L 110kV	DOMNESTI	- IFA	69
L 110kV	BUC.S.	- FILARET c2	65
L 110kV	OBOR	- BUC.N.	65

Circulatiile de putere in reseaua de 220-400kV in schema completa, pentru unele regimuri analizate sunt prezentate in **anexele 3.3**.

De asemenea schimbul de putere reactiva cu sistemele vecine trebuie sa fie foarte redus, pentru a respecta prevederile din conventiile de exploatare pe liniile de interconexiune.

B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie a tensiunii in nodurile de control ale SEN

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum, este influentat de gradul de utilizare a mijloacelor de reglare a puterii reactive si de disponibilitatea acestora:

- Generatoarele sincrone din centralele electrice clasice prin modificarea tensiunii la borne, utilizand banda primara de Q din diagrama de capacitate P-Q si grupurile eoliene de tipul „wind free”, precum si bateriile de condensatoare si bobinele de compensare din CEE.

- Bobinele de compensare
- Ploturile de functionare ale unitatilor de transformare de sistem si bloc,

In ceea ce priveste primul mijloc de reglare a puterii reactive, respectiv generatorul sincron, nivelul tensiunii la bornele generatoarelor a fost stabilit tinand cont de doua cerinte care trebuie indeplinite simultan, astfel incat:

- generatoarele sa nu functioneze in capacitiv unde ar fi mai instabile dinamic si pentru ca tensiunile in nodurile de control din RET sa se mentina la un nivel cat mai ridicat (pentru a asigura un domeniu mai mare de variatie a tensiunii in nodurile de control din RET);
- tensiunile in RET si RED sa nu depaseasca limitele admisibile superioare.

Rezultatele privind utilizarea bobinelor de compensare si a comutarii ploturilor din unitatile de transformare sunt reprezentate in anexele:

- **anexa 3.9:** Starea operativa a *bobinelor* in regimurile analizate
- **anexa 3.8:** Ploturile de functionare ale transformatoarelor si autotransformatoarelor de sistem pentru regimurile analizate. Acestea au fost stabilite astfel incat tensiunile in RET si RED sa se incadreze in limite admisibile.
- **anexa 3.14:** Ploturile de functionare ale transformatoarelor bloc pentru grupurile modelate la borne si care sunt in functiune atat in regimul R2 cat si in regimul de baza R3.

In aceasta anexa sunt evidentiata atat informatii privind incarcarea grupurilor din cele doua regimuri, cat si puterea disponibila a acestora, precum si caracteristicile transformatoarelor bloc aferente. Majoritatea transformatoarelor bloc au un singur plot, dar ca exista si cateva unitati cu mai multe ploturi. De asemenea in aceeasi centrala pot exista transformatoare bloc de tipuri diferite pentru diversele grupuri.

Ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor se mentin aceleasi la toate regimurile, in tot sezonul analizat, conform precizarilor din codul RET.

In R3 s-au considerat in functiune si alte grupuri, suplimentar fata de cele comune balantelor 2 (corespunzatoare regimului R2, palier GsT) si 3 (corespunzatoare regimului R3, palier VSI, regim de baza).

Ploturile transformatoarelor bloc corespunzatoare grupurilor dintr-o centrala, considerate in functiune in plus in R3 fata de R2, au fost reglate pe aceeasi pozitie ca celelalte din centrala respectiva, daca au acelasi tip de transformator bloc.

De asemenea, ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor care nu sunt comune regimurilor R2 si R3 (de exemplu grupurile din CCCC Petrom Brazi, CTE Isalnita), se mentin pe aceeasi pozitie in toate regimurile in care sunt in functiune.

S-a tinut cont de blocarea ploturilor pe anumite pozitii in cazul unor transformatoare bloc.

Pentru calculul regimurilor stationare s-a luat in considerare banda primara din diagramele P-Q ale generatoarelor sincrone (*banda secundara* este luata in considerare pentru analizele de stabilitate statica).

In analiza criteriului N-1 in unele scheme cu retrageri din exploatare este posibil sa se recomande utilizarea atat a benzii primare cat si a celei secundare la unele din grupurile generatoare.

S-a tinut cont de limitarea benzii de putere reactiva a **confidential**

In ceea ce priveste compensarea puterii reactive, utilizand grupurile din CEE, se mentioneaza ca banda de putere reactiva a tuturor centralelor eoliene a fost considerata cea aferenta domeniului $-0.95 < \cos\phi < 0.95$ in punctul comun de conectare la retea, domeniu in care parcul eolian trebuie sa se incadreze, aceasta fiind cerinta impusa prin ordinul 51 / 3.04.2009, „*Conditii tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru CEE*” care completeaza codul RET.

Aceeasi ipoteza privind $\cos\phi$ este utilizata si pentru CEF.

Tensiunile rezultate in statiile din SEN pentru unele regimuri analizate, sunt prezentate in **anexele 3.3**

Regimuri de varf

Se mentioneaza ca:

- In toate regimurile de varf pentru incadrarea tensiunilor in limite admisibile se conecteaza acelasi set de bobine, cu exceptia regimurilor R4 si R6, in care se considera productia CEE = 0 (vezi **anexa 3.9**). La aceste regimuri, R4 si R6, tensiunile in zona Dobrogea sunt mai mari ca in celelalte regimuri de varf de iarna in care productia CEE este diferita de 0.

Pentru a obtine un regim admisibil, dupa utilizarea posibilitatii grupurilor din CET Palas de absorbtie de putere reactiva, au fost conectate suplimentar bobine, astfel:

R4: ambele bobine din statia Isaccea si bobina din Smardan in functiune

R6: ambele bobine din statia Isaccea in functiune.

- La stabilirea regimurilor de varf s-a pornit de la *acelasi* set de ploturi ale unitatilor de transformare de sistem ca la regimul de baza R3, acestea ajustandu-se ulterior pentru respectarea criteriului N-1 si minimizarea consumului propriu tehnologic in SEN.

- La stabilirea regimurilor de varf s-a pornit de la *acelasi* set de tensiuni impuse la bornele generatoarelor ca in regimul de baza R3, acestea ajustandu-se ulterior pentru respectarea criteriului N-1.

Regimul de gol

- Regimul de gol R2 corespunde palierului de consum G_{sT} – gol sarbatoare toamna

Regimul R2 este folosit pentru:

- a stabili pozitia ploturilor transformatoarelor bloc
- calcule de stabilitate statica in sectiunea S4 .

- Regimul R2 este un regim admisibil, in care se respecta criteriul N-1.

Pentru reglarea regimului R2 (a nivelului de tensiune):

- s-au conectat toate bobinele cu exceptia unei bobine in Cernavoda, a unei bobine in Isaccea, care se mentin ca rezerva. Este considerata in functiune inclusiv bobina din Mintia care este disponibila. Bobina din statia 110kV Fundeni nu este in functiune.
- s-a crescut nivelul tensiunii impuse la bornele generatoarelor sincrone astfel incat acestea sa functioneze in domeniul inductiv, sau usor in domeniul capacitiv, apoi, pentru respectarea criteriului N-1, adica pentru mentinerea tensiunii sub limita admisibila la declansari, s-au ajustat ploturile transformatoarelor de bloc si in continuare a celor de sistem.
Comportarea la palierul de G_{sT} a centralelor eoliene: acestea functioneaza in general in domeniul capacitiv, absorbind parte din productia de putere reactiva din zona Dobrogea care este mare fata de consumul de putere reactiva din zona, in special la palierul de gol.
- nu a fost necesara pornirea unui al treilea grup in **confidential** in regim de compensator sincron (cu P=6MW), pentru incadrarea tensiunilor in zona Sibiu in limite admisibile. Grupurile aflate in functiune in CHE Lotru functioneaza in regim capacitiv, absorbind cate 35MVA_r.
- nu a fost necesara deconectarea de linii descarcate.
- reglarea tensiunilor din R2 s-a facut astfel incat acestea sa se incadreze in limitele admisibile, atat in schema completa, cat si la declansari intempestive, generatoarele sa functioneze pe cat posibil in regim inductiv, iar nivelul tensiunilor in nodurile de control ale RET sa fie cat mai ridicat. Valoarea consumului propriu tehnologic in SEN este de **confidential**. Acesta nu poate fi optimizat suplimentar, cu pastrarea cerintelor avute in vedere.

Tensiunile calculate pentru bara 400kV Tariverde in regimurile de varf si regimul de gol se considera valori ale tensiunii de consemn pentru ASRU pentru schema N.

- 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 regimul de functionare R3 in urma unor analize de verificare a criteriului N-1, cu scaderea iterativa a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor si deconectarea unor anumite BC, astfel incat regimurile obtinute sa nu aiba tensiuni mai mici decat 380kV, 198kV si 99kV.

Pentru statiile de 400 si 220kV care se afla in interiorul sectiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfata lor, criteriul N-1 s-a aplicat pentru schema N, la balante de puteri corespunzand nivelului puterilor admisibile calculate la capitolul de stabilitate statica.

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor in regimul R7 corespunzator palierului Gs
Benzile de tensiune in nodurile de control ale RET sunt prezentate in **anexa 3.7**.

C. Consum propriu tehnologic

confidential

D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare

La functionare in schema completa de calcul pentru iarna 2013-2014, declansarea unui element de retea poate conduce la regimuri cu tensiuni si curenti in afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin masuri preventive, fie prin masuri postavarie.

Aceste masuri, care vor fi prezentate in cadrul acestui paragraf:

- vor fi incluse in propunerea de schema normala de functionare pentru iarna 2013-2014, sau
- se vor aplica ca abatere de la schema normala.

In toate regimurile, s-a verificat ca pot fi mentinute in rezerva unitati de transformare in unele statii. Stabilirea unitatilor de transformare in rezerva se face in baza analizelor de reducere a cpt, dar cu respectarea criteriului N-1, tinand cont ca desemnarea unitatii in functiune este facuta de ST-uri avand in vedere alternanta sezoniera (semestriala/lunara).

Astfel, unitatile de transformare propuse a fi mentinute in rezerva calda sunt:

DET 1:

AT1 220/110kV Dumbrava, AT2 220/110kV FAI, AT4 220/110kV Gutinas, AT3 400/220kV L.Sarat;

DET 2:

AT2 220/110kV Ghizdaru, AT1,3 220/110kV Tr. Magurele, 2 unitati, T4 400/110kV G. Ialomitei, T2 400/110kV Medgidia S.

DET 3:

AT2 220/110kV Isalnita, AT2 220/110kV Craiova N., AT1 220/110kV Arefu, AT 220/110kV Urechesti, AT1 220/110kV Gradiste, AT1 220/110kV Bradu,

DET 4:

AT1 220/110kV Pestis, AT1 220/110kV Resita, AT2 220/110kV Mintia, AT4 400/220kV Mintia, AT2 220/110kV Iaz, T1 400/110kV Oradea S.

DET 5:

AT2 220/110kV Ungheni, AT 220/110kV Tihau, AT1 220/110kV Gheorghieni.

Se mentioneaza ca AT 220/110kV Teleajan este in functiune.

Aceasta unitate de transformare este necesar sa fie mentinuta in functiune, pentru a se respecta criteriul N-1 la declansarile:

- L 220kV Targoviste - Brazi V. - Teleajan sau
- L 220kV Teleajan - Stalpu sau
- AT 220/110kV Stalpu

Pastrarea sa in rezerva ar conduce la tensiuni sub limita admisibila in retea de 110kV din zona Buzau, ajungand si pana la cca. 95kV si la incarcari de pana la cca. $104\%I_{adm30^{\circ}C}$ a L 110kV Mizil-V.Calugareasca, in cazul in care nu ar exista productie in amenajarile hidroenergetice de pe raurile Buzau si Ialomita.

In toate regimurile, datorita mentinerii in rezerva calda a unor unitati de transformare se functioneaza conform informatiilor din tabelul 3.4

Tabel 3.4

Nr. crt.	Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim
1	AT1 220/110kV Dumbrava	1	CT 110kV Dumbrava conectata , AT2 220/110kV Dumbrava si T 400/110kV Roman N. in functiune
2	AT2 220/110kV FAI	1	CT 110kV FAI conectata AT1 220/110kV FAI si AT 220/110kV Munteni V. in functiune
3	AT4 220/110kV Gutinas	1	CL 1A-1B 110kV Gutinas conectata si AT 220/110kV Focsani V., AT 220/110kV Borzesti si AT3 220/110kV Gutinas in functiune
4	AT3 400/220kV L.Sarat	1	CT 220kV conectata
5	AT2 220/110kV Ghizdaru	2	CL 1A-1B 110kV Ghizdaru conectata, cu AT1 220/110kV Ghizdaru, AT2 220/110kV Tr.Magurele, bucle 110kV intre zonele Domnesti si Ghizdaru in functiune
6	AT1,3 220/110kV Tr. Magurele, 2 unitati	2	CT ₁₂ 110kV Tr. Magurele conectata, cu AT2 220/110kV Tr.Magurele, AT2 220/110kV Ghizdaru, bucle 110kV intre zonele Domnesti si Ghizdaru in functiune
7	T4 400/110kV G. Ialomitei	2	T3 400/110kV G.Ialomitei, T2 400/110kV Pelicanu si AT 220/110kV Mostistea in functiune
8	T2 400/110kV Medgidia S.	2	CT 110kV Medgidia S.conectata, T1 400/110kV Medgidia S., T1,2 400/110kV Constanta N. si Tulcea V. in functiune
9	AT2 220/110kV Isalnita	3	CT 110kV Isalnita conectata, AT1 220/110kV Isalnita, AT 220/110kV Sardanesti, AT 220/110kV Tg.Jiu si AT1 220/110kV Craiova N. in functiune
10	AT2 220/110kV Craiova N.	3	CC _B 110kV Craiova Nord intre B2 si B1B conectata cu CL 110kV 1A-1B Craiova N. conectata, AT1 220/110kV Craiova N., AT 220/110kV Sardanesti, AT 220/110kV Tg. Jiu si AT1 220/110kV Isalnita in functiune
11	AT1 220/110kV Arefu	3	CT 110kV Arefu conectata, AT2 220/110kV Arefu, AT 220/110kV Pitesti si AT2 220/110kV Bradu in functiune
12	AT 220/110kV Urechesti	3	AT 220/110kV Sardanesti, AT 220/110kV Tg.Jiu N. in functiune
13	AT1 220/110kV Gradiste	3	AT2 220/110kV Gradiste, T 400/110kV Draganesti Olt in functiune
14	AT1 220/110kV Bradu	3	Cupla 110kV conectata, AT2 220/110kV Bradu, AT2 220/110kV Arefu in functiune
15	AT1 220/110kV Pestis	4	CL 110kV Pestis conectata, AT2 220/110kV Pestis si AT1 220/110kV Mintia in functiune
16	AT2 220/110kV Mintia	4	CT 110kV Mintia conectata AT1 220/110kV Mintia si AT2 220/110kV Pestis in functiune
17	AT4 400/220kV Mintia	4	CL si una dintre cuplele combinate conectate cu functie de CT, AT3 400/220kV Mintia in functiune
18	AT1 220/110kV Resita	4	CT 110kV Resita conectata, AT2 220/110kV Resita si AT1 220/110kV laz in functiune
19	T1 400/110kV Oradea S.	4	T2 400/110kV Oradea S. in functiune

Nr. crt.	Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim
19	AT2 220/110kV Ungheni	5	CT _A 110kV Ungheni conectata , cu CL 1A-1B 110kV Ungheni conectata, AT1 220/110kV Ungheni, AT 220/110kV Fantanele si AT 220/110kV Iernut in functiune
20	AT 220/110kV Tihau	5	AT 220/110kV Salaj in functiune
21	AT1 220/110kV Gheorghieni	5	CL 1A-1B 110kV Gheorghieni conectata, AT2 220/110kV Gheorgieni si linia 110kV M.Ciuc-Vlahita conectata

In toate regimurile zona Fundeni 110kV A si B functioneaza debuclet: liniile 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti, Afumati-Caciulati si CT 110kV Solex sunt deconectate (cu urmatoarea distributie in statia Solex:

Bara 1 Solex: liniile 110kV FCME, Dudesti bara 2, Fundulea

Bara 2 Solex: linia 110kV Fundeni bara B

De aceea la declansarea AT1, respectiv AT2 220/110kV Fundeni, statiile alimentate din bara 110kV A, respectiv bara 110kV B a statiei Fundeni (cu CL A-B deconectata) raman fara tensiune.

Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este reluata.

In toate regimurile CLT 110kV Progresu este conectata, asa cum a fost si in schema normala de vara.

In toate regimurile, datorita desfasurarii lucrarilor de RTh in statia Barbosi se functioneaza cu un singur AT 220/110kV Barbosi si cu un provizorat constituit dintr-o legatura cu 3 capete (statiile 220kV Filesti si Focsani V. si unul dintre AT-urile 220/110kV Barbosi).

Ca urmare, se conecteaza CL 110kV intre barele 1A si 1B ale statiei 110kV Barbosi (SC 3 - CSG).

Bara 2 a statiei 110kV Barbosi (SC 3 - CSG), se mentine sub tensiune din statia Smardan, CT1 si CT2 110kV din statia Barbosi (SC 3 - CSG) mentinandu-se deconectate.

In toate regimurile, la declansarea si dupa probarea nereusita cu tensiune:

L 400kV Roman-Suceava, se deconecteaza postavarie T 400/110kV Suceava (si invers),

L 400kV Rosiori-Oradea Sud, se deconecteaza postavarie T 400/110kV Oradea S. aflat in functiune,

L 220kV FAI-Suceava, se deconecteaza postavarie AT 220/110kV Suceava (si invers),

L 400kV Cluj E.-Gadalin, se deconecteaza postavarie T7 400/110kV Cluj E (si invers),

L 220kV Stalpu-Teleajan, se deconecteaza postavarie AT 220/110kV Stalpu (si invers),

L 400kV Slatina-Draganesti Olt, se deconecteaza postavarie T 400/110kV Draganesti Olt (si invers),

L 220kV Rosiori-Vetis se deconecteaza postavarie AT 220/110kV Vetis (si invers).

L 220kV Bradu-Pitesti S. se deconecteaza postavarie AT 220/110kV Pitesti S. (si invers)

L 220kV Cetate-Calafat se deconecteaza postavarie AT 220/110kV Calafat (si invers)

Deconectarea unitatii de transformare se face dupa probarea nereusita a liniei declansate.

Pe perioada functionarii in gol cu unitatea de transformare se aduce in rezerva BC 400kV, in statiile unde este instalata.

In toate regimurile, zona Constanta-Medgidia functioneaza buclat cu zona Tulcea, prin conectarea L 110kV Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua. Trebuie asigurata o functionare in bucla a CEE Corugea, Baia, Babadag, M.Viteazu 1 si 2, astfel incat sa se evite functionarea insularizata a CEE pe statiile de consum dupa un defect pe o linie de 110kV.

In toate regimurile, L 110kV Baltagesti-G. Ialomitei se considera conectata la ambele capete. L 110kV Baltagesti-Basarabi se considera deconectata in statia Baltagesti si conectata in statia Basarabi. Se analizeaza configuratia acestor linii in corelatie cu diversele retrageri din zona si a productiei CEE.

In toate regimurile, conform cerintelor DET 3, se conecteaza L 110kV Arges Sud –Jiblea, Valea Danului-CHE Cornetu cu derivatie CHE Gura Lotrului, in conditiile in care productia in amenajarile hidro de pe raul Olt este considerata a fi intre **confidential**.

L 110kV Poiana Lacului-Cazanesti se mentine in rezerva.

In toate regimurile, AT 220/110kV Lotru este considerat indisponibil. Conditionarile de regim propuse de DET 3 sunt:

-in statia 110kV Bradisor G1 si G2, sa fie in functiune la B1-110kV, iar CT-110kV sa fie conectata;
-suma de productiilor CHE Bradisor, Turnu, Robesti, Cornetu, Gura Lotrului, Malaia sa fie **confidential**;
-in statia 110kV Sadu 5 L110kV Lotru Jidoaia deconectata, cu observatia ca daca este necesara preincalzirea LEA va trebui functionat buclat cu DET Cluj fara a se depasi valoarea de 400A pe aceasta bucla;

-in statia Dumbrava:L110kV Sadu 5 conectata

In data de 15.09.2013 AT-150 MVA Lotru s-a redat in exploatare in functiune. Se considera ca lista de concluzii ramane valabila.

In toate regimurile, nu se respecta criteriul N-1 la declansarile:

- T2 400/110kV Smardan, fiind afectat consumul alimentat din bara B 110kV Smardan
- AT 1 (2) Barbosi, fiind afectat consumul alimentat din barele 1 (2) SC3 – CSG 110kV
- T1 400/110kV Pelicanu, fiind afectat consumul alimentat din bara 1 110kV Pelicanu

In toate regimurile, pentru a evita incarcarea CT 110kV Tariverde peste limita admisibila data de TC (cu $I_{TC}=800A$), la declansarea unei unitati de transformare 400/110kV Tariverde, CEE Fantanele Est + Vest si Cogevalac vor debita puterea totala astfel: productia sa fie de **confidential** pe bara 110kV Tariverde care e conectata la SEN printr-o singura unitate de transformare 400/110kV, astfel incat sa se previna incarcarea cuplei 110kV peste $I_{adm}=120\%*I_{TC}$, unde $I_{TC}=800A$

In toate regimurile se functioneaza cu CL 110kV Sibiu Sud conectata, deoarece exista un singur transformator 400/110kV in statia Sibiu Sud.

In toate regimurile in statia Mintia 220kV se functioneaza cu CL si cu una dintre cuplurile combinate conectate cu functie de CT.

In toate regimurile structura retelei in sectiunea caracteristica S4 este urmatoarea:

1. in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV;
2. L 110kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz (rezervare T 400/110kV Sibiu S.);
3. L 110kV Tusnad-V. Crisului deconectata in V. Crisului;
4. L 110kV Copsa Mica-Medias deconectata in statia 110kV Copsa Mica;
5. L 110kV Tarnaveni-Medias conectata;
6. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110kV;
7. L 110kV Tauni-Blaj deconectata;
8. L 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud deconectate in statia 110kV C. Turzii;
9. L 110kV Orlat-Petresti conectata;
10. CT Vascau **conectata** (cu L 110kV Beiuș pe B1 110kV și L 110kV Varfurile pe B2 110kV), conform solicitarii DET 4;
11. L 110kV Salonta-Ch. Cris **conectata**, conform solicitarii DET 4.

In toate regimurile, datorita indisponibilitatii AT1 220/110kV Hasdat, zonele Mintia, Pestis si Hasdat 110kV functioneaza buclat intre ele si debuclat fata de zonele 110kV Arad, Oradea, Al. Iulia.

In toate regimurile se functioneaza cu CL, CTA si CTB 110kV Brasov in rezerva.

In toate regimurile se functioneaza cu CLT 220kV intre statiile 220kV Targoviste A si B in rezerva.

In toate regimurile grupul 1 din CNE Cernavoda este modelat tinand cont de restrictia de producere de putere reactiva: Acesta poate functiona doar in regim de absorbtie de putere reactiva.

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de varf seara toamna-primavara, caracterizat printr-un palier de consum mai mic decat cel de iarna, acelasi sold de export de 570MW. Productia CEE este de 1500MW, ceea ce reprezinta cca. **65%** din Pi la nivelul lunii octombrie 2013 de 2300MW.

D2 In regimul R1, in zona Iasi, la declansarea AT 220/110kV FAI aflat in functiune, L 110kV Vaslui-Deleni se incarca la $100\%I_{30^{\circ}C}$. Pentru a nu exista depasiri, a fost controlat tranzitul de putere reactiva prin AT 220/110kV Munteni si nivelul tensiunii in reseaua de 110kV Iasi, fara a fi nevoie de alte conditionari de regim.

Deficitul zonei 110kV FAI Munteni este mai mare ca in regimul R3, desi palierul de consum este mai scazut. Deficitul in regimul R1 este **confidential**.

Ceea ce conduce la situatia mentionata este productia centralelor din zona:

- nu este considerat in functiune grupul din Iasi 1,
- CEE Dumesti-Romanesti nu este inca pusa in functiune.

Functionarea buclata a zonei 110kV FAI-Munteni este necesara daca deficitul de putere activa al zonei este mai mare de **confidential**.

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol noapte zi de sarbatoare, toamna-primavara.

Palierul de consum este 5800MW, in conditiile unui sold de import de 200MW.

Productia CEE este de 1000MW, valoarea maxima pentru care s-a putut considera pentru a asigura functionarea termoficarii si incadrarea in palierul de consum si posibilitatea asigurarii soldului de import. Aceasta valoare reprezinta cca. **43%** din Pi la nivelul lunii octombrie 2013 (cca. 2300MW).

D2 In regimul R2, pentru obtinerea unui regim admisibil, a fost necesara conectarea tuturor bobinelor, cu exceptia unei bobine din Isaccea (una este in functiune) si din Cernavoda (una este in functiune).

Regimul R2, in tandem cu regimul R3, a fost utilizat pentru stabilirea ploturilor transformatoarelor bloc, care nu se modifica in cursul perioadei analizate. Procedura este prezentata la paragraful B. Pentru respectarea criteriului N-1 s-au utilizat, in afara conectarii de bobine, si generatoarele, prin tensiunea lor la borne, precum si ploturile unitatilor de transformare de sistem.

D3 In regimul R2 se mentin aceleasi buclari in reseaua de 110kV, ca in regimurile de varf (chiar daca ele nu rezulta ca necesare din calculele de regim).

Exceptie fac buclarele din regimul R4 din zona DET 1.

Celelalte buclari, comune regimurilor, sunt prezentate mai sus.

Regim R3

D1 Regimul R3, este un regim corespunzator unui palier de varf seara iarna considerat ca regim de baza si este caracterizat prin :

- aplicabilitatea sa in timp este cea mai mare dintre toate regimurile;
- din punct de vedere al valorii consumului este mai probabil decat cel corespunzator iernii extrem de geroase

- productia CEE are o valoare de cca. **55%** din Pi la nivelul lunii ianuarie 2014, valoare mai probabila a se realiza, comparativ cu valoarea de 0% sau cea cu apropiata de valoarea de 100%*Pi.

D2 In regimul R3, la declansarea L 400kV Gutinas-Smardan se incarca L 220kV Barbosi-Focsani V. la cca. 830A. Valoarea reprezinta 104%I_{TC}.

Valoarea este admisibila, deoarece TC se pot incarca la cca. 120%I_{TC}.

Valoarea este inferioara si limitei termice corespunzatoare temperaturii de 30°C, a conductorului cu sectiunea de 450mm² al liniei.

D3 In regimul R3, la declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 , dar si la declansarea L 400kV Darste-Brazi V., se incarca AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105-106%Sn.

Se iau masuri postavarie:

-ploturile AT3 si AT 4 400/220kV Bradu se trec pe pozitia 18

sau

-se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni..

Se mentioneaza ca acestae incarcari apare doar daca CCCC Petrom Brazi functioneaza cu TG1, care debiteaza in reseaua de 400kV. Daca ar functiona TG2 care debiteaza in reseaua de 220kV, nu s-ar inregistra nicio depasire.

Masurile care se iau postavarie la declansarile echipamentelor L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 , si L 400kV Darste-Brazi V., se aplica preventiv la retragerea acestora din exploatare.

D4 In regimul R3, la declansarea unui circuit al L 220kV Portile de Fier-Resita, celalalt circuit se incarca la cca. 865A.

Se mentioneaza ca aceasta situatie apare in conditiile pozitionarii plotului AT 400/220kV Arad longotransversal pe pozitia 20, utilizandu-se astfel capacitatea acestuia de reglaj al fluxului de putere activa pe circuitele L 220kV Portile de Fier-Resita. Productia CHE Portile de Fier I este de **confidential**, CHE Ruieni **confidential**.

Chiar daca automatizarea din CHE Portile de Fier nu este activa, curentul este admisibil, fiind mai mic decat valoarea de 120%I_{TC}, dar si decat curentul limita termic corespunzator temperaturii de 30°C, al conductorului cu sectiunea de 450mm² al liniei.

Daca este activa automatizarea din CHE Portile de Fier aceasta ar avea conditii de actionare si conduce la o valoare de cca. 810A pe circuitul ramas in functiune, valoare admisibila.

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de varf seara iarna, caracterizat prin productie=0 in CEE.

Caracteristica lui principala este ca zona buclata Constanta-Medgidia-Tulcea este in acest regim deficitara (deficit **confidential**).

D2 In regimul R4 pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea AT 220/110kV FAI aflat in functiune se functioneaza cu zona 110kV FAI Munteni buclata cu zonele 110kV Roman si Bacau, prin L 110kV Roman Nord-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

Masura se aplica preventiv.

Deficitul zonei 110kV FAI-Munteni in regimul R4 este 197MW.

Functionarea buclata a zonei 110kV FAI-Munteni este necesara daca deficitul de putere activa al zonei este mai mare de **confidential**.

Lipsa aportului centralelor din zona (CEE Vutcani, CEE Albesti, CEE Dumesti-Romanesti) atat din punct de vedere al puterii active, cat si reactive conduce la neincadrarea intr-un nivel admisibil al tensiunilor in reseaua de 110kV din zona si la depasiri pe AT 220/110kV Munteni V., precum si pe L 110kV Deleni-Munteni V.

Măsura preventivă de buclare a zonei Iași este verificată la propunerea DET 1. Măsura alternativă este de conectare a celui de-al doilea AT 220/110kV FAI. Motivul acestei opțiuni este legat de flexibilitatea schemei la funcționarea periodică cu insula de consum pe L 110kV Husi-Cioara.

Se menționează că analizele regimurilor în cadrul acestui studiu sunt făcute fără considerarea insulelor pasive pe liniile de 110kV dintre SEN și SE al Republicii Moldova.

D3 În regimul R4, datorită creșterii tensiunilor peste limita admisibilă în rețeaua de 110kV, în special în zona Dobrogea, este necesar:

- să se comute ploturile unor unități de transformare din Dobrogea în sensul reducerii tensiunilor în rețeaua de 110kV;
- să se conecteze bobinele în Isaccea (ambele) și în Smardan;
- în Cernavodă se menține o bobină în funcțiune.

Se menționează că în modelare s-a considerat că centralele eoliene compensează puterea reactivă atunci când producția de putere activă este 0.

D4 În regimul R4, spre deosebire de cazul regimului R3, la declansarea unui circuit al L 220kV Portile de Fier-Resita, celălalt circuit nu se încarcă peste valoarea limita admisibilă, deși producția în CHE Portile de Fier este de **confidential**. Explicatia este **confidential**. Plotul AT 400/220kV Arad longitudinal este pe poziția 22.

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de varf seara iarnă, caracterizat într-o primă etapă a analizei prin producție de 100%*Pi în CEE, adică de 2730MW.

În continuare se fac numeroase referiri la zonele de CEE, așa cum au fost definite la cap. 3.3.1: **zona Dobrogea și zonele 110kV L.Sarat și Smardan și stațiile 400/110kV Stupina și Rahman.**

În acest regim inițial nu se respectă criteriul N-1 la numeroase declansări, majoritatea cazurilor fiind determinate de producția mare a CEE din **zona Dobrogea și din zonele 110kV L.Sarat și Smardan și stațiile 400/110kV Stupina și Rahman.**

De aceea, în cea de-a doua etapă a analizei, se urmărește determinarea unui regim admisibil, pentru care să se respecte criteriul N-1.

Elementul de noutate al analizei este faptul că se intervine asupra balanței propuse inițial, prin reducerea progresivă a producției CEE din **zona Dobrogea și din zonele 110kV L.Sarat și Smardan și stațiile 400/110kV Stupina și Rahman**, până la atingerea unei limite care este cea mai mare valoare pentru care se obține un regim admisibil.

Se menționează că reducerea nu se aplică și CEE din zonele Moldova și Banat.

Fata de balanța propusă inițial, reducerea producției CEE este compensată, pentru menținerea soldului de export stabilit prin tema la valoarea de 570MW, prin pornirea sau încărcarea unor grupuri localizate în afara zonelor afectate de producția ridicată în CEE (zonele afectate sunt în special în DET 2 și DET 1).

Regimul declarat admisibil respectă criteriul N-1 la declansări de echipamente, astfel:

- fie nu se înregistrează depășiri ale încărcărilor admisibile pe unități de transformare și linii (la LEA la care curentul admisibil e cel limita termic, acesta e cel corespunzător temperaturii de 30°C), și nici depășiri ale limitelor între care pot varia tensiunile;
- fie se înregistrează depășiri ale încărcărilor admisibile pe unități de transformare, dar prin aplicarea de măsuri postvarie se obține un regim admisibil;

- fie se inregistreaza depasiri ale incarcarilor admisibile pe LEA, corespunzatoare temperaturii de 30°C, dar care se situeaza sub valorile admisibile corespunzatoare temperaturii de 20°C. Acest lucru este acceptabil in sezonul de iarna.

D2 In regimul R5 cu productie de 100%*Pi a CEE, declansarile care conduc la regimuri cu depasiri se regasesc in 3 zone ale SEN:

- in zona Dobrogea

La declansari precum:

- L 400kV Isaccea-Tulcea V.;
- T1 (sau 2) 400/110kV Tulcea V.;
- T Medgidia S. aflat in functiune;
- L 400kV Medgidia S.-Cernavoda;
- L 400kV Tulcea V.-Tariverde,

nu este respectat criteriul N-1, inregistrandu-se depasiri ale incarcarilor admisibile ale unitatilor de transformare (de pana la 125%Sn), sau ale unor linii de 110kV din zona Dobrogea, limite date de sectiunea conductoarelor, dependente de temperatura mediului ambiant, de pana la 131% $I_{adm30^{\circ}C}$.

- in zona Bucuresti

La declansari precum:

- AT3 (sau 4) 400/220kV Buc.S.;
- L 400kV Domnesti-Buc.S.;
- L 400kV Domnesti-Brazi V.;
- L 400kV Buc.S.-Pelicanu,

nu este respectat criteriul N-1, inregistrandu-se depasiri ale incarcarilor admisibile ale AT4 (sau 3) 400/220kV Buc.S. (de pana la 114%Sn) sau ale L 110kV Slobozia S.-Dragos Voda din zona Calarasi (de 102% $I_{adm30^{\circ}C}$).

- in zona Moldova

La declansarea L 400kV Gutinas-Smardan nu este respectat criteriul N-1, inregistrandu-se depasiri ale incarcarilor admisibile pe L 220kV Barbosi-Filesti si L 220kV Barbosi-Focsani V. Incarcarile care se inregistreaza depasesc atat limita termica corespunzatoare temperaturii de 30°C, dar si pe cea corespunzatoare temperaturii de 20°C, precum si incarcarea de 120%Sn acceptata pe termen limitat pentru TC.

Determinarea masurilor necesare pentru zona Dobrogea

- Aplicarea masurilor de regim care conduc la rezolvarea celei mai restrictive situatii, anume cea care apare in urma declansarii L 400kV Tulcea V.-Isaccea, vor fi suficiente si pentru rezolvarea celorlaltor situatii in zona Dobrogea.

Avand in vedere ca zonele Medgidia, Constanta si Tulcea sunt buclate in schema de calcul, singura masura de regim posibila este limitarea productiei CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** (nu se pune problema descarcarii CET Palas).

Limitarea se poate realiza in 2 moduri:

a) reducand proportional toate CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**.

b) reducand proportional doar CEE din **zona Dobrogea** (inclusiv pe cele care debiteaza in statia 400/110kV Tariverde)

a) Prin reducerea proportionala a tuturor CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**, de la valoarea initiala de **2580MW** (din 2730MW in tot SEN) la **confidential**, se obtine un regim la care declansarea L 400kV Tulcea V.-Isaccea determina o incarcare a L 110kV Medgidia Nord-Medgidia 1 la cca. 519A, care reprezinta 107% $I_{adm30^{\circ}C}$.

Aceasta valoare este insa sub limita termica corespunzatoare temperaturii mediului exterior de 20°C, mult mai probabila pentru un sezon de iarna. $I_{adm20^{\circ}C}=530A$ (pentru sectiunea de 185mm²).

Pentru aceasta valoare a productiei CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**, la declansarea unui T 400/110kV Tulcea V., se incarca celalalt T 400/110kV Tulcea V. la cca. 102%Sn. Se iau masuri postavarie pentru descarcarea acestuia: se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

Se mentioneaza ca limitarea productiei CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** la **confidential** conduce la respectarea criteriului N-1 in zona Dobrogea, dar **nu** si in zona Moldova: la declansarea L 400kV Smardan-Gutinas, incarcarea L 220kV Barbosi-Focsani V. ajunge la cca. 990A, iar a L 220kV Barbosi-Filesti la cca. 897A.

Curentul admisibil al L 220kV Barbosi-Focsani V. este dat de raportul nominal al TC.

Avand in vedere ca sectiunea conductorului este de 450mm², rezulta ca:

$I_{adm}=\min(120\%I_{TC}, I_{adm30^{\circ}C}$ sau eventual $I_{adm20^{\circ}C})=\min(960A, 870A$ sau 970A)

Curentul admisibil al L 220kV Barbosi-Filesti este dat de raportul nominal al TC. Avand in vedere ca sectiunea conductorului este de 400mm², rezulta ca:

$I_{adm}=\min(120\%I_{TC}, I_{adm30^{\circ}C}$ sau eventual $I_{adm20^{\circ}C})=\min(960A, 800A$ sau 890A)

Pentru obtinerea unui regim admisibil la declansarea L 400kV Smardan-Gutinas, conditionarile de regim pot fi de urmatoarea natura:

- fie reducere suplimentara a productiei CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**;
- fie buclarea in retea de 110kV;
- fie reducerea deficitului sectiunii S5;
- fie o combinatie intre variantele anterioare.

Ele vor fi analizate la paragraful privind determinarea masurilor necesare pentru zona Moldova.

De asemenea, exista depasiri ca urmare a declansarilor si in zona Bucuresti, care se vor analiza la paragraful privind determinarea masurilor necesare pentru zona Bucuresti.

b) Prin reducerea proportionala a tuturor CEE doar din **zona Dobrogea** (**nu** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**) de la valoarea initiala la **confidential**, se obtine un regim la care declansarea L 400kV Tulcea V.-Isaccea determina o incarcare a L 110kV Medgidia Nord-Medgidia 1 la cca. 516A, care reprezinta 107% $I_{adm30^{\circ}C}$.

Aceasta valoare este insa sub limita termica corespunzatoare temperaturii mediului exterior de 20°C, mult mai probabila pentru un sezon de iarna. $I_{adm20^{\circ}C}=530A$ (pentru sectiunea de 185mm²).

Pentru aceasta valoare a productiei CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**, la declansarea unui T 400/110kV Tulcea V., se incarca celalalt T 400/110kV Tulcea V. la cca. 101%Sn. Se iau masuri postavarie pentru descarcarea acestuia: se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

Se observa ca reducerea productiei CEE doar in **zona Dobrogea** (**nu** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**) este mai eficienta.

La fel ca in cazul punctului **a)**, ramane o depasire la declansarea L 400kV Smardan-Gutinas: incarcarea L 220kV Barbosi-Focsani V. ajunge la cca. 1030A, iar a L 220kV Barbosi-Filesti la cca. 935A.

De asemenea, exista depasiri ca urmare a declansarilor si in zona Bucuresti, care se vor analiza la paragraful privind determinarea masurilor necesare pentru zona Bucuresti.

[Determinarea masurilor necesare pentru zona Moldova](#)

La declansarea L 400kV Smardan-Gutinas nu se respecta criteriul N-1, nici in conditiile reducerii productiei CEE, indiferent in care dintre variantele mentionate mai sus (**a**) sau **b**) se face reducerea (limitarea) pentru respectarea criteriului N-1 in zona Dobrogea.

La incarcarea peste limita admisibila a L 220kV Barbosi-Focsani V. si a L 220kV Filesti-Barbosi contribuie atat **zona Dobrogea**, cat si **zona limitrofa a Dobrogei**.

Se mentioneaza ca incarcarea celor doua linii depinde de distributia consumului Mital Steel si a grupurilor CET Galati pe statiile 110kV Barbosi (SC3 - CSG) si Smardan.

Solutiile care se pot adopta pentru rezolvarea depasirilor la aceasta declansare se prezinta in continuare:

c) Reducerea suplimentara a productiei CEE, de data aceasta atat pentru **zona Dobrogea**, cat si pentru **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**;

d) Realizarea unor bucle, atunci cand productia CEE depaseste una din valorile urmatoare:

- fie **confidential** in **zona Dobrogea** si in **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**

- fie **confidential** in **zona Dobrogea**,

e) Reducerea deficitului S5;

Analiza variantelor **c), d), e)**

c) In cazul acestei variante, reducerea suplimentara, de data aceasta a productiei comune a CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** (adica reducerea necesara pentru a nu mai exista depasiri in zona Dobrogea impreuna cu cea necesara pentru a nu mai exista depasiri nici in zona Moldova) este pana la **confidential** (dintr-un total 2580MW in **zona Dobrogea** si in **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**).

Reducerea CEE este cea mai optimista posibila, deoarece circulatiile pe L 220kV Barbosi-Focsani V. si Filesti-Barbosi sunt admisibile la limita.

Ele depasesc valorile admisibile corespunzatoare temperaturii de 30°C, dar se incadreaza in cele corespunzatoare temperaturii de 20°C.

Se incadreaza de asemenea in limita data de posibila functionare a TC incarcat pana la 120%In.

d) In cazul acestei variante, in conditiile limitarii productiei CEE:

- la valoarea **confidential** (productia CEE din **zona Dobrogea** si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**), corespunzatoare respectarii criteriului N-1 in zona Dobrogea, stabilita la pct. **a**),

sau

- la valoarea **confidential** (productia CEE din **zona Dobrogea**), corespunzatoare respectarii criteriului N-1 in zona Dobrogea, stabilita la pct. **b**),

exista un set de buclari care asigura respectarea criteriului N-1 si in zona Moldova, anume: conectarea L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

Cu aceste buclari, circulatiile pe L 220kV Barbosi-Focsani V. si Filesti-Barbosi se reduc cu cca. 20A.

Daca se conecteaza suplimentar si L 110kV Rm.Sarat-Costieni, circulatiile pe L 220kV Barbosi-Focsani V. si Filesti-Barbosi se mai reduc cu cca. 10A.

e) Deficitul initial al sectiunii S5 este de **confidential**

Nu se justifica reducerea acestuia in regimul fara retrageri din exploatare.

[Determinarea masurilor necesare pentru zona Bucuresti](#)

La declansarea AT 3(4) 400/220kV Bucuresti Sud, AT 4(3) 400/220kV Bucuresti Sud se incarca:

- la cca. 107%Sn, daca CCCC Petrom Brazi functioneaza cu TG1, sau

- la cca. 103%Sn, daca CCCC Petrom Brazi functioneaza cu TG2.

Se iau masuri postavarie pentru obtinerea unui regim admisibil dupa aceasta declansare.

Daca CCCC Petrom Brazi functioneaza cu TG1 (TA + TG1):

- ploturi AT3 si AT4 400/220kV Bradu pe pozitia 18

si

- conectare L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu .

Daca CCCC Petrom Brazi functioneaza cu TG2 (TA + TG2):

- ploturi AT3 si AT4 400/220kV Bradu pe pozitia 18

sau

- conectare L 110kV V. Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu .

Se mentioneaza ca, daca CCCC Petrom Brazi functioneaza cu TG1, atunci plotul AT3 400/220kV Brazi V. trebuie sa fie cel putin pe pozitia 13, pentru ca acest AT3 sa nu se incarce peste 100%Sn, la declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2. Se poate opta pentru modificarea postavarie a plotului AT3 400/220kV Brazi V.pe pozitia 13.

In concluzie:

-Daca s-ar considera limitele termice corespunzatoare temperaturii de **20°C**, atat pentru reseaua de 110kV cat si pentru cea de 220kV ar rezulta o reducere a productiei CEE in **zona Dobrogea si zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** pana la o limita de **confidential** .

-Daca s-ar considera limitele termice corespunzatoare temperaturii de **30°C**, atat pentru reseaua de 110kV cat si pentru cea de 110kV ar rezulta o reducere a productiei CEE in **zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** pana la o limita de **confidential**.

-La declansarea L 400kV Smardan-Gutinas, productia CEE atat din **zona Dobrogea**, cat si din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**, contribuie impreuna la incarcarea L 220kV Barbosi-Focsani V.

Acest fapt anuleaza avantajul variantei de reducere a productiei doar a CEE din **zona Dobrogea** fata de optiunea de reducere comuna, atat a CEE din zona Dobrogea, cat si a CEE din **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**.

-In regimul R5, criteriul N-1 (tinand cont de o temperatura de 20°C) se respecta in una din urmatoarele conditii:

I. productie CEE in **zona Dobrogea** si in **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** de **confidential**, in conditiile conectarii L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V.Calugareasca-Urziceni si eventual Rm.Sarat-Costieni, in schema cu N elemente in functiune;

sau

II. productie CEE in **zona Dobrogea** si in **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** de **confidential**, in conditiile functionarii debuclate, in schema cu N elemente in functiune.

Pentru analiza regimurilor in scheme cu retrageri din exploatare, se utilizeaza varianta

II.

-Ultima concluzie se poate reformula astfel:

Pana la o productie a CEE in **zona Dobrogea** si in **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman** de **confidential** se poate functiona **debuclat** in schema cu N elemente in functiune, cu respectarea criteriului N-1;

Pentru o productie a CEE in **zona Dobrogea** si in **zonele 110kV L.Sarat si Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman**, peste **confidential**, este necesara functionarea **buclata** in schema cu N elemente in functiune, cu respectarea criteriului N-1

D5 In regimul R5, pentru a evita incarcarea CT 110kV Tariverde peste limita admisibila data de TC (cu $I_{TC}=800A$), la declansarea unei unitati de transformare 400/110kV Tariverde, CEE Fantanele Est + Vest si Cogealac vor debita puterea totala astfel:

- productia sa fie de maxim **confidential** pe bara 110kV Tariverde care e conectata la SEN printr-o singura unitate de transformare 400/110kV.

- restul productiei, pe bara 110kV Tariverde care e conectata la SEN prin doua unitati de transformare, In acest caz, la declansarea unitatii de transformare care este singura pe bara de 110kV, CT 110kV Tariverde se va incarca la $117\%I_{TC}$, iar celelalte doua unitati de transformare ramase in functiune se vor incarca fiecare la $95\%S_n$.

D6 In regimul R5, la declansarea unui circuit al L 220kV Portile de Fier-Resita, celalalt circuit se incarca la cca. 874A.

Se mentioneaza ca aceasta situatie apare in conditiile pozitionarii plotului AT 400/220kV Arad longotransversal pe pozitia 21, utilizandu-se astfel capacitatea acestuia de reglaj al fluxului de putere activa pe circuitele L 220kV Portile de Fier-Resita. Productia CHE Portile de Fier I este de **confidential**, CHE Ruienii **confidential**.

Se va pune un grup din CHE Portile de Fier 1 pe automatizarea de putere activa, deoarece curentul este mai mare decat curentul limita termic corespunzator temperaturii de $30^{\circ}C$, al conductorului cu sectiunea de $450mm^2$ al liniei.

Daca se considera acceptabila o limita termica corespunzatoare unei temperaturi de $20^{\circ}C$, automatizarea din CHE Portile de Fier nu trebuie sa fie activa, curentul fiind admisibil.

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de varf seara iarna geroasa, caracterizat prin consum intern de 9500MW, mai ridicat cu 700MW fata de celelalte regimuri de iarna. De asemenea productia=0 in CEE, aceasta ipoteza conducand, printre alte efecte si la un deficit mai ridicat in zona buclata Constanta-Medgidia-Tulcea.

D2 In regimul R6 pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea AT 220/110kV FAI aflat in functiune se functioneaza cu zona 110kV FAI buclata cu zonele 110kV Roman si Bacau, prin L 110kV Roman Nord-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

Masura se aplica preventiv.

Functionarea buclata a zonei 110kV FAI Munteni este necesara daca deficitul de putere activa al zonei este mai mare de **confidential**.

In regimul R6 deficitul zonei este de cca. **confidential**.

Lipsa aportului centralelor din zona (CEE Vutcani, CEE Albesti, CEE Dumesti-Romanesti) atat din punct de vedere al puterii active, cat si reactive, conduc la un regim divergent la declansarea AT 220/110kV FAI aflat in functiune.

Masura preventiva de buclare a zonei Iasi este preferata de catre DET 1 masurii alternative de conectare a celui de-al doilea AT 220/110kV FAI. Motivul acestei optiuni este legat de flexibilitatea schemei la functionarea periodica cu insula de consum pe L 110kV Husi-Cioara.

Se mentioneaza ca analizele regimurilor in cadrul acestui studiu sunt facute fara considerarea insulelor pasive pe liniile de 110kV dintre SEN si SE al Republicii Moldova.

D3 In regimul R6, datorita cresterii tensiunilor peste limita admisibila in retea de 110kV in zona Dobrogea, dar si in zona Bacau, este necesar:

- sa se comute ploturile unor unitati de transformare din Dobrogea si Moldova in sensul reducerii tensiunilor in retea de 110kV;
 - sa se conecteze bobinele in Isaccea (ambele);
 - spre deosebire de situatia regimului R4, nu este necesara conectarea in plus si a bobinei din Smardan, deoarece consumul suplimentar de 700MW la nivel SEN, considerat prin ipoteza in cazul regimului R6, este insotit si de un consum suplimentar de putere reactiva. Acesta contribuie la reducerea tensiunilor in zonele Dobrogea si Moldova, adica acolo unde lipsa productiei in CEE conduce la cresterea nivelului acestora.
 - In Cernavoda se mentine o bobina in functiune.
- Se mentioneaza ca in modelare s-a considerat ca centralele eoliene compenseaza puterea reactiva atunci cand productia de putere activa este 0.

D4 In regimul R6, spre deosebire de cazul regimului R3, la declansarea unui circuit al L 220kV Portile de Fier-Resita, celalalt circuit nu se incarca peste valoarea limita admisibila, desi productia in CHE Portile de Fier este de confidential. Explicatia este functionarea unui grup in CHE Rueni. Plotul AT 400/220kV Arad longotransversal este pe pozitia 22.

Regim R7

D1 Regimul R7 este un regim de varf dimineata primavara, caracterizat printr-un consum intern de 8500MW, mai mic cu 300MW fata de cel al regimurilor de varf seara iarna: R3, R4, R5.

El este creat in scopul analizei efectului punerii in functiune a unei productii a CEF de cca. 1400MW, valoare cuprinsa in avize si contracte de racordare si confirmate telefonic.

Se mentioneaza ca productia CEF, considerata in R7, este de 1100MW si reprezinta 80% din puterea instalata in CEF.

Ipoteza privind productia totala a CEE este similara cu cea din regimul de varf seara iarna R3, anume 1500MW.

Repartizarea pe DET-uri a productiei CEF este cuprinsa in tabelul de mai jos:

DET	1	2	3	4	5
Productie CEF in R7 [MW]	10	485	110	155	340

Se constata cu usurinta concentrarea CEF in DET 2 (dar nu in zona Dobrogea) si in DET 5.

D2 In regimul R7, la declansarea L 400kV Gutinas-Smardan se incarca L 220kV Barbosi-Focsani V. la cca. 850A. Valoarea reprezinta 106% I_{TC} .

Valoarea este admisibila, deoarece TC se pot incarca la cca. 120% I_{TC} .

Valoarea este inferioara si limitei termice corespunzatoare temperaturii de 30°C, a conductorului cu sectiunea de 450mm² al liniei.

Se observa ca problemele create de productia CEE-urilor din zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman se mentin aceleasi ca in regimul R3, fiind sporite, dar nesemnificativ, de palierul de consum ceva mai scazut (dimineata primavara fata de seara iarna), din zonele unde se afla CEE.

D3 In regimul R7, la declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 se incarca L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la cca. 103% $I_{30°C}$.

Valoarea este admisibila, fiind inferioara limitei termice corespunzatoare temperaturii de 20°C, a conductorului cu sectiunea de 450mm² al liniei.

Aceasta depasire are legatura doar partial cu subiectul CEF analizat la regimul R7.

Efectul incarcarii unui circuit al L 220kV Buc.S.-Fundeni la declansarea celuilalt (in special la declansarea circuitului mai putin incarcat, c1) este in principal lipsa productiei la CCCC Petrom Brazi. Se mentioneaza ca productia acestuia este 0 si la regimul de gol R2, dar acolo nu se pune problema depasirii pe L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1, datorita palierului de consum redus la gol.

Totusi, partial, depasirea analizata are legatura si cu productia CEF din DET 2, a carei evacuare in retea de 220kV se realizeaza in principal prin AT 220/110kV Ghizdaru si L 220kV Buc.S.-Ghizdaru c2 si L 220kV Buc.S.-Ghizdaru c1 cu derivatie Mostistea, incarcand suplimentar circuitul ramas in functiune al L 220kV Buc.S.-Fundeni, la declansarea celuilalt.

Se prefigureaza ca in regimurile din sezoanele de vara urmatoare, sa existe probleme datorita evacuarii productiei CEF din DET 2, in conditii favorizante precum lipsa productiei in CCCC Petrom Brazi.

D4 In regimul R7, la declansarea AT 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune, se incarca L 110kV Uzun-Copaceni la cca. 107% $I_{30^{\circ}\text{C}}$. Valoarea este admisibila, fiind inferioara limitei termice corespunzatoare temperaturii de 20°C, a conductorului cu sectiunea de 185mm² al liniei.

Se prefigureaza ca in regimurile din sezoanele de vara urmatoare, sa existe probleme la declansarea unitatii aflate in functiune in statia Ghizdaru, datorita evacuarii productiei CEF din DET 2, evacuare realizata in principal prin AT 220/110kV Ghizdaru,

D5 In regimul R7, la declansarea L 400kV Iernut-Sibiu sau a L 220kV Mintia-Al.Iulia, se incarca L 110kV Sibiu N.-Orlat, la valori de 115%, respectiv 119% $I_{30^{\circ}\text{C}}$. La aceste depasiri contribuie productia CEF din DET 5, dar aflate in exteriorul sectiunii S4. Este vorba de CEF racordate in zona delimitata de urmatoarele echipamente:

- L 110kV Sebes-Alba Iulia
- T4 400/110kV Sibiu S.
- L 110kV Fagaras-Hoghiz
- L 110kV Sebes-Blaj
- L 110kV Sadu5 –Dumbrava
- L 110kV Oravita-Sibiel
- L 110kV Copsa Mica-Medias.

CEF care in cadrul prezentei analize se afla in interiorul acestei sectiuni sunt:

- CEF Ucea;
- CEF Grid (Parau);
- CEF Miercurea Sibiului

Se mentioneaza ca celelalte CEF aflate in DET 5, dar in interiorul sectiunii S4, au un efect benefic asupra regimurilor de functionare, contribuind la reducerea deficitului sectiunii S4.

Pentru ca in regimul R7 sa se respecte criteriul N-1, trebuie sa fie controlat excedentul acestei sectiuni. Acesta nu trebuie sa depaseasca o valoare maxima.

3.3.4 Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri

In continuare se prezinta conditionarile de regim la retragerea unui echipament si declansarea altui echipament suprapusa peste primul

In cadrul acestei editii a studiului echipamentele care se retrag sunt grupate pe cele 5 DET-uri si nu pe regimuri, cum se realiza pana acum.

De asemenea, tot ca noutate in cadrul acestei editii a studiului, efectele retragere un echipament + declansare alt echipament, precum si masurile pentru solutionare, sunt prezentate grupat pentru toate regimurile, putandu-se vedea usor comparativ comportarea in diferite regimuri.

Se mentioneaza ca exista echipamente a caror declansare in schema completa (schema N), in anumite regimuri, conduce la depasiri care pot fi solutionate prin masuri postavarie, prezentate la capitolul D.

La retragerea din exploatare a acestor echipamente, aceste masuri se vor aplica preventiv.

Daca retragerea acestor echipamente, urmata de o declansare, determina intr-un anumit regim valori mai mici sau egale ale depasirilor cu cele din schema completa, cazurile respective nu se mai prezinta in continuare (s-au prezentat doar cateva situatii exemplificative), deoarece, la retragerea lor, masurile care se aplica sunt cele prezentate ca masuri postavarie la capitolul D.

Daca insa retragerea acestor echipamente, urmata de o declansare, determina intr-un anumit regim valori mai mari ale depasirilor, ca cele din schema completa, cazurile respective se prezinta si se solutioneaza.

DET 1

1.1 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $980A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $900A > I_{adm.20^{\circ}C}$

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.2 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1006A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $918A > I_{adm.20^{\circ}C}$

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.3 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Smardan-Lacu Sarat**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $970A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $891A > I_{adm.20^{\circ}C}$

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.4 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Smardan-Isaccea c1 (sau c2)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $968A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $889A < I_{adm.20^{\circ}C}$

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.5 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: incarcarea liniei 110kV Filesti-Smardan la cca. $113\% I_{adm.30^{\circ}C}$

R3: incarcarea AT 220/110 kV Filesti la cca. $106\% S_n$ si a liniilor 110kV Filesti-Smardan la cca. $144\% I_{adm.30^{\circ}C}$, Galati Nord-Smardan la cca. $105\% I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4, R6: —

R5: incarcarea AT 220/110 kV Filesti la cca. $128\% S_n$ si a liniilor 110kV Filesti-Smardan la cca. $169\% I_{adm.30^{\circ}C}$, Galati Nord-Smardan la cca. $122\% I_{adm.30^{\circ}C}$, Filesti-Galati Nord la cca. $119\% I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragerea din exploatare a AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in functiune se conecteaza AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in rezerva.

R5 - se conecteaza AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in rezerva.

1.6 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 220kV Gutinas-FAI**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $968A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $886A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.7 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 220kV Gutinas-AT2 220/110kV Borzesti (sau AT 220/110kV Gutinas aflat in functiune)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $973A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $893A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.8 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 220kV Gutinas-Focsani Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea AT 220/110 kV Focsani Vest la cca. $117\% S_n$.

R5: incarcarea AT 220/110 kV Focsani Vest la cca. $132\% S_n$ si a liniei d.c. 110kV Focsani Vest-Focsani Nord la cca. $I_{adm.30^{\circ}C} < 530A = I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Postavarie pentru descarcarea AT 220/110 kV Focsani Vest sub $100\% S_n$, se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 530MW.

R5 Se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita. Se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 180MW. Incarcarea AT 220/110 kV Focsani Vest la cca. $100\% S_n$.

Daca puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina nu depaseste 1150MW atunci nu este nevoie de reducerea deficitului in sectiunea S5 sub 720 MW.

1.9 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 220kV Gutinas-Munteni Vest (sau linia 220kV FAI-Munteni Vest sau AT 220/110kV Munteni Vest)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 967A (respectiv 969A) $> 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. 885A (respectiv 889A) $< I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.10 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: incarcarea liniei 110kV Filesti-Smardan la cca. $109\% I_{adm.30^{\circ}C}$

R3: incarcarea liniilor 110kV Filesti-Smardan la cca. $138\% I_{adm.30^{\circ}C}$, Galati Nord-Smardan la cca. $100\% I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4, R6: —

R5: incarcarea AT 220/110 kV Filesti la cca. 126% S_n si a liniilor 110kV Filesti-Smardan la cca. 170% $I_{adm.30^\circ C}$, Galati Nord-Smardan la cca. 123% $I_{adm.30^\circ C}$, Filesti-Galati Nord la cca. 120% $I_{adm.30^\circ C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 110kV Filesti-Smardan la cca. 102% $I_{adm.30^\circ C} < I_{adm.20^\circ C}$.

R3 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 370MW. Incarcarea liniei 110kV Filesti-Smardan este de 520A $< I_{adm.20^\circ C}$. Daca se considera $I_{adm.30^\circ C}$ deficitul trebuie redus pana la 230MW.

R5 Se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita. Se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 170MW. Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina va fi maxim 1600MW. Incarcarea liniei 110kV Filesti-Smardan este cca. 100% $I_{adm.20^\circ C}$. Daca puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina nu depaseste 800 MW atunci nu este nevoie de reducerea deficitului in sectiunea S5 sub 720 MW.

1.11 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Lacu Sarat**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 970A $> 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. 890A = $I_{adm.20^\circ C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.12 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **T 400/110kV Roman Nord (sau linia 400kV Roman Nord-Bacau Sud)**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 970A (respectiv 981A) $> 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. 890A = $I_{adm.20^\circ C}$.

R6: regim divergent

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 La retragera din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragera din exploatare a T 400/110kV Roman Nord sau a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.13 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 971A $> 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. 892A $> I_{adm.20^\circ C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 La retragera din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragera din exploatare a AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

1.14 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **AT 220/110kV Stejaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $973A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $894A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Stejaru:

- se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti;
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.15 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Isaccea-Lacu Sarat**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $967A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $888A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.16 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **T 400/110kV Bacau Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $977A > 120\% I_{TC}$ si Barbosi-Filesti la cca. $897A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.17 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Domnesti-Bucuresti Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. $903A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

R5: incarcarea AT3 si AT4 400/220kV Bucuresti Sud la cca. $115\% S_n$, a liniei 220kV Bucuresti Sud-Fundeni c2, a liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1073A > 120\% I_{TC}$ si a liniei 220kV Barbosi-Filesti la cca. $991A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Domnesti-Bucuresti Sud:

- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2.
- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G.lalomitei
- se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 21.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.
- Deficit maxim S5 cca. 180 MW;
- puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina va fi maxim 1850MW.

Daca puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina nu depaseste 1650MW atunci nu este nevoie de reducerea deficitului in sectiunea S5 sub 720 MW.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Domnesti-Bucuresti Sud:

- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G.Ialomitei;

- se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20;

- puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina va fi maxim 1650MW.

1.18 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Domnesti-Urechesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 969A > 120% I_{TC} si Barbosi-Filesti la cca. 889A < $I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Domnesti-Urechesti se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

1.19 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **T1 (sau T2 sau T5) 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 970A > 120% I_{TC} si Barbosi-Filesti la cca. 890A = $I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragerea din exploatare a T1 (sau T2 sau T5) 400/110kV Domnesti se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

1.20 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Domnesti-Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. 920A < $I_{adm.20^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 1095A > 120% I_{TC} , Barbosi-Filesti la cca. 1011A > $I_{adm.20^{\circ}C}$ si Bucuresti Sud-Fundeni c2 la cca. 1049A > $I_{adm.20^{\circ}C}$

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Domnesti-Brazi Vest se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- Deficit maxim S5 cca. 600 MW.

Daca puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina nu depaseste 1850MW atunci nu este nevoie de reducerea deficitului in sectiunea S5 sub 720 MW.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Domnesti-Brazi Vest:

- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G.lalomitei;
- se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20;
- puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina va fi maxim 1700MW.

1.21 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. 960A.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1144A > 120\% I_{TC}$, Barbosi-Filesti la cca. $1057A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. $880 A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- Deficit maxim S5 cca. 185 MW.

- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1900MW.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni si Rm. Sarat-Costieni;

- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.lalomitei;

- se conecteaza CT 110kV G.lalomitei;

- se conecteaza CT 110kV Liesti;

- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;

- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1500MW.

1.22 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti Sud**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea AT4 respectiv a AT3 400/220kV Bucuresti Sud la cca. 110%Sn.

R5: incarcarea AT4 respectiv a AT3 400/220kV Bucuresti Sud la cca. 119%Sn si a liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 980A $> 120\% I_{TC}$, Barbosi-Filesti la cca. 900A $> I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm.

Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Postavarie, dupa declansarea AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti Sud pentru descarcarea AT4 respectiv AT3 400/220kV Bucuresti Sud sub 100% Sn, se comuta plotul AT 3,4 400/220kV Bradu pe pozitia 20.

La retragerea din exploatare a AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti Sud:

- se conecteaza L110kV V. Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu ;

- se comuta plotul AT 3,4 400/220kV Bradu pe pozitia 20.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1850MW.

La retragerea din exploatare a AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti Sud:

- se conecteaza L110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu , Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, CT 110kV Tr.Magurele, CT 110kV G.Ialomitei;
- se comuta plotul AT 3,4 400/220kV Bradu pe pozitia 21;
- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;
- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1850MW.

1.23 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. 913 A < $I_{adm.20^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 1078A > 120% I_{TC} , Barbosi-Filesti la cca. 994A > $I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. 840A.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu:

- se conecteaza L110kV Pogoanele-Jugureanu , V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.Ialomitei.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita;
- Deficit maxim S5 cca. 600 MW.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V.Calugareasca-Urziceni, Rm.Sarat-Costieni;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.Ialomitei;
- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1900MW.

1.24 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. 923A.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. 1085A > 120% I_{TC} , Barbosi-Filesti la cca. 1000A > $I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. 856A.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni si L 110kV Rm.Sarat-Costieni.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita;
- Deficit maxim S5 cca. 580 MW.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V.Calugareasca-Urziceni, Rm.Sarat-Costieni;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza si T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.Ialomitei.
- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1900MW.

1.25 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R5, R6: —

R3: incarcarea liniei 220kV Bucuresti Sud-Fundeni c2 la cca. $104\% I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea din exploatare a AT3 400/220kV Brazi Vest se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

1.26 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Tantareni-Bradul**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. $890A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1032A > 120\% I_{TC}$, Barbosi-Filesti la cca. $948A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. 826A.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Tantareni-Bradul se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Se retrage din exploatare linia 400kV Tantareni-Bradul daca puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina nu depaseste 2000MW.

1.27 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Sibiu Sud-Tantareni**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. $900A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1051A > 120\% I_{TC}$, Barbosi-Filesti la cca. $965A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. 835A.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita;

- Deficit maxim S5 cca. 700 MW.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Sibiu Sud-Tantareni:

-se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Se retrage din exploatare linia 400kV Sibiu Sud-Tantareni daca puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina nu depaseste 1950MW.

1.28 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5, R6: regim divergent

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 410MW. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. $860A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

In plus la retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas.

R3 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 340MW. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. $870A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

In plus la retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas.

R4 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 480MW. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. $840A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

In plus la retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan sau a liniei 400kV Brasov-Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita;

- Deficit maxim S5 cca. 350 MW.

In plus la retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 480MW.

1.29 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Brasov-Bradul**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. $883 A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1025A > 120\% I_{TC}$, Barbosi-Filesti la cca. $943A > I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. 818A.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Bradul:

-se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Se retrage din exploatare linia 400kV Brasov-Bradul daca puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina nu depaseste 1950MW.

1.30 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Brasov-Darste**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. $920A < I_{adm.20^{\circ}C}$ si a T 400/110kV Darste la cca. $106\% S_n$.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1064A > 120\% I_{TC}$, Barbosi-Filesti la cca. $981A > I_{adm.20^{\circ}C}$ si a T 400/110kV Darste la cca. $114\% S_n$.

R6: incarcarea T 400/110kV Darste la cca. 108% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. 850A. Postvarie dupa declansarea liniei 400kV Brasov-Darste, pentru descarcarea T 400/110kV Darste sub 100% Sn, se conecteaza CT 110kV Valea Larga si liniile 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Darste, pentru evitarea incarcarii liniei 220kV Barbosi-Focsani peste 870A la declansarea liniei 400kV Gutinas-Smardan, se conecteaza si liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Darste, postvarie dupa declansarea liniei 400kV Gutinas-Smardan, pentru descarcarea T 400/110kV Darste sub 100% Sn, se conecteaza CT 110kV Valea Larga si liniile 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- Deficit maxim S5 cca. 650 MW.

Postvarie dupa declansarea liniei 400kV Brasov-Darste, pentru descarcarea T 400/110kV Darste sub 100% Sn, se conecteaza CT 110kV Valea Larga si CCCC Petrom Brazi va functiona la minim tehnic cu pentru TG2 +TA.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Darste:

- se conecteaza CT 110kV Valea Larga;

- CCCC Petrom Brazi va functiona la minim tehnic cu pentru TG2 +TA;

- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1850MW.

R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni;

- postvarie, la declansarea liniei 400kV Brasov-Darste pentru descarcarea T 400/110kV Darste se conecteaza CT 110kV Valea Larga si Doftana si linia 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Darste se conecteaza CT 110kV Valea Larga si Doftana si linia 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu.

1.31 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Darste-Brazi Vest**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. 1000A, a liniei 220kV Barbosi-Filesti la cca. 880A si a AT 400/220kV Brazi Vest la cca. 120% Sn.

R5: incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Focsani la cca. $1157A > 120\% I_{TC}$, Barbosi-Filesti la cca. $1066A > I_{adm,20^{\circ}C}$ si a AT 400/220kV Brazi Vest la cca. 115% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. $920A < I_{120\%TC}$ si $< I_{adm,20^{\circ}C}$. Postvarie dupa declansarea liniei 400kV Darste-Brazi Vest, pentru descarcarea AT 400/220kV Brazi Vest sub 100% Sn se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 si CCCC Petrom Brazi va functiona cu TG2.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Darste-Brazi Vest:

- se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza CT 110kV Valea Larga;

- se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu pe pozitia 20;

- CCCC Petrom Brazi va functiona cu TG2.

R5 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- Deficit maxim S5 cca. 500 MW.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Darste-Brazi Vest:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Rm. Sarat-Costieni, Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi;
- se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 17;
- Puterea totala generata de CEE din zona Dobrogea, din zona 110kV Smardan, din zona 110kV Lacu Sarat si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina sa nu depaseasca 1700MW.

1.31-1 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 109% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan postvarie dupa declansarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflate in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

1.32 Retragerea din exploatare a **AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas** sau a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 133% Sn.

R4: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 140% Sn.

R5: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 129% Sn.

R6: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 157% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 600MW.

R4 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Bhusi, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 640MW.

R5 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 610MW.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Bhusi, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 580MW.

1.33 Retragerea din exploatare a **AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas** sau a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 110% Sn.

R4: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 113% Sn.

R5: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 106% Sn.

R6: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 129% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 La retragerea din exploatare a AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas (BC 400kV in functiune) postavarie, dupa declansarea liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud, se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti. La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud postavarie, dupa declansarea AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi, Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

R4 La retragerea din exploatare a AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas (BC 400kV in functiune) se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

Postavarie, dupa declansarea liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi si se conecteaza CT 110kV Stejaru, se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

Postavarie, dupa declansarea AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 785MW.

1.34 Retragera din exploatare a **AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas** sau a **liniei 220kV Barbosi-Focsani Vest**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 103% Sn.

R5: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 103% Sn.

R6: incarcarea AT6 respectiv a AT5 400/220kV Gutinas la cca. 110% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5, R6 La retragerea din exploatare a AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas (BC 400kV in functiune) se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu .

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Barbosi-Focsani Vest, postavarie dupa declansarea AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas pentru descarcarea AT6 respectiv AT5 400/220kV Gutinas ramas in functiune sub 100% Sn, se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu .

1.35-1 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **liniei 220kV Gutinas-AT2 220/110kV Borzesti (sau AT 220/110kV Gutinas aflat in functiune)**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT 220/110kV Gutinas aflat in functiune la cca. 112% Sn, respectiv a AT2 220/110kV Borzesti la cca. 109% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

1.35-2 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **liniei 220kV Barbosii-Focsani Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT5 si AT6 400/220kV Gutinas la cca. 104% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 – postavarie, se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu .

1.35-3 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **liniei 400kV Iernut-Gadalin**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT 400/220kV Iernut la cca. 106% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud, postavarie dupa declansarea liniei 400kV Iernut-Gadalin pentru descarcarea AT 400/220kV Iernut sub 100% Sn, se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Gadalin:

- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

1.35-4 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 820MW.

1.35 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R5: —

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 103% Sn.

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 113% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4, R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud postavarie dupa declansarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

1.36 Retragera din exploatare a **AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in functiune** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5, R6: ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Lacu Sarat.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R4, R5, R6 La retragerea din exploatare a AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in functiune se conecteaza AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

1.37 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-FAI** sau a **liniei 220kV Gutinas-Munteni Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R5: —

R3: incarcarea T 400/110kV Suceava la cca. 108% Sn.

R6: incarcarea liniilor 110kV Siscani-Glavanesti la cca. 117% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si Glavanesti-Barlad la cca. 104% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective, postavarie dupa declansarea celui de-al doilea pentru descarcarea T 400/110kV Suceava sub 100% Sn, se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi;
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.37-1 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-FAI** sau a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi;
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.38 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Dumbrava** sau a **T 400/110kV Roman Nord**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Roman.

R5: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Roman.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 - se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.39 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Dumbrava** sau a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3, R5, R6: regim divergent.

R4: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Roman, Suceava.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 - se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

R5 - se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

R4, R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi;

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.39-1 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Dumbrava** sau a **liniei 400kV Iernut-Gadalin**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT 400/220kV Iernut la cca. 106% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Gutinas-Dumbrava, postavarie dupa declansarea liniei 400kV Iernut-Gadalin pentru descarcarea AT 400/220kV Iernut sub 100% Sn, se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Gadalin:

- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

1.40 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Dumbrava** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R5: —

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 104% Sn.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 112% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4, R6 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Gutinas-Dumbrava postavarie dupa declansarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

1.41 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Munteni Vest** sau a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R5: —

R4: incarcarea liniilor 110kV Siscani-Glavanesti la cca. 123% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si Glavanesti-Barlada la cca. 110% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R6: regim divergent

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4, R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi;

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.42 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava** sau a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R4: —

R3, R5, R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 - se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV FAI-Suceava se deconecteaza AT 220/110kV Suceava.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi;
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV FAI-Suceava se deconecteaza AT 220/110kV Suceava.

1.43 Retragera din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava** sau a **AT 220/110kV Stejaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R5, R6: —

R3: tensiune mai mare decat limita admisibila in statia 110kV Stejaru.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Stejaru se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV FAI-Suceava se deconecteaza AT 220/110kV Suceava.

1.44 Retragera din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava (sau AT 220/110kV Suceava)** sau a **T2 400/110kV Suceava (sau linia 400kV Roman Nord-Suceava)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3, R4, R5, R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi, Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- deficitul sectiunii S5 va fi 660MW. Pentru grupurile aflate in functiune in sectiunea S5 se vor considera limitele secundare de putere reactiva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV FAI-Suceava se deconecteaza AT 220/110kV Suceava si invers.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Suceava se deconecteaza T 400/110kV Suceava si invers.

R4, R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- deficitul sectiunii S5 va fi 750MW. Pentru grupurile aflate in functiune in sectiunea S5 se vor considera limitele secundare de putere reactiva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV FAI-Suceava se deconecteaza AT 220/110kV Suceava si invers.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Suceava se deconecteaza T 400/110kV Suceava si invers.

R5 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi, Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- deficitul sectiunii S5 va fi 580MW. Pentru grupurile aflate in functiune in sectiunea S5 se vor considera limitele secundare de putere reactiva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV FAI-Suceava se deconecteaza AT 220/110kV Suceava si invers.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Suceava se deconecteaza T 400/110kV Suceava si invers.

1.45-1 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV FAI aflat in functiune** sau a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R3, R5: —

R6: incarcarea liniilor 110kV Siscani-Glavanesti la cca. 104% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si Vaslui-Delea la cca. 109% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava si Iasi.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 La retragerea din exploatare AT 220/110kV FAI aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi;
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.45 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV FAI aflat in functiune** sau a **AT 220/110kV Stejaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R5, R6: —

R3: tensiune mai mare decat limita admisibila in statia 110kV Stejaru.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Stejaru se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare AT 220/110kV FAI aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.

1.46 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV FAI aflat in functiune** sau a **AT 220/110kV Munteni Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R5: ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Munteni, FAI.

R4: incarcarea liniilor 110kV Siscani-Glavanesti la cca. 119% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si Glavanesti-Barlad la cca. 106% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea liniilor 110kV Siscani-Glavanesti la cca. 139% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si Glavanesti-Barlad la cca. 124% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R4, R5, R6 - se conecteaza AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.

1.47 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Lacu Sarat** sau a **AT2 220/110kV Lacu Sarat**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5, R6: ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Lacu Sarat.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R4, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Brailita-Abator si Brailita-Smardan.

1.48 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Roman Nord** sau a **AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R5: ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Roman, Dumbrava.

R4, R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R5: La retragerea din exploatare a T 400/110kV Roman Nord:

- se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

R4, R6:

La retragerea din exploatare a T 400/110kV Roman Nord:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

1.48-1 Retragera din exploatare a **T 400/110kV Roman Nord** sau a **T2 400/110kV Suceava**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- R6:** - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a T2 400/110kV Suceava se deconecteaza linia 400kV Roman Nord-Suceava.

1.49 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Roman.

R3, R4, R5, R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R5: La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

R4, R6: - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Dumbrava aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

1.49-1 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **liniei 220kV Stejaru-Gheorgheni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- R6:** - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.49-2 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **AT 220/110kV Stejaru**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.49-3 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **AT 220/110kV Munteni Vest**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: incarcarea liniei 110kV Siscani-Glavanesti la cca. $113\% I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Munteni Vest se conecteaza AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.

Incarcarea liniei 110kV Siscani-Glavanesti la cca. $106\% I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

1.49-4 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava (89kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud:

-se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
-se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
-se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
-se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

1.49-5 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **AT 400/220kV Iernut**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a AT 400/220kV Iernut:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

1.49-6 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **liniei 400kV Iernut-Gadalín**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: incarcarea AT 400/220kV Iernut la cca. 108%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Gadalín:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

1.49-7 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **liniei 220kV Fantanele-Gheorgheni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava (90kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Gheorgheni se conecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului.

1.50 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R5: —

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 108% Sn.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 120% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava (93kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud postvarie dupa declansarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- postavarie dupa declansarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

1.51 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Dumbrava-Stejaru** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R5: —

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 103% Sn.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 111% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4, R6 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Dumbrava-Stejaru postavarie dupa declansarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

1.52-1 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Barbosi-Focsani Vest** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava (90kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a liniei 220kV Barbosi-Focsani Vest se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu .

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- puterea produsa in CHE Stejaru va fi min. 75MW.

1.52 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Barbosi-Focsani Vest** sau a **liniei 400kV Darste-Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R5, R6: —

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest la cca. 107% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Barbosi-Focsani Vest, postavarie dupa declansarea liniei 400kV Darste-Brazi Vest pentru descarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest, se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Darste-Brazi Vest postavarie, pentru descarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

1.53 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5, R6: ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R4, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita si Brailita-Smardan (masura este valabila in schema de functionare fara insula pasiva de consum in zona Smardan).

1.54 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Stejaru-Gheorgheni** sau a **liniei 400kV Iernut-Sibiu**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4: —

R5: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 111% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si a liniei 220kV Alba Iulia-Mintia la cca. $102\% I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

R6: incarcarea liniei 110kV Mintia-Brad la cca. $109\% I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

1.55 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Stejaru-Gheorgheni** sau a **AT 400/220kV Iernut**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4: —

R5: incarcarea T 400/110kV Cluj Est la cca. 108% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni (88kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

1.56 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Stejaru-Gheorgheni** sau a **liniei 400kV Iernut-Gadalina**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea AT1 400/220kV Iernut la cca. 107% Sn.

R5: incarcarea AT1 400/220kV Iernut la cca. 111% Sn.

R6: incarcarea AT1 400/220kV Iernut la cca. 102% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

1.57 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Stejaru-Gheorgheni** sau a **liniei 220kV Fantanele-Gheorgheni**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: —

R3, R4, R5, R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 - se conecteaza linia Tusnad-V. Crisului.

1.58 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Stejaru-Gheorgheni** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R5: —

R3: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 114%Sn.

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 112%Sn.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 121%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R6 - se conecteaza linia Tusnad-V. Crisului.

1.59 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Stejaru-Gheorgheni** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniei 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. $109\% I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

1.60 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Stejaru** sau a **T2 400/110kV Suceava**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3, R4, R5, R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 - se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a T2 400/110kV Suceava se deconecteaza linia 400kV Roman Nord-Suceava.

R4 - se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea din exploatare a T2 400/110kV Suceava se deconecteaza linia 400kV Roman Nord-Suceava.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

1.61 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Suceava** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Suceava (86kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 - se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- puterea generata in CHE Stejaru va fi min. 80MW si se vor considera limitele secundare de putere reactiva.

La retragerea din exploatare a T2 400/110kV Suceava se deconecteaza linia 400kV Roman Nord-Suceava.

1.62 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Suceava** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. $108\% S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 La retragerea din exploatare a T2 400/110kV Suceava:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- se deconecteaza linia 400kV Roman Nord-Suceava.

Postavaria dupa declansarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

1.63 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV Focsani Vest** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Focsani.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: - se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu .

DET 2

2.1 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Buc.S** sau a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: incarcarea AT 4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca.111%Sn

R3: incarcarea AT 4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca.130%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT 4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca.152%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2 – se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G.lalomitei;

-se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 15;

Pentru descarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la 100%Sn, postavarie, la retragerea unui echipament si dupa declansarea celuiilalt:

- **confidential**;

R3 - In CCCC Petrom Brazi sa fie in functiune TG2.

Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G.lalomitei

Se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 21.

Cu aceste masuri preventive, incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. este de cca. 111%Sn.

Pentru descarcarea acestuia la 100%Sn, postavarie, la retragerea unui echipament si dupa declansarea celuiilalt:

-: **confidential**

R5 - In CCCC Petrom Brazi sa fie in functiune TG2.

Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G.lalomitei

Se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 21.

Cu aceste masuri preventive, incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. este de cca. 134%Sn. Ca urmare, tot preventiv, se iau urmatoarele masuri:

- **confidential**.

sau

- **confidential**

Se constata ca limitarea la valoarea cea mai mare (reducerea cea mai mica) este atunci cand se aplica doar zonei Dobrogea, mentinandu-se productia din zona limitrofa a acesteia, care este mai departata fata de zona Bucuresti.

2.2 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Urechesti** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT 3 400/220kV Brazi V. la cca. 102%Sn

R4:--

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - Retragerea L 400kV Domnesti-Urechesti urmata de declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, descarca AT 3 400/220kV Brazi V. fata de cazul simplei declansari a L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, analizata in regimul fara retrageri (de la 106%Sn la 102%Sn). Postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.3 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Urechesti** sau a **L 400kV Tantareni-Urechesti**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT 400/220kV Urechesti la cca. 102%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT 3 400/220kV Brazi V. la cca. 106%Sn si a AT 220/110kV Tg.Jiu N. la cca. 103%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 – Se comuta plotul AT 400/220kV Urechesi pe pozitia 11 sau mai jos. Masura se adopta preventiv si nu postavarie.

R5 - Se comuta plotul AT 400/220kV Urechesi pe pozitia 9 sau mai jos. Masura se adopta preventiv si nu postavarie.

2.4 Retragera din exploatare a **T2 400/110kV Domnesti** sau a **T1 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 110kV Jilava-CET Progresu c1 la cca. 109% $I_{30^{\circ}\text{C}}$ si a L 110kV IFA-Domnesti la 101% $I_{30^{\circ}\text{C}}$.

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Jilava-CET Progresu c1 la cca. 111% $I_{30^{\circ}\text{C}}$.

R6: incarcarea L 110kV Jilava-CET Progresu c1 la cca. 120% $I_{30^{\circ}\text{C}}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5, R6 - La retragerea lui T2 se conecteaza CT 110kV intre bara 1 si bara 2B 110kV Domnesti.

La retragerea lui T1 se conecteaza CLT 110kV intre bara 1 si bara 2A 110kV Domnesti.

2.5 Retragera din exploatare a **T2 (sau T1) 400/110kV Domnesti** sau a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT 4(3) 400/220kV Buc.S. la cca. 102-104%Sn.

R4: -

R5: incarcarea AT 4(3) 400/220kV Buc.S. la cca. 110-111%Sn.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV intre bara 1 si bara 2B 110kV Domnesti;

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV intre bara 1 si bara 2A 110kV Domnesti.

La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celui alt se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19 sau mai sus.

R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza si CT 110kV intre bara 1 si bara 2B 110kV Domnesti;

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza si CLT 110kV intre bara 1 si bara 2A 110kV Domnesti.

AT4 (3) 400/220kV Buc.S. ramane incarcat la 103%Sn.

Postavarie, la retragerea unui echipament, dupa declansarea celui alt, pentru descarcarea AT4(3) 400/220kV Buc.S., se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19 sau mai sus si se conecteaza CT 110kV Tr.Magurele.

2.6 Retragera din exploatare a **T2 (sau T1) 400/110kV Domnesti** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in::

R2: -

R3: incarcarea AT 3 400/220kV Brazi V. la cca. 106%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV intre barele 1 si 2B 110kV Domnesti;

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV intre bara 1 si bara 2A 110kV Domnesti;

La retragerea T2 (sau T1) 400/110kV Domnesti, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, manevra reducand incarcarea AT 3 400/220kV Brazi V., se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

2.7 Retragera din exploatare a **T2 (sau T1) 400/110kV Domnesti** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT 3 400/220kV Brazi V. la cca. 106-107%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV intre barele 1 si 2B 110kV Domnesti;

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV intre barele 1 si 2A 110kV Domnesti.

La retragerea T2 (sau T1) 400/110kV Domnesti, postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 400kV Darste-Brazi V., se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

2.8 Retragera din exploatare a **T5 400/110kV Domnesti** sau a **AT 3(4) 400/220kV Buc.S.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT 4(3) 400/220kV Buc.S. la cca. 107%Sn.

R4: -

R5: incarcarea AT 4(3) 400/220kV Buc.S. la cca. 114%Sn.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV intre bara 1 si bara 2A 110kV Domnesti.

La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celui alt, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

R5 - Se conecteaza preventiv, la retragerea unui echipament, L 110kV V.Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza si CT 110kV intre bara 1 si bara 2B 110kV Domnesti. Postavarie, dupa declansarea AT 3(4) 400/220kV Buc.S., se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19 sau mai sus si se conecteaza CT 110kV Tr.Magurele.

La retragerea AT 3(4) 400/220kV Buc.S. se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19.

Este necesar ca CCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2.

Postavarie, dupa declansarea T5 400/110kV Domnesti, sau mai sus si se conecteaza CT 110kV Tr.Magurele.

2.9 Retragera din exploatare a **T5 400/110kV Domnesti** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT 3 400/220kV Brazi V. la cca. 107%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV intre bara 1 si bara 2A 110kV Domnesti;

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, manevra conducand la incarcarea celui alt circuit al L 220kV Buc.S.-Fundeni, in locul AT 3 400/220kV Brazi V. Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea T5 400/110kV Domnesti, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

2.10 Retragera din exploatare a **T5 400/110kV Domnesti** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 108%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza in plus CLT 110kV intre barele 1 si 2A 110kV Domnesti.

La retragerea T5 400/110kV Domnesti, postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni si in plus L 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi.

La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni si in plus L 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi.

2.11 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.** simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 128%Sn, L 110kV IFA-Domnesti la 105%I_{30°C}.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, L 110kV V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celuiilalt, pentru descarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G. Ialomitei si se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20.

R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G. Ialomitei si se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20.

CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2.

Cu aceste masuri preventive, incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. este de cca. 110%Sn.

Pentru descarcarea acestuia la 100%Sn, postavarie, la retragerea unui echipament si dupa declansarea celuiilalt:

- **confidential**.

2.12 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c1** simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 112%I_{30°C}.

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 128%I_{30°C}.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Domnesti-Brazi V. se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi;

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1, se conecteaza CL 220kV Fundeni; se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi; CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

R5 - La retragerea L 400kV Domnesti-Brazi V. CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2.

Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, in plus:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni

- se descarca zona Fundeni de o parte din cosum, prin trecerea sa pe zona Vest; este vorba de consumul statiilor 110kV Pajura B, Timpuri Noi, Otopeni, Baneasa (o bara), un total de **confidential**, prin deconectarea L 110kV Pipera-Baneasa c2 si conectarea CT 110kV Pajura. Se mentioneaza ca s-a verificat respectarea criteriului N-1 pentru zona Vest.

Dupa aplicarea acestui set de masuri, incarcarea pe L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 ajunge la cca. 950A, adica 109%I_{30°C}, dar sub valoarea I_{20°C}. (950A<970A= I_{20°C}).

Daca in plus se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu pe pozitia 20, incarcarea pe L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 ajunge la cca. 895A, adica 109%I_{30°C}, dar sub valoarea I_{20°C}. (895A<970A= I_{20°C}).

2.13 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2** simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 la 102%I_{30°C}.

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 la 117%I_{30°C}.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Domnesti-Brazi V. se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni; aceasta manevra conduce la o crestere semnificativa a incarcarii initiale pe L 220kV Buc.S.-Fundeni c1.

Ca urmare, se conecteaza in plus si L 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi;

CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

R5 - La retragerea L 400kV Domnesti-Brazi V. se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni; aceasta manevra conduce la o crestere semnificativa a incarcarii initiale pe L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 (la 136% $I_{30^{\circ}\text{C}}$).

Ca urmare, se conecteaza in plus si L 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi;

CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se descarca zona Fundeni de o parte din cosum, prin trecerea sa pe zona Vest; este vorba de consumul statiilor 110kV Pajura B, Timpuri Noi, Otopeni, Baneasa (o bara), un total de **confidential**, prin deconectarea L 110kV Pipera-Baneasa c2 si conectarea CT 110kV Pajura. Se mentioneaza ca s-a verificat respectarea criteriului N-1 pentru zona Vest.

Dupa aplicarea acestui set de masuri, incarcarea pe L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 ajunge la cca. 950A, adica 109% $I_{30^{\circ}\text{C}}$, dar sub valoarea $I_{20^{\circ}\text{C}}$. ($950\text{A} < 970\text{A} = I_{20^{\circ}\text{C}}$).

Daca in plus se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu pe pozitia 20, incarcarea pe L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 ajunge la cca. 895A, adica 109% $I_{30^{\circ}\text{C}}$, dar sub valoarea $I_{20^{\circ}\text{C}}$. ($895\text{A} < 970\text{A} = I_{20^{\circ}\text{C}}$).

2.14 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 107%Sn

R4: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 106%Sn

R5: -

R6: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 144%Sn

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R4 - Se reduce productia grupurilor din CCCC Petrom Brazi care debiteaza in statia 400kV Brazi V., anume: TG1 si TA, la o valoare totala de maxim **confidential** sau se functioneaza cu TG2 in loc de TG1.

R6 - Se reduce preventiv productia grupurilor din CCCC Petrom Brazi care debiteaza in statia 400kV Brazi V. si se alege un regim de functionare corespunzator, astfel incat sa nu fie depasita Sn a AT3 400/220kV Brazi V. anume 400MVA.

Se poate functiona in continuare cu cele 3 grupuri din CCCC Petrom Brazi:

TG1+TG2+TA= **confidential**

Se poate functiona cu doar 2 grupuri in CCCC Petrom Brazi:

TG1+TA= **confidential** TG2+TA= **confidential**

Regimurile de functionare prezentate mai sus pentru grupurile din CCCC Petrom Brazi, conduc la regimuri admisibile dupa retragerea unui echipament si declansarea celui alt.

2.15 Retragerea din exploatare a **L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei** sau a **L 400kV Buc.S.-Pelicanu**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: incarcarea L 110kV Slobozia S.-Dragos V., Dragos V.-V.Tepes, V.Tepes-Lehliu la 137, 133, respectiv 130% $I_{30^{\circ}\text{C}}$.

R3: incarcarea L 110kV Slobozia S.-Dragos V., Dragos V.-V.Tepes, V.Tepes-Lehliu la 127, 123, respectiv 117% $I_{30^{\circ}\text{C}}$.

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Slobozia S.-Dragos V., Dragos V.-V.Tepes, V.Tepes-Lehliu la 170, 164, respectiv 157% $I_{30^{\circ}\text{C}}$, si a L 400kV Gutinas-Smardan la 102% I_{adm} .

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2 - La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-Pelicanu:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;

- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;

- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei

- se conecteaza CT 110kV Liesti

- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti

Nu este necesara limitarea CEE.

In aceasta situatie linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV Liesti;
- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;
- **confidential**

R3, R5 - La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-Pelicanu:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei
- se conecteaza CT 110kV Liesti
- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti
- **confidential**

In aceasta situatie linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV Liesti;
- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;
- **confidential**

2.16 Retragera din exploatare a **L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2

R3 - La retragerea L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni. Masura conduce in acest caz la un regim admisibil, nemaifiind necesare alte masuri postavarie.

2.17 Retragera din exploatare a **L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei** sau a **L 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: incarcarea L 110kV Calarasi-Pietrisu la cca. 110% $I_{30^{\circ}C}$.

R3: incarcarea L 110kV Calarasi-Pietrisu la cca. 117% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: -

R5: incarcarea L 400kV Gutinas-Smardan la 101% I_{adm} , a T 400/110kV G.Ialomitei la 113%Sn si a L 110kV din zona Calarasi pana la 149% $I_{30^{\circ}C}$

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2, R3, R5 - La retragerea din exploatare a L 400kV Pelicanu-Cernavoda

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;

- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;

- se conecteaza si T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110kV Liesti;

- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;

- **confidential**

In aceasta situatie linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cuptoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni si L 110kV Rm.Sarat-Costieni;

- se conecteaza si T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110kV Liesti;

- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;

- **confidential**

2.18 Retragera din exploatare a **L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 102%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - Retragera L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei urmata de declansarea L 400kV Darste-Brazi V., descarca AT 3 400/220kV Brazi V. fata de cazul simplei declansari a L 400kV Darste-Brazi V., analizata in regimul fara retrageri (de la 106%Sn la 102%Sn)

La retragerea L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei, postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V., se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea L 400kV Darste-Brazi V., se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu.

2.19 Retragera din exploatare a **AT 3(4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c1** simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 102%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea AT 3(4) 400/220kV Buc.S., postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1, se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 se conecteaza CL 220kV Fundeni.

2.20 Retragera din exploatare a **AT 3(4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 111%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea AT 3(4) 400/220kV Buc.S., postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni. Masura conduce la un regim admisibil, nemaifiind necesare aplicarea de masuri postavarie.

R5 - La retragerea AT 3(4) 400/220kV Buc.S se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni.

2.21 Retragera din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 220kV Tr.Magurele-Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 103%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 109%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celui alt, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 14 sau mai sus, se conecteaza L 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu si CT 110kV Tr. Magurele.

R5 - La retragerea L 220kV Tr.Magurele-Ghizdaru, postavarie, dupa declansarea AT3 (4) 400/220kV Buc.S., se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 18 sau mai sus, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni si CT 110kV Tr. Magurele.

La retragerea AT3 (4) 400/220kV Buc.S. se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 18 sau mai sus, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni. Postavarie, dupa declansarea L 220kV Tr.Magurele-Ghizdaru se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.

2.22 Retragera din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 220kV Tr.Magurele-Craiova N.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 111%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 115%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celui alt, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 15 sau mai sus, se conecteaza L 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu si CT 110kV Tr. Magurele

R5 - La retragerea AT3 (4) 400/220kV Buc.S. se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 sau mai sus, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni. Postavarie, dupa declansarea L 220kV Tr.Magurele-Craiova, se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.

La retragerea L 220kV Tr.Magurele-Craiova, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 sau mai sus, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni si CT 110kV Tr. Magurele.

2.23 Retragera din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 103%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 112%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea AT3 (4) 400/220kV Buc.S, postavarie, dupa declansarea L 400kV Tulcea V.-Isaccea, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19 sau mai sus;

La retragerea L 400kV Tulcea V.-Isaccea, postavarie, dupa declansarea AT3 (4) 400/220kV Buc.S se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

R5 - La retragerea AT3(4) 400/220kV Buc.S.

-se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 sau mai sus,

-se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

Postavarie, dupa declansarea L 400kV Tulcea V.-Isaccea:

- **confidential**

La retragerea L 400kV Tulcea V.-Isaccea:

-se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

Postavarie, dupa declansarea AT3(4) 400/220kV Buc.S.,

- **confidential**

- se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 sau mai sus,

2.24 Retragera din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **AT3 400/220kV Brazi V.** , simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 130%Sn si a L 110kV IFA-Domnesti la 109% $I_{30^{\circ}C}$

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 134%Sn si a L 110kV IFA-Domnesti la 105% $I_{30^{\circ}C}$

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - In CCCC Petrom Brazi sa fie in functiune TG2.

Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, CT 110kV Tr. Magurele, CT 110kV G.lalomitei

Se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 21.

In plus la **R5** se conecteaza si L 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.

Cu aceste masuri preventive, incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. este de cca. 100%Sn.

2.25 Retragera din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 400kV Tantareni-Bradu** , simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 107%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 114%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansareaceluiilalt, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

R5 – In CCCC Petrom Brazi sa fie in functiune TG2.

La retragerea L 400kV Tantareni-Brad, postavarie, dupa declansarea AT3 (4) 400/220kV Buc.S., se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 21 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, CT110kV Tr.Magurele.

La retragerea AT3 (4) 400/220kV Buc.S. se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 21 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, CT110kV Tr.Magurele .

2.26 Retragera din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 220kV Bradu-Targoviste c2** , simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 103%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 110%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 220kV Bradu-Targoviste c2, se conecteaza CLT 220kV Targoviste si, postavarie, dupa declansarea AT3 (4) 400/220kV Buc.S, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 15 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea AT3 (4) 400/220kV Buc.S , postavarie, dupa declansarea L 220kV Bradu-Targoviste c2, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 17 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

R5 - La retragerea L 220kV Bradu-Targoviste c2, se conecteaza CLT 220kV Targoviste si, postavarie, dupa declansarea AT3 (4) 400/220kV Buc.S, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea AT3 (4) 400/220kV Buc.S se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 sau mai sus si se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.27 Retragerea din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT 3 400/220kV Brazi V. la cca. 115%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT 4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca.104%Sn si a AT3 400/220kV Brazi V. la 107%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni si se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20.

R5 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

2.28 Retragerea din exploatare a **L 400kV Buc.S.-Pelicanu** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 106%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni preventiv. Masura conduce la incarcarea celuiilalt circuit al L 220kV Buc.S.-Fundeni , in locul AT 3 400/220kV Brazi V. Se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea L 400kV Buc.S.-Pelicanu, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

2.29 Retragerea din exploatare a **L 400kV Buc.S.-Pelicanu** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R5: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - Retragerea L 400kV Buc.S.-Pelicanu urmata de declansarea L 400kV Darste-Brazi V., descarca AT 3 400/220kV Brazi V. fata de cazul simplei declansari a L 400kV Darste-Brazi V., analizata in regimul fara retrageri (de la 106%Sn la 103%Sn)

La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celuiilalt, se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

2.30 Retragerea din exploatare a **L 400kV G.lalomitei-Cernavoda c2 (c1)** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 106%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni preventiv. Masura conduce la incarcarea celuiilalt circuit al L 220kV Buc.S.-Fundeni , in locul AT 3 400/220kV Brazi V.

La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celuiilalt, se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

2.31 Retragerea din exploatare a **L 400kV G.lalomitei-Cernavoda c2 (c1)** sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 400kV G.lalomitei-Cernavoda c1 (c2) la cca. 106-107%ladm

R4: -

R5: incarcarea L 400kV G.lalomitei-Cernavoda c1 (c2) la cca. 126-127%ladm

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti si L.Sarat-Ostrov c1 si 2

R5 - se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti si L.Sarat-Ostrov c1 si 2;

- se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu;

- se limiteaza productia CEE din **zona Dobrogea: confidential**

2.32 Retragera din exploatare a **L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c2 (c1)** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105-106%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c2 (c1), postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V., se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

2.33 Retragera din exploatare a **T 400/110kV G.Ialomitei** aflat in functiune sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 106%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T 400/110kV G.Ialomitei aflat in functiune se conecteaza T 400/110kV G.Ialomitei aflat in rezerva;

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza CL 220kV Fundeni. Masura conduce la inarcarea celui alt circuit al L 220kV Buc.S.-Fundeni , in locul AT 3 400/220kV Brazi V. Postavarie, dupa declansarea T 400/110kV G.Ialomitei aflat in functiune, se conecteaza L 110kV V. Calugareasca-Urziceni si Pogoanele-Jugureanu.

2.34 Retragera din exploatare a **T 400/110kV G.Ialomitei** aflat in functiune sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea T 400/110kV G.Ialomitei aflat in functiune se conecteaza T 400/110kV G.Ialomitei aflat in rezerva;

La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V. Calugareasca-Urziceni.

2.35 Retragera din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c1**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 152%Sn

R4: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 128%Sn

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 148%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se conecteaza CL 220kV Fundeni.

R4 - CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se conecteaza CL 220kV Fundeni.

R5 - CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se conecteaza CL 220kV Fundeni;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.36 Retragerea din exploatare a **L 220kV Bucuresti S.-Fundeni, c1** sau a **L 220kV Fundeni-Brazi V., c1** simultan cu declansarea celuilalt echipament determina ramanerea fara tensiune a statiilor alimentate din bara A-220kV a statiei Fundeni.

Similar pentru retragerea din exploatare a **L 220kV Bucuresti S.-Fundeni, c2** sau a **L 220kV Fundeni-Brazi V., c2** simultan cu declansarea celuilalt echipament determina ramanerea fara tensiune a statiilor alimentate din bara B-220kV a statiei Fundeni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni.

2.37 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1 (sau c2)** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celuilalt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 (sau c1) la cca. 143% $I_{30^{\circ}C}$, respectiv 140% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 (sau c1) la cca. 121% $I_{30^{\circ}C}$, respectiv 116% $I_{30^{\circ}C}$.

R5: la declansarea c1 incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la cca.146% $I_{30^{\circ}C}$.

la declansarea c2 incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1 la cca.142% $I_{30^{\circ}C}$, a L 220kV Fundeni-Brazi V. c1 la 101% $I_{30^{\circ}C}$, tensiuni de 96kV in zona alimentata de AT2 220/110kV Fundeni.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea din exploatare a AT3 400/220kV Brazi V.:

- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1(c2), in plus:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

R4 - La retragerea din exploatare a AT3 400/220kV Brazi V.:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1(c2), in plus:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni;

- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2

R5 - La retragerea din exploatare a AT3 400/220kV Brazi V.:

- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1(c2), in plus:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni;

- se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi;

- se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20.

2.38 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1** sau a **L 220kV Fundeni-Brazi V., c2** simultan cu declansarea celuilalt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 109% S_n

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105% S_n

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - Se conecteaza CL 220kV Fundeni preventiv.

La retragerea unui echipament., postavarie, dupa declansarea celuilalt se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.39 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1** sau a **L 400kV Tantareni-Bradu** simultan cu declansarea celuilalt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 114%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 107%Sn si incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la 105% $I_{30^{\circ}C}$

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Tantareni-Bradul

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi;

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 in plus:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni;

R5 - La retragerea L 400kV Tantareni-Bradul

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1, in plus:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni;

- se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi;

- se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradul pe pozitia 20;

- se trece consum de pe zona Fundeni pe zona Vest.

2.40 Retragera din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1** sau a **L 220kV Bradul-Targoviste c2**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 112%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 104%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - La retragerea L 220kV Bradul-Targoviste c2:

- se conecteaza CLT 220kV Targoviste;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1:

- se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.41 Retragera din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1** sau a **L 220kV Bradul-Targoviste c1**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 220kV Bradul-Targoviste c1 se informeaza consumatorul Mechel si se conecteaza CLT 220kV Targoviste; postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 se conecteaza si L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 se conecteaza CL 220kV Fundeni si postavarie, dupa declansarea L 220kV Bradul-Targoviste c1 se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.42 Retragera din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1** sau a **L 400kV Brasov-Darste**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 109%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 102%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - La retragerea L 400kV Brasov-Darste, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 se conecteaza CL 220kV Fundeni si postavarie, dupa declansarea L 400kV Brasov-Darste, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.43 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 123%Sn

R4: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 117%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi si se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1, se iau aceleasi masuri si in plus se conecteaza CL 220kV Fundeni.

R4 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1, se iau aceleasi masuri si in plus se conecteaza CL 220kV Fundeni.

R5 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V., postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c1 se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c1, se conecteaza CL 220kV Fundeni. Postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi

2.44 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 220kV Fundeni-Brazi V. c1**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 127%Sn

R4: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 123%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - Se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

R4 - Se conecteaza CL 220kV Fundeni.

R5 - Se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.45 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 220kV Targoviste-Brazi V. c1**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 110%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Targoviste-Brazi V. c1 se informeaza consumatorul Mechel Targoviste si se conecteaza CLT 220kV Targoviste; postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

R5 - La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Targoviste-Brazi V. c1 se informeaza consumatorul Mechel Targoviste si se conecteaza CLT 220kV Targoviste.

2.46 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 220kV Stalpu-Teleajan**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 108%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni. Postavarie, dupa declansarea L 220kV Stalpu-Teleajan, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.
La retragerea L 220kV Targoviste-Brazi V. c1 se informeaza consumatorul Mechel si se conecteaza CLT 220kV Targoviste; postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.46bis Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 400kV Tantareni-Urechesti**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 109%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 400kV Tantareni-Urechesti, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

R5 - La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 400kV Tantareni-Urechesti, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.47 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 400kV Tantareni-Bradu**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 123%Sn

R4: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 106%Sn

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 117%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 La retragerea L 400kV Tantareni-Bradu se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, in plus se conecteaza CL 220kV Fundeni si se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 19.

R4 - La retragerea L 400kV Tantareni-Bradu se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, in plus se conecteaza CL 220kV Fundeni si se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 17, sau se conecteaza CL 220kV Fundeni si se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

R5 - La retragerea L 400kV Tantareni-Bradu se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni, L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20, se trece consum de pe zona Fundeni pe zona Vest.

2.48 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **AT3 (sau 4) 400/220kV Bradu**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 111%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea AT3 (sau 4) 400/220kV Bradu se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni.

R5 - La retragerea AT3 (sau 4) 400/220kV Bradu, postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.49 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 220kV Bradu-Targoviste c2 (sau c1)**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 122%Sn (respectiv 113%Sn).

R4: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 107%Sn

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 115%Sn (respectiv 106%Sn)

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 220kV Bradu-Targoviste c2 (c1) se conecteaza CLT 110kV Targoviste, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Bradu-Targoviste c1 se conecteaza CLT 110kV Targoviste si se informeaza consumatorul Mechel Targoviste.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

R4, R5 - La retragerea L 220kV Bradu-Targoviste c2 (c1) se conecteaza CLT 110kV Targoviste.

La retragerea L 220kV Bradu-Targoviste c1 se conecteaza CLT 110kV Targoviste si se informeaza consumatorul Mechel Targoviste.

Postavarie, dupa declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza CL 220kV Fundeni, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.50 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 400kV Brasov-Darste**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 117%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 110%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5- La retragerea L 400kV Brasov-Darste se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni.

2.51 Retragerea din exploatare a **L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 131%Sn

R4: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 111%Sn

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 125%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20. In CCC Petrom Brazi sa fie in functiune TG2.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni.

R4 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 15.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni

R5 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, se comuta ploturile AT 3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 17.

La retragerea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni.

2.52 Retragerea din exploatare a **L 220kV Fundeni-Brazi V., c1** sau a **AT 3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la cca. 118%_{130°C}

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la cca. 121%_{I30°C}

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2

R3, R5 - La retragerea AT3 400/220kV Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Fundeni-Brazi V. c1, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni.

2.53 Retragerea din exploatare a **L 220kV Fundeni-Brazi V., c1 (c2)** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 105-108%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 102%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 220kV Fundeni-Brazi V. c1, se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni.

R5 - La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. postavarie, dupa declansarea L 220kV Fundeni-Brazi V. c1, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Fundeni-Brazi V. c1, se conecteaza CL 220kV Fundeni si postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V., se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.54 Retragerea din exploatare a **L 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. la cca. 189%Sn si a liniilor de 110kV din zona Dobrogea la valori de pana la 156%_{I30°C}.

R3: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. la cca. 224%Sn, a L 400kV Medgidia S.-Cernavoda la 105%_{Iadm} si a liniilor de 110kV din zona Dobrogea la valori de pana la 188%_{I30°C}.

R4: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. la 112%Sn.

R5: regim divergent

R6: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. la 124%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2, R3, R5

La retragerea din exploatare a L 400kV Constanta N.-Cernavoda

- se conecteaza L 110kV Ostrov- L.Sarat c1 si c2;

- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;

- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:

pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.

Dupa implementarea acestor masuri, este necesara **confidential**

R2, R3, R5

La retragerea din exploatare a L 400kV Tulcea V.-Isaccea:

- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;

- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:

pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.

- se verifica incadrarea tensiunii in Dobrogea in limite admisibile; se recomanda pozitia 7 pentru ploturile unitatilor de transformare 400/110kV din Dobrogea (Tulcea V., Constanta N., Medgidia S.).

- se *deconecteaza CT 110kV Tariverde*

- se modifica reglajele CT 400kV Tariverde cu cele cu cele sensibilizate pentru incercare bare.
- Productia CEE care este debitata pe bara 2A 400kV Tariverde la care este conectata L 400kV Tariverde-Tulcea V.va fi de maxim 100MW.

Observatie:

se considera ca CT 400kV Tariverde nu declanseaza la un defect pe L 400kV Constanta N.-Cernavoda, ci doar la un defect pe L 400kV Constanta N.-Tariverde sau L 400kV Tulcea V.-Tariverde.

Dupa implementarea acestor masuri, este necesara **confidential**

- R4, R6** - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;
- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

2.55 Retragerea din exploatare a **L 220kV Targoviste-Brazi V. c1** sau a **AT 3 400/220kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la cca.102% $I_{30^{\circ}C}$

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la cca.104% $I_{30^{\circ}C}$

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5. - La retragerea L 220kV Targoviste-Brazi V. c1. se informeaza consumatorul Mechel Targoviste si se conecteaza CLT 220kV Targoviste.

La retragerea AT 3 400/220kV Brazi V se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.56 Retragerea din exploatare a **L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2** sau a **L 220kV Bradu-Targoviste c2**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina ramanere fara tensiune a statiilor 110kV din zona Targoviste B.

Se mentioneaza ca retragerea / declansarea L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2, linie care este parte a liniei 220kV provizorii cu 3 capete Targoviste – Brazi V. – Teleajan, presupune retragerea / declansarea simultana a L 220kV Brazi V.-Teleajan.

La retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective: se conecteaza CLT 220kV Targoviste.

Retragerea din exploatare a **L 220kV Targoviste-Brazi Vest c1** sau a **L 220kV Bradu-Targoviste c1**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina ramanere fara tensiune a statiei 220kV Targoviste A.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

La retragerea din exploatare a unuia din echipamente se informeaza consumatorul Mechel Targoviste si se conecteaza CLT 220kV Targoviste.

2.56-1 Retragerea din exploatare a **L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2** sau a **AT1 220/110kV Brazi V.**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 154% S_n , a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan, Brazi V.-Crang, Crang-Ploiesti N. la valori de pana la 127% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: : incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 137% S_n , a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan la valori de pana la 112% $I_{30^{\circ}C}$.

R5: incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 153% S_n , a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan, Brazi V.-Crang, Crang-Ploiesti N. la valori de pana la 129% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 159% S_n , a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan, Brazi V.-Crang, Crang-Ploiesti N. la valori de pana la 128% $I_{30^{\circ}C}$.

Se mentioneaza ca retragerea / declansarea L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2, linie care este parte a liniei 220kV provizorii cu 3 capete Targoviste – Brazi V. – Teleajan, presupune retragerea / declansarea simultana a L 220kV Brazi V.-Teleajan.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

.R3, R4, R5 – se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea din exploatare a L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2 se conecteaza CLT 220kV Targoviste

R6 - se conecteaza CLT 220kV Targoviste (inclusiv la retragerea AT1 220/110kV Brazi V.)

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni

2.56-2 Retragerea din exploatare a **L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2** sau a **AT2 220/110kV Brazi V.**, simultan cu retragerea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 154%Sn, a L 110kV Brazi V.-Ploiesti N., Brazi V.-Teleajan la valori de pana la 114%I_{30°C}.

R4: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 137%Sn.

R5: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 155%Sn, a L 110kV Brazi V.-Ploiesti N., Brazi V.-Teleajan la valori de pana la 119%I_{30°C}.

R6: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 159%Sn, a L 110kV Brazi V.-Ploiesti N., Brazi V.-Teleajan la valori de pana la 115%I_{30°C}.

Se mentioneaza ca retragerea / declansarea L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2, linie care este parte a liniei 220kV provizorii cu 3 capete Targoviste – Brazi V. – Teleajan, presupune retragerea / declansarea simultana a L 220kV Brazi V.-Teleajan.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R4, R5 – se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

La retragerea din exploatare a L 220kV Targoviste-Brazi Vest c2 se conecteaza CLT 220kV Targoviste

R6 - se conecteaza CLT 220kV Targoviste (inclusiv la retragerea AT2 220/110kV Brazi V.)

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni

2.57 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde** sau a **L 400kV Constanta N.-Tariverde**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina izolarea statiei 400/110kV Tariverde si deci a CEE Fantanele Est, Fantanele Vest si Cogealac.

Retragerea din exploatare a **L 400kV Rahman-Dobrudja** sau a **L 400kV Rahman-Isaccea**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina izolarea statiei 400/110kV Rahman si deci a CEE care debiteaza in aceasta statie.

Retragerea din exploatare a **L 400kV Stupina-Varna** sau a **L 400kV Stupina-Isaccea**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina izolarea statiei 400/110kV Stupina si deci a CEE care debiteaza in aceasta statie.

2.58 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu retragerea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 108%Sn

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Tulcea V.-Tariverde, postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 400kV Darste-Brazi V. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.59 Retragerea din exploatare a **L 400kV Constanta N.-Tariverde** sau **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina in:

R2: incarcarea L 110kV din zona Constanta-Medgidia-Tulcea la valori de pana la 152%I_{30°C}.

R3: incarcarea L 110kV din zona Constanta-Medgidia-Tulcea la valori de pana la 180%I_{30°C}.

R4: -

R5: regim divergent

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2, R3, R5 - Preventiv:

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;

- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:
pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.

- se verifica incadrarea tensiunii in Dobrogea in limite admisibile;

- se deconecteaza CT 110kV Tariverde

- se modifica reglajele CT 400kV Tariverde cu cele cu cele sensibilizate pentru incercare bare.

Observatie:

La retragerea unuia din echipamente si declansarea celuilalt, CT 400kV Tariverde declanseaza neselectiv si productia CEE care este debitata pe bara 1A 400kV Tariverde la care este conectata L 400kV Constanta N.-Tariverde este sacrificata postavarie

- **confidential**

R2 si R3: Nu este necesara o reducere preventiva a productiei CEE.

Este sacrificata postavarie, o productie care este debitata in statia Tariverde:

R5: Este necesara o reducere preventiva a productiei CEE.

Este sacrificata postavarie o productie care este debitata in statia Tariverde

2.60 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu retragerea celuilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 109%Sn

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea L 400kV Tulcea V.-Isaccea, postavarie, dupa declansarea L 400kV Darste-Brazi V., se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

La retragerea L 400kV Darste-Brazi V., se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

R5 – La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celuilalt, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.61 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi V.** sau a **L 220kV Brazi V.-Teleajan**, simultan cu retragerea celuilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 154%Sn, a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan, Brazi V.-Crang, Crang-Ploiesti N. la valori de pana la 127%I_{30°C}.

R4: : incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 137%Sn, a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan la valori de pana la 112%I_{30°C}.

R5: incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 152%Sn, a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan, Brazi V.-Crang, Crang-Ploiesti N. la valori de pana la 128%I_{30°C}.

R6: incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la 159%Sn, a L 110kV Brazi V.-Ploiesti S., Ploiesti S.-Teleajan, Brazi V.-Crang, Crang-Ploiesti N la valori de pana la 129%I_{30°C}.

Se mentioneaza ca retragerea / declansarea L 220kV Brazi V.-Teleajan, linie care este parte a liniei 220kV provizorii cu 3 capete Targoviste – Brazi V. – Teleajan, presupune retragerea / declansarea simultana a L 220kV Targoviste-Brazi V. c2.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

R4 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, G.Ocnitei-Postarnacu, CT 110kV Doftana.

R6 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, G.Ocnitei-Postarnacu, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, CT 110kV Doftana.

2.62 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi V.** sau a **AT2 220/110kV Brazi V.**, simultan cu retragerea celuilalt echipament, determina in:

R2: -

R3, R5: incarcarea L 220kV Brazi V.- Teleajan la 126% I_{adm} si a CT 110kV Teleajan

R4: incarcarea L 220kV Brazi V.- Teleajan la 112% I_{adm} si a CT 110kV Teleajan

R6: incarcarea L 220kV Brazi V.- Teleajan la 127% I_{adm} si a CT 110kV Teleajan

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R4, R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

R6 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, G.Ocnitei-Postarnacu, CT 110kV Doftana.

2.63 Retragera din exploatare a **L 220kV Brazi V.-Teleajan** sau a **AT2 220/110kV Brazi V.**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 154% S_n , a L 110kV Brazi V.-Ploiesti N., Brazi V.-Teleajan la valori de pana la 114% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 137% S_n .

R5: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 154% S_n , a L 110kV Brazi V.-Ploiesti N., Brazi V.-Teleajan la valori de pana la 118% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la 159% S_n , a L 110kV Brazi V.-Ploiesti N., Brazi V.-Teleajan la valori de pana la 115% $I_{30^{\circ}C}$.

Se mentioneaza ca retragerea / declansarea L 220kV Brazi V.-Teleajan, linie care este parte a liniei 220kV provizorii cu 3 capete Targoviste – Brazi V. – Teleajan, presupune retragerea / declansarea simultana a L 220kV Targoviste-Brazi V. c2.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

R4 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, G.Ocnitei-Postarnacu, CT 110kV Doftana.

R6 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, G.Ocnitei-Postarnacu, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi CT 110kV Doftana.

2.64 Retragera din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **L 400kV Tantareni-Bradu**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 113% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 114% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.65 Retragera din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **AT3 sau AT4 400/220kV Bradu**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 101% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 103% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.66 Retragera din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **L 220kV Bradu-Targoviste c1 (c2)**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 104% -111% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 106% -113% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2

R3, R5 - Se conecteaza CLT 220kV Targoviste, L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni. Se informeaza consumatorul Mechel Targoviste (in cazul retragerii L 220kV Bradu-Targoviste c1).

2.67 Retragera din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **L 400kV Brasov-Darste** simultan cu retragera celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 102% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 104% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea T 400/110kV Darste la 103%Sn.

Masuri de regim la retragera din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5, R6 - Se conecteaza preventiv L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.68 Retragera din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.** simultan cu retragera celui alt echipament, determina in:

R2

R3: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 108% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 110% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragera din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3, R5 - Se conecteaza preventiv L 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi sau L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

2.69 Retragera din exploatare a unui **T 400/110kV Tariverde** simultan cu declansarea unui al doilea **T 400/110kV Tariverde** determina incarcarea celui de-al treilea T 400/110kV ramas in functiune astfel:

Regim	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
P_{CEE} ce debiteaza in st. Tariverde [MW]	330	261	330	0	477	0	330
Incarcare trafo ramas in functiune (1 din 3) [%Sn]	130	104	130	0	190	0	130

Masuri de regim la retragera din exploatare a unuia din echipamentele respective:

Pentru a putea aplica masuri postavarie dupa declansarea unei a doua unitati de transformare in statia Tariverde, **confidential**, astfel incat incarcarea singurului T 400/110kV Tariverde ramas in functiune sa nu depaseasca cca. 120%Sn, inainte de aplicarea masurilor postavarie.

Postavarie, dupa declansarea unei a doua unitati de transformare in statia Tariverde, **confidential** (pentru o incarcare de 100%Sn a transformatorului ramas in functiune in statia Tariverde).

2.70 Retragera din exploatare a **L 400kV Domnesti-Buc.S.** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c1**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 112% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragera din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 – La retragera L 400kV Domnesti-Buc.S. se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi.

La retragera L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 se conecteaza in plus CL 220kV Fundeni si se iau urmatoarele masuri suplimentare:

- se modifica plotul AT 3,4 400/220kV Bradu cu reglaj longotransversal pe pozitia 20;

- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;

- se descarca zona Fundeni de o parte din cosum, prin trecerea sa pe zona Vest; este vorba de consumul statiilor 110kV Pajura B, Timpuri Noi, Otopeni, Baneasa (o bara), un total de **confidential**, prin deconectarea L 110kV

Pipera-Baneasa c2 si conectarea CT 110kV Pajura. Se mentioneaza ca s-a verificat respectarea criteriului N-1 pentru zona Vest.

2.71 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Buc.S.** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 102% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

2.72 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **L 220kV Fundeni-Brazi V. c1** simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 109% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea L 400kV Domnesti-Brazi V. se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

La retragerea L 220kV Fundeni-Brazi V. c1 se conecteaza CL 220kV Fundeni.

2.73 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.** simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 103% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni.

2.74 Retragerea din exploatare a **L 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **L 400kV Tantareni-Bradul** simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la 111% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V. Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi..

2.75 Retragerea din exploatare a **L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei** sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei la 105% I_{adm} , si a L 110kV Medgidia N.-Medgidia 1 la 101% $I_{30^{\circ}C}$

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;

- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110kV Liesti;

- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;

La retragerea din exploatare a L 400kV Tulcea V.-Isaccea:

- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;
- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;
- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:
pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,
pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.
- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
- **confidential**.

2.76 Retragera din exploatare a **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, sau a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S. la cca. 110% S_n

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea AT3 (4) 400/220kV Buc.S, se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 sau mai sus si se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni. Postavarie, dupa declansarea L 400kV Tulcea V.-Tariverde, se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, La retragerea L 400kV Tulcea V.-Tariverde postavarie, dupa declansarea AT3 (4) 400/220kV Buc.S se comuta ploturile AT3 si 4 400/220kV Bradu pe pozitia 20 sau mai sus si se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.77 Retragera din exploatare a **L 400kV Buc.S.-Pelicanu** sau a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Tulcea V.-Topolog la ccca. 103% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-Pelicanu:

- se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza L 110kV Bsasarabi-Baltagesti;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei

In aceasta situatie linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

La retragerea L 400kV Tulcea V.-Tariverde **confidential**.

2.78 Retragera din exploatare a **L 400kV Buc.S.-Pelicanu** sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei la 101% I_{adm} , a L 110kV Medgidia N-Medgidia 1 si a L 110kV Dragos Voda-Slobozia S. la 101% $I_{30^{\circ}C}$

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea din exploatare a L 400kV Buc.S.-Pelicanu:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV Liesti;
- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;
- **confidential.**

In aceasta situatie linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

La retragerea din exploatare a L 400kV Tulcea V.-Isaccea,

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;
- **confidential.**

2.79 Retragera din exploatare a **L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c1** sau **L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c2**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 400kV Tulcea V.-Isaccea la 106%ladm

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 – se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
- **confidential.**

2.80 Retragera din exploatare a **L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c1 (c2)** sau **L 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c2 la 112%ladm

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 – La retragerea L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c1

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2
- **confidential.**

La retragerea din exploatare a L 400kV Pelicanu-Cernavoda:

- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2
- **confidential.**

2.81 Retragera din exploatare a **L 400kV G.Ialomitei-Cernavoda c1 (c2)** sau **L 400kV Tulcea V.-Tariverde**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Tulcea V.-Topolog la cca. 103% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - **confidential**.

2.82 Retragera din exploatare a **L 400kV Pelicanu-Cernavoda** sau **L 400kV Tulcea V.-Tariverde**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Tulcea V.-Topolog la cca. 106% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - **confidential**.

La retragerea L 400kV Pelicanu-Cernavoda, in plus:

-se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu

-se conecteaza T 400/110kV G.lalomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.lalomitei

2.83 Retragera din exploatare a **L 400kV Pelicanu-Cernavoda** sau **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 400kV G.lalomitei-Cernavoda c1 si c2 la 102-106% I_{adm} , a L 400kV L.Sarat-G.lalomitei la cca. 104% I_{adm} , L 110kV Medgidia N.-Medgidia 1 la cca. 103% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea L 400kV Pelicanu-Cernavoda:

- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu

- se conecteaza T 400/110kV G.lalomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.lalomitei

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza CT 110kV G.lalomitei;

- se conecteaza CT 110kV Liesti;

- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;

- **confidential**.

In aceasta situatie linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cuptoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

La retragerea L 400kV Tulcea V.-Isaccea:

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;

- **confidential**.

2.84 Retragera din exploatare a **L 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a L 400kV **Tulcea V.-Tariverde**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. la cca. 181% S_n si a liniilor de 110kV din zona Dobrogea la valori de pana la 140% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza L 110kV Ostrov- L.Sarat c1 si c2;

- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;
- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;
- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:
pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,
pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.

Dupa implementarea acestor masuri, este necesara o limitare preventiva a productiei CEE din zona:

confidential.

2.85 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde** sau a **T1 (2) 400/110kV Tulcea V.** simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea T2 (1) 400/110kV Tulcea V. ramas in functiune la cca. 121%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza L 110kV Ostrov- L.Sarat c1 si c2;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

Dupa adoptarea acestor masuri, pentru descarcarea T 400/110kV Tulcea V. ramas in functiune de la cca. 103%Sn, postavarie, la retragerea unui element, dupa declansarea celui alt, **confidential.**

2.86 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde** sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea** simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. la cca. 105%Sn, a liniilor 110kV din Dobrogea pana la 126%I_{30°C}.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;

- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:

pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;

Dupa implementarea acestor masuri, este necesara o limitare preventiva a productiei CEE din zona:

confidential.

2.87 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde** sau a **T 400/110kV Medgidia S.** aflat in functiune simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Tulcea V.-Topolog la 109%I_{30°C}.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea L 400kV Tulcea V.-Tariverde **confidential.**

La retragerea T 400/110kV Medgidia S. se pune in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva.

2.88 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde** sau a **L 400kV Medgidia S.-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Tulcea V.-Topolog la 109%I_{30°C}.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2

R5 - **confidential**

2.89 Retragerea din exploatare a **T1 (2) 400/110kV Tulcea V.** sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea** simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Medgidia N.-Medgidia 1 la 103%I_{30°C}.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:

pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1;

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;

- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti.

2.90 Retragerea din exploatare a **T1 (2) 400/110kV Tulcea V.** sau a **T 400/110kV Medgidia S.** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea T2 (1) 400/110kV Tulcea V. la 105%Sn.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea T 400/110kV Tulcea V.:

- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:

pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1;

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;

- postavarie, dupa declansarea T 400/110kV Medgidia S., **confidential**.

La retragerea T 400/110kV Medgidia S. se pune in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva.

2.91 Retragerea din exploatare a **T1 (2) 400/110kV Tulcea V.** sau a **L 400kV Medgidia S.-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea T2 (1) 400/110kV Tulcea V. la 105%Sn.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea T 400/110kV Tulcea V., postavarie, dupa declansarea L 400kV Medgidia S.-Cernavoda:

- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

La retragerea L 400kV Medgidia S.-Cernavoda, postavarie, dupa declansarea T1 (2) 400/110kV Tulcea V.:

- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

2.92 Retragerea din exploatare a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la $103\%I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.93 Retragera din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **L 220kV Stalpu-Teleajan** simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: tensiuni de cca. 98kV in zona Buzau

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - Se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

2.94 Retragera din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei** sau a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc.S.**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Buc.S. la cca. $104\%Sn$.

R4: -

R5: incarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Buc.S. la cca. $111\%Sn$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - La retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective, postavarie, dupa declansarea celui alt, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

R5 - se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni;

Postavarie, la retragerea unui echipament, dupa declansarea celui alt, pentru descarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Buc.S. se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu pe pozitia 19, se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei si **confidential**.

2.95 Retragera din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei** sau a **L 220kV Buc.S.-Fundeni c2**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. $106\%Sn$.

R4: -

R5: -

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 La retragerea din exploatare a L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 se conecteaza preventiv CL 220kV Fundeni.

Postavarie, la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective, dupa declansarea celui alt, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

2.96 Retragera din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei** sau a **L 400kV Tulcea V.-Tariverde**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: incarcarea L 110kV Topolog-Tulcea V. la $103\%I_{30^{\circ}C}$.

R3: incarcarea L 110kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua si a L 110kV Topolog-Tulcea V. pana la $126\%I_{30^{\circ}C}$.

R4: -

R5: incarcarea L 110kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua, a L 110kV Topolog-Tulcea V. pana la $149\%I_{30^{\circ}C}$, L 110kV Babadag-Tulcea V. si Tulcea V.-Zebil N. pana la $118\%I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R2- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

- **confidential**.

R3 - se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

- **confidential**.

R5 - se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni.

- **confidential**.

2.97 Retragerea din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.lalomitei** sau a **L 400kV Tulcea V.-Isaccea**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: tensiuni scazute in statiile 400kV G.lalomitei, Pelicanu, Cernavoda

R4: -

R5: regim divergent

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - se comuta ploturile unitatilor de transformare 400/110kV din statiile Pelicanu, G.lalomitei, Cernavoda.

R5 - se mareste aportul de putere reactiva pentru cresterea tensiunii in statiile 400kV Cernavoda, G.lalomitei, Pelicanu, Medgidia S., utilizand toate mijloacele de reglare U-Q: tensiuni la bornele generatoarelor, ploturi unitati de transformare, bobine (maxim o bobina in functiune in statia Cernavoda, nicio bobina in statia Isaccea);

- se conecteaza CT 110kV G.lalomitei;

- se conecteaza T 400/110kV aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.lalomitei;

- **confidential**.

2.98 Retragerea din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.lalomitei** sau a **L 400kV Darste-Brazi V.**, simultan cu retragerea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 111%Sn.

R4: -

R5: incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 103%Sn

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R3 - Se conecteaza preventiv L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni. Postavarie, pentru descarcarea AT3 400/110kV Brazi V., dupa retragerea unui echipament si declansarea celui alt, se conecteaza si L 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.

R5 - Postavarie, pentru descarcarea AT3 400/110kV Brazi V., dupa retragerea unui echipament si declansarea celui alt, se conecteaza si L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

2.99 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Targoviste** sau a **AT3 220/110kV Targoviste**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Targoviste.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

La retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective se conecteaza L 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

2.100 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Buc.S.** sau a **AT4 400/220kV Buc.S.** simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R3: - incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca.120%Sn;

- incarcarea L 110kV Domnesti-IFA la cca. 144% $I_{30^{\circ}C}$;

- incarcarea L 110kV IFA-Jilava la cca. 127% $I_{30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea L 110kV IFA-Jilava la cca. 115% $I_{30^{\circ}C}$.

R5: - incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca.115%Sn;

- incarcarea L 110kV Domnesti-IFA la cca. 146% $I_{30^{\circ}C}$;

- incarcarea L 110kV IFA-Jilava la cca. 130% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea L 110kV IFA-Jilava la cca. 108% $I_{30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

Se recomanda retragerea din exploatare a AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud in zilele de sambata sau duminica.

R4 - se conecteaza CT 110kV Tr.Magurele;

- se modifica plotul AT 3,4 400/220kV Bradu cu reglaj longotransversal pe pozitia 20;

- se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu

- se deconecteaza L 110kV Progresu-Jilava, c2;

- se aduce in functiune L 110kV Jilava-Domnesti pe bara 2 in Jilava.

Se mentioneaza ca daca CCC Petrom Brazi functioneaza cu TG2, este necesara ca masura doar conectarea L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu.

R3, R5 - La retragerea accidentala din exploatare a unuia dintre echipamente se iau masurile:
-se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu , CT 110kV Turnu Magurele;
- se modifica plotul AT 3,4 400/220kV Bradu cu reglaj longotransversal pe pozitia 20;
- CCCC Petrom Brazi sa functioneze cu TG2;
- se deconecteaza L 110kV Progresu-Jilava, c2;
- se aduce in functiune L 110kV Jilava-Domnesti pe bara 2 in Jilava.

R6 - se conecteaza CT 110kV Tr.Magurele;
- se comuta plotul AT 3,4 400/220kV Bradu pe pozitia 14;
- se conecteaza L 110kV V.Calugareasca-Urziceni, Pogoanele-Jugureanu .

2.101 Retragera din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei** sau a **T1 (2) 400/110kV Tulcea V.**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R5: incarcarea T2 (1) 400/110kV Tulcea V. la cca. 105%Sn.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

Se recomanda retragerea din exploatare a AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc. Sud in zilele de sambata sau duminica.

R5 - La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celuiilalt, se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

2.102 Retragera din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R5: incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 la cca. 102% $I_{30^{\circ}C}$

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - La retragerea unui echipament, postavarie, dupa declansarea celuiilalt, se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

2.103 Retragera din exploatare a **AT1 (2) 220/110kV Fundeni** determina ramanerea fara tensiune a consumatorilor alimentati din bara A, respectiv bara B 110kV Fundeni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a echipamentuuli respectiv:

In regimurile de varf de iarna:

Zona alimentata de AT1 220/110kV Fundeni are deficit de cca. confidential;

Zona alimentata de AT2 220/110kV Fundeni are deficit de cca.confidential;

-se conecteaza CL 110kV Fundeni;

La retragerea AT1 (2) 220/110kV Fundeni se incarca L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 (c1) la 102% $I_{30^{\circ}C}$, circulatia prin CL 110kV Fundeni, este ridicata dar se mentine in limite admisibile.

Se recomanda retragerea acestor unitati de transformare duminica, consumul zonei alimentate de unitatea respectiva sa fie confidential.

-se conecteaza L 110kV Afumati-Caciulati;

-se conecteaza L 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti in Fundeni;

-se deconecteaza L 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti in Tancabesti;

-se trece L 110kV Solex-Fundulea pe bara 2 in Solex.

2.104 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea V.**, sau a **T2 400/110kV Tulcea V.**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R5: incarcarea L 110kV din zona Dobrogea pana la 120% $I_{30^{\circ}C}$.

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R5 - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:
pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

- pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1;
- se conecteaza L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti.
- **confidential**.

2.105 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV G.lalomitei** sau a **T2 400/110kV Pelicanu**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4, R6: un regim divergent

R5: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R4, R6 - se conecteaza T 400/110kV G.lalomitei aflat in rezerva, pe bara 1 110kV G.lalomitei.

2.106 Retragerea din exploatare a **L 220kV Tr.Magurele-Craiova** si **L 220kV Isalnita-Gradiste**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: incarcarea L 220kV Isalnita-Gradiste la $110\%I_{30^{\circ}C}$ si a L 220kV Slatina-Gradiste la $102\%I_{30^{\circ}C}$.

R5: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R4 - se conecteaza L 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2. Depasirea se datoreaza productiei de **confidential** din CET Isalnita.

2.107 Retragerea din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.lalomitei** sau a **L 400kV Constanta N.-Cernavoda**, simultan cu declansarea celuiilalt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune la $158\%S_n$, a L 110kV din zona Medgidia pana la cca. $124\%I_{30^{\circ}C}$ si a CT 110kV Medgidia S.

R5: -

R6: incarcarea T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune la $169\%S_n$, a L 110kV din zona Medgidia pana la cca. $132\%I_{30^{\circ}C}$ si a CT 110kV Medgidia S.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R4, R6 - se conecteaza T 400/110kV G.lalomitei aflat in rezerva, pe bara 1 110kV G.lalomitei

- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:

pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,

pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1;

- se conecteaza T 400/110kV G.lalomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.lalomitei

- se conecteaza CT 110kV G.lalomitei;

- se conecteaza L 110kV Baltagesti-G.lalomitei;

- se deconecteaza L 110kV Constanta N.-Nazarcea;

- deficitul zonei Constanta-Medgidia-Tulcea va fi:

maxim **confidential** in **R4** (fata de deficitul initial de **confidential**)

maxim **confidential** in **R6** (fata de deficitul initial de **confidential**)

Nu se vor retrage programat nici unul din aceste doua echipamente.

2.108 Retragerea din exploatare a **L 400kV Brasov-Gutinas** sau a unuia din urmatoarele echipamente:

L 400kV L.Sarat-G.lalomitei in R4 si R6

L 400kV Buc.S.-G.lalomitei in R6

L 400kV Buc.S.-Pelicanu in R6

L 400kV G.lalomitei-Cernavoda c1 sau c2 in R6

L 400kV Pelicanu-Cernavoda in R6

L 400kV Constanta N.-Cernavoda in R6

L 400kV Tulcea V.-Tariverde in R6

L 400kV Tulcea V.-Isaccea in R6

L 400kV Rahman-Dobrudja in R6

L 400kV Stupina-Varna in R6

determina in:

R2: -

R3: -

R4: tensiuni sub limita admisibila in retea de 400kV din Moldova si Dobrogea

R5: -

R6: tensiuni sub limita admisibila in retea de 400kV si 110kV din Moldova.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R4 – La retragerea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei, postavarie, dupa declansarea L 400kV Brasov-Gutinas, bobina 400kV Smardan are conditiile de actionare. Se verifica sa fie pusa in functiune automatizarea acesteia.

La retragerea L 400kV Brasov-Gutinas se conecteaza bobina 400kV Gutinas.

Postavarie, dupa declansarea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei, bobina din Smardan are conditiile de actionare. Se verifica sa fie pusa in functiune automatizarea acesteia.

Se mentioneaza ca, in regimul R4, in zona Dobrogea sunt conectate bobinele din Smardan, Isaccea (ambele), Cernavoda (1 din 2).

R6 – La retragerea L 400kV Brasov-Gutinas:

- se conecteaza bobina 400kV din statia Gutinas;

- se deconecteaza ambele bobine din Isaccea

- se conecteaza L 110kV Rm.Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza L 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi;

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

La retragerea uneia din liniile de 400kV de mai sus:

- se comuta ploturile unitatilor de transformare din statiile Suceava, Roman N., Bacau S., Smardan, Gutinas, astfel incat sa se ridice peste 380kV nivelul tensiunii;

- grupurile in functiune in DET 1 vor produce putere reactiva corespunzator benzii secundare;

- se deconecteaza una din cele doua bobine din statia Isaccea.

Se mentioneaza ca, in regimul R6, in zona Dobrogea sunt conectate bobinele din Isaccea (ambele), Cernavoda (1 din 2).

Se mentioneaza ca nivelul cel mai scazut al tensiunilor se inregistreaza la retragerea / declansarea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei.

La retragerea acestei L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei se deconecteaza ambele bobine din Isaccea.

2.109 Retragera din exploatare a **L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei** sau a **L 400kV Brasov-Darste**, simultan cu declansarea celui alt echipament, determina in:

R2: -

R3: -

R4: -

R5: -

R6: incarcarea T 400/110kV Darste la 103%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

R6 – La retragerea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei.

La retragerea L 400kV Brasov-Darste se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, sau se poate conecta CT 110kV V.Larga.

2.110 Retragera din exploatare a **L 400kV Gutinas-Smardan** sau a unuia din echipamentele urmatoare:

L 400kV Domnesti-Brazi V. in R3 si R5

AT3 (4) 400/220kV Buc.S. in R3 si R5

AT3 400/220kV Brazi V. in R3

L 400kV Domnesti-Buc.S in R5

L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei in R5

L 400kV Buc.S.-Pelicanu in R5

L 220kV Buc.S-Fundeni c1 in R5

L 400kV Pelicanu-Cernavoda in R5

determina in:

R2: -

R3: La retragerea / declansarea **L 400kV Domnesti-Brazi V.**, incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la $103\%I_{30^{\circ}\text{C}}$;

La retragerea / declansarea **AT3 (4) 400/220kV Buc.S.**, incarcarea AT4 (3) Buc.S. la $110\%S_n$;

La retragerea / declansarea **AT3 400/220kV Brazi V.**, incarcarea L 220kV Buc.S.-Fundeni, c2 la $104\%I_{30^{\circ}\text{C}}$;

R4: -

R5: in functie de echipamentul din DET 2 care este retras / declansat, se inregistreaza depasiri in zona DET 2 si / sau pe liniile de 220kV din zona Barbosi,

R6: -

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din echipamentele respective:

Aceste masuri sunt stabilite in capitolul DET1.

DET 3

3.1 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c1 (sau c2)** simultan cu declansarea unui element din lista urmatoare si invers:

R1, R6:

- AT3 400/220 kV Arad
- liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud
- liniei 400 kV Sibiu Sud-Brasov
- liniei 400 kV Sibiu Sud-Tantareni
- liniei 400 kV Slatina-Portile de Fier
- liniei 400 kV Gutinas-Smardan
- liniei 400 kV Portile de Fier-Urechesti
- AT1 400/220 kV Portile de Fier
- AT2 400/220 kV Portile de Fier
- AT3 400/220 kV Portile de Fier
- liniei 400 kV Portile de Fier-Djerdap
- AT 400/220 kV Urechesti
- liniei 220 kV Urechesti-Targu Jiu
- liniei 220 kV Paroseni-Baru Mare
- liniei 220 kV Paroseni-Targu Jiu
- liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat
- liniei 400 kV Darte-Brazi Vest
- AT2 220/110 kV Fundeni

R4 suplimentar:

- liniei 400 kV Tantareni-Urechesti

R3, R5 suplimentar: - liniei 400 kV Arad-Mintia

- liniei 400 kV Arad-Sandorfalva
 - T 400/110 kV Arad
 - liniei 400 kV Rosiori-Gadalin
 - liniei 400 kV Iernut-Gadalin
 - liniei 400 kV Sibiu Sud-Mintia
 - liniei 400 kV Domnesti-Urechesti
 - liniei 400 kV Domnesti-Brazi Vest
 - liniei 400 kV Brasov-Bradul
 - liniei 400 kV Slatina-Bucuresti Sud
 - liniei 400 kV Tantareni-Bradul
 - liniei 220 kV Bucuresti Sud-Fundeni c1 sau c2
 - liniei 220 kV Arad-Calea Aradului
 - liniei 220 kV Dumbrava-Stejaru
 - liniei 220 kV Mintia-Timisoara
 - AT 220/110 kV Sacalaz
 - liniei 220 kV Sacalaz-Calea Aradului
 - liniei 220 kV Stejaru-Gheorgheni,
- determina in regimul:

R1 – incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) de la $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la $106\%I_{adm30^{\circ}C}$ (847 A raportat la $I_{TC}=800$ A).

R2 –

R3 – incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) de la $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la $109\%I_{adm30^{\circ}C}$ (945 A raportat la $I_{adm30^{\circ}C}=870$ A).

R4 – incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) de la $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la $105\%I_{adm30^{\circ}C}$ (846 A raportat la $I_{adm30^{\circ}C}=800$ A).

R5 – incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) de la $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la $110\%I_{adm30^{\circ}C}$ (959 A raportat la $I_{adm30^{\circ}C}=870$ A).

R6 – incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) de la $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la $108\%I_{adm30^{\circ}C}$ (866 A raportat la $I_{adm30^{\circ}C}=800$ A).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R1, R4, R6: – Incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) se incadreaza in limita curentului admisibil la $30^{\circ}C$, data de limita admisibila a conductorului activ cu sectiunea de 450 mm^2 , 870 A.

R3, R5:

Fata de masurile de la capitolul D, suplimentar se aplica urmatoarele masuri:

- se conecteaza linia 110 kV Tr. Severin-Toplest c1 in statia 110 kV Tr. Severin si CT 110kV Toplest;
- se deconecteaza liniile 110 kV Toplest-Cozla si Armenis-CFR Poarta;
- se conecteaza liniile 110 kV Otelul Rosu-Baru Mare si Otelul Rosu-Retezat cu derivatie Ruschita;
- se deconecteaza linia 110 kV Iaz-Otelul Rosu;
- se trec grupurile TH3 si TH4 din CHE Portile de Fier II (blocul 2) de pe bara 1-110 kV pe bara 2A-110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B-110kV mai raman doua grupuri (TH5, TH6, TH7, TH8)).

Dupa aplicarea acestor masuri, retragerea din exploatare a liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c1 (sau c2) sau a liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat (sau a: liniei 400 kV Sibiu Sud-Tantareni, liniei 220 kV Paroseni-Targu Jiu Nord, AT3 400/220 kV Arad), simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R3 – incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) de la $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la $103\%I_{adm30^{\circ}C}$ (892 A raportat la $I_{adm30^{\circ}C}=870$ A).

R5 – incarcarea liniei 220 kV Portile de Fier-Resita c2 (respectiv c1) de la $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la $104\%I_{adm30^{\circ}C}$ (906 A raportat la $I_{adm30^{\circ}C}=870$ A).

Curentii obtinuti se incadreaza in limita curentului admisibil la $20^{\circ}C$, data de limita admisibila a conductorului activ, cu sectiunea de 450 mm^2 , 970 A.

In calculul regimurilor zilnice a SEN, pentru reducerea unor curenti mai mari decat cei mentionati, se vor lua si alte masuri precum:

- dispecerizarea productiei din statia 400/220 kV Portile de Fier
- dispecerizarea productiei altor centrale influente.

3.2 Retragera din exploatare a AT1 400/220kV Portile de Fier 500MVA sau AT2 400/220kV Portile de Fier 500MVA simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1 – incarcarea AT3 400/220 kV 400MVA Portile de Fier la cca. $109\%S_n$, pentru o productie de 750 MW in PdFI.

R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea AT3 400/220 kV 400MVA Portile de Fier la cca. $121\%S_n$, pentru o productie de 800 MW in PdFI.

R6 – incarcarea AT3 400/220 kV 400 MVA Portile de Fier la cca. $118\%S_n$, pentru o productie de 800 MW in PdFI.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea din exploatare a unuia din AT-urile respective se dispecerizeaza logica automaticilor din statia 400/220 kV Portile de Fier.

3.3 Retragera din exploatare a liniei 400kV Slatina-Draganesti Olt (sau a T 400/110kV Draganesti Olt) sau a AT 220/110kV Gradiste aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R4, R5, R6 – ramanerea fara tensiune a statiilor 110 kV din zona Gradiste.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza AT 220/110 kV Gradiste aflat in rezerva calda.

3.4 Retragera din exploatare a **liniei 400 kV Darste-Brazi Vest** sau a **liniei 220 kV Urechesti-Targu Jiu Nord** (sau a: **liniei 400 kV Sibiu Sud-Tantareni**, **liniei 400 kV Tantareni-Urechesti**, **AT 400/220 kV Urechesti**, **AT3** (sau **AT4**) **400/220 kV Bradu**, **liniei 220 kV Paroseni-Baru Mare**, **liniei 220 kV Paroseni-Targu Jiu Nord**, **liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat**, **liniei 220 kV Bradu-Targoviste c2**), simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1, R2, R4, R6 –

R3 – incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest de la $106\%S_n$ pana la cca. $111\%S_n$.

R5 – incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest de la $102\%S_n$ pana la cca. $104\%S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

- se recomanda retragerea **liniei 400 kV Darste-Brazi Vest** la functionarea CCCC Petrom Brazi cu turbina pe gaze TG2.

- puterea produsa in CCCC Petrom Brazi care debiteaza in statia 400 kV Brazi Vest, cand **linia 400 kV Darste-Brazi Vest** declanseaza, nu trebuie sa depaseasca:

- o valoare totala maxima de 330 MW, la functionarea cu TG1 si TA;
- o valoare totala maxima de 430 MW, la functionarea cu TG2 si TA.

3.5 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin Est c1** (sau **AT1 220/110 kV Turnu Severin Est**) sau a **liniei 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin Est c2** (sau **AT2 220/110 kV Turnu Severin Est**), simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1, R2, R3, R4, R5, R6 – ramanerea fara tensiune a statiilor 110 kV din zona Turnu Severin.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea liniei 220 kV Portile de Fier-Tr. Severin Est c1 (sau AT1 220/110 kV Tr. Severin Est) se conecteaza linia 110 kV Tr. Severin Est – Toplec c1 in Tr. Severin Est si cupla 110 kV Toplec.

La retragerea liniei 220 kV Portile de Fier-Tr. Severin Est c2 (sau AT2 220/110 kV Tr. Severin Est) suplimentar se trece si AT1 200 MVA Tr. Severin Est pe B2 110 kV.

3.6 Retragera din exploatare a **AT 220/110 kV Sardanesti** sau a **AT 220/110 kV Targu Jiu Nord**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2 –

R1, R3, R4, R5, R6 – un regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza AT 220/110 kV Urechesti aflat in rezerva calda.

3.7 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Cetate c1** sau a **liniei 220kV Portile de Fier-Cetate c2**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1, R2, R3, R4, R5, R6 – ramanerea fara tensiune a statiilor 110 kV din zona Cetate-Calafat.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Calafat 110kV:

- se deconecteaza CT 110kV;
- linia 110 kV Cetate-Calafat si AT 220/110 kV Calafat in functiune pe bara B-110 kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A-110 kV;

Cetate 110kV:

- se trece linia 110 kV Basarabi-Cetate c1 pe B2-110 kV Cetate ;
- se trece consumul din B1-110 kV pe B2-110 kV Cetate;

Basarabi 110 kV:

- se conecteaza CT 110 kV;

Ostrovu Mare 110 kV:

- se trec grupurile TH3 si TH4 din CHE Portile de Fier II (blocul 2) de pe bara 1-110 kV pe bara 2A-110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B-110kV mai raman doua grupuri (TH5, TH6, TH7, TH8)).

R6 – suplimentar:

- se comuta ploturile la AT1 si AT2 400/220 kV Portile de Fier

3.8 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV Cetate** sau a **liniei 220kV Cetate-Calafat (sau AT 220/110kV Calafat)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R4, R5, R6 – ramanerea fara tensiune a statiilor 110 kV din zona Cetate-Calafat.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea din exploatare a AT 220/110 kV Calafat si a liniei 220 kV Cetate-Calafat:

Basarabi 110 kV:

- se conecteaza CT 110 kV Basarabi;

Cetate 110 kV:

- se trec liniile 110 kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110 kV Cetate;
- se trece consumul din bara 1 110 kV Cetate in bara 2 110 kV Cetate.

Suplimentar, la retragerea din exploatare a liniei 220 kV Cetate-Calafat:

- se deconecteaza AT 220/110 kV Calafat.

Suplimentar, la retragerea din exploatare a AT 220/110 kV Cetate:

Calafat 110 kV:

- se deconecteaza CT 110 kV Calafat;
- linia 110 kV Cetate-Calafat si AT Calafat in functiune pe bara B 110 kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110 kV.

Ostrovu Mare 110 kV:

- se trec grupurile TH3 si TH4 din CHE Portile de Fier II (blocul 2) de pe bara 1-110 kV pe bara 2A-110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B-110kV mai raman 2 transformatoare de bloc (TH5, TH6, TH7, TH8)).

3.9 Retragera din exploatare a **AT1 (sau AT2) 400/220 kV Slatina** sau a **AT 400/220 kV Urechesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R3, R4, R5, R6 –

R2 – incarcarea AT2 (sau AT1) 400/220 kV Slatina la cca. 103% S_n .

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2 : - postavarie, se conecteaza liniile 110 kV Caracal Vest-Jianca si Bechet-Horezu Poenari.

3.10 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2** sau a **liniei 400 kV Slatina-Bucuresti Sud (sau a AT 400/220 kV Urechesti)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. 105% $I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $102\%I_{adm30^{\circ}C}$ (respectiv la cca. $104\%I_{adm30^{\circ}C}$).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda.

R4 suplimentar:

- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti.

3.11 Retragera din exploatare a **liniei 400 kV Tantareni-Brad** (sau a **liniei 400 kV Sibiu Sud-Tantareni**) sau a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R5, R6 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda.

3.12 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Slatina-Gradiste** sau a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $130\%I_{adm30^{\circ}C}$ si CT 110 kV Craiova Nord la cca. $121\%I_{TC}$.

R6 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $127\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Pentru incadrarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 in limita curentului admisibil la $20^{\circ}C$, cu 4 cazane in CET Isalnita:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda;
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si Barbatesti-Carbunesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani;
- se conecteaza linia 110 kV Icoana-Harlesti.

Pentru temperaturi ale mediului ambiant mai mari de $20^{\circ}C$, pentru evitarea unei suprasarcini:

- se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele;

R4 – puterea maxima generata de CET Isalnita 555 MW.

R6 – puterea maxima generata de CET Isalnita 570 MW.

3.13 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1** sau a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Slatina-Gradiste la cca. $113\%I_{adm30^{\circ}C}$ si a liniei 220 kV Isalnita-Gradiste cca. $120\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniei 220 kV Slatina-Gradiste la cca. $110\%I_{adm30^{\circ}C}$ si a liniei 220 kV Isalnita-Gradiste cca. $118\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4 – Pentru incadrarea liniilor 220 kV Slatina-Gradiste si Isalnita-Gradiste in limita curentului admisibil la 20°C, cu 4 cazane in CET Isalnita:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda;
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si Barbatesti-Carbunesti.

Pentru temperaturi ale mediului ambiant mai mari de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini:

- se conecteaza CT 110 kV Dragasani;
- se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele;
- puterea maxima generata de CET Isalnita 570 MW.

R6 – Pentru incadrarea liniilor 220 kV Slatina-Gradiste si Isalnita-Gradiste in limita curentului admisibil la 20°C, cu 4 cazane in CET Isalnita:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda;

Pentru temperaturi ale mediului ambiant mai mari de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini:

- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si Barbatesti-Carbunesti.
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani;
- se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele;
- puterea maxima generata de CET Isalnita 575 MW.

3.14 Retragerea din exploatare a **AT 220/110 kV Gradiste aflat in functiune** sau a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $100\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C. Pentru temperatura mediului ambiant mai mare de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini la functionarea cu 4 cazane in CET Isalnita se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda sau AT 220/110 kV Isalnita aflat in rezerva calda.

3.15 Retragerea din exploatare a **AT 220/110 kV Craiova Nord aflat in functiune** sau a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5, R6 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $103\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C. Pentru temperatura mediului ambiant mai mare de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini la functionarea cu 4 cazane in CET Isalnita se conecteaza AT 220/110kV Craiova Nord aflat in rezerva calda.

3.16 Retragerea din exploatare a **AT 220/110 kV Isalnita aflat in functiune** sau a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4, R6 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $105\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C.

Pentru temperatura mediului ambiant mai mare de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini la functionarea cu 4 cazane in CET Isalnita se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda.

3.17 Retragerea din exploatare a liniei 220 kV Isalnita-Gradiste sau a liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $150\%I_{adm30^{\circ}C}$ si a CT 110 kV Craiova Nord la cca. $140\%I_{TC}$.

R6 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1 la cca. $149\%I_{adm30^{\circ}C}$ si a CT 110 kV Craiova Nord la cca. $134\%I_{TC}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Pentru incadrarea in limita curentului admisibil la 20°C:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda;
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si Barbatesti-Carbunesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani;
- se conecteaza linia 110 kV Icoana-Harlesti.
- se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele;

R4 – puterea maxima generata de CET Isalnita 500 MW.

R6 – puterea maxima generata de CET Isalnita 505 MW.

Pentru temperaturi ale mediului ambiant mai mari de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini:

R4 – puterea maxima generata de CET Isalnita 450 MW.

R6 – puterea maxima generata de CET Isalnita 460 MW.

3.18 Retragerea din exploatare a liniei 220 kV Slatina-Gradiste sau a liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2 la cca. $120\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2 la cca. $118\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4 – Pentru incadrarea in limita curentului admisibil la 20°C:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda;
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si Barbatesti-Carbunesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani;

Pentru temperaturi ale mediului ambiant mai mari de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini se conecteaza linia 110 kV Icoana-Harlesti.

R6 – Pentru incadrarea in limita curentului admisibil la 20°C:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda;

Pentru temperaturi ale mediului ambiant mai mari de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini:

- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si Barbatesti-Carbunesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani;
- se conecteaza linia 110 kV Icoana-Harlesti.

3.19 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Isalnita-Gradiste** sau a **liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c1**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2 la cca. $139\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniei 220 kV Isalnita-Craiova Nord c2 la cca. $137\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Pentru incadrarea in limita curentului admisibil la 20°C:

- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva calda;
- se conecteaza AT 220/110kV Gradiste aflat in rezerva calda;
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si Barbatesti-Carbunesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani;
- se conecteaza linia 110 kV Icoana-Harlesti.
- se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele;

R4 – puterea maxima generata de CET Isalnita 540 MW.

R6 – puterea maxima generata de CET Isalnita 545 MW.

Pentru temperaturi ale mediului ambiant mai mari de 20°C, pentru evitarea unei suprasarcini:

R4 – puterea maxima generata de CET Isalnita 490 MW.

R6 – puterea maxima generata de CET Isalnita 495 MW.

3.20 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Bradu-Arefu** sau a **liniei 220 kV Bradu-Stuparei**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniilor 110 kV Jiblea-Arges Sud la cca. $108\%I_{adm30^{\circ}C}$ si Valcele-Arges Sud la cca. $106\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniilor 110 kV Jiblea-Arges Sud la cca. $103\%I_{adm30^{\circ}C}$ si Valcele-Arges Sud c2 cu derivatie CHE Zigoneni la cca. $106\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti;
- se conecteaza linia 110 kV Pojaru-Berbesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani.

3.21 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Arefu-Raureni** sau a **liniei 220 kV Bradu-Stuparei**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniilor 110 kV Jiblea-Arges Sud la cca. $135\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniilor 110 kV Jiblea-Arges Sud la cca. $128\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti;
- se conecteaza linia 110 kV Pojaru-Berbesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani.

3.22 Retragerea din exploatare a **AT 220/110 kV Stuparei** sau a **AT 220/110 kV Raureni**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 ----- –

R4 – incarcarea liniilor 110 kV Jiblea-Arges Sud la cca. $135\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniilor 110 kV Jiblea-Arges Sud la cca. $128\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti;
- se conecteaza linia 110 kV Pojaru-Berbesti;
- se conecteaza CT 110 kV Dragasani.

3.23 Retragera din exploatare a **liniei 400 kV Tantareni-Urechesti** sau a **liniei 400 kV Urechesti-Portile de Fier**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6 –

R5 – incarcarea AT 400/220 kV Urechesti la cca. $102\%S_n$ si a liniei 220 kV Urechesti-Targu Jiu Nord la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- incarcarea liniei 220 kV Urechesti-Targu Jiu Nord se incadreaza in curentul limita la $20^{\circ}C$.
- se comuta ploturile la AT 400/220 kV Urechesti.

3.24 Retragera din exploatare a **AT 220/110 kV Sardanesti** sau a **liniei 400 kV Tantareni-Urechesti (sau a liniei 400 kV Sibiu Sud-Tantareni)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6 –

R5 – incarcarea liniei 220 kV Urechesti-Targu Jiu Nord la cca. $102\%I_{adm30^{\circ}C}$ (respectiv la $105\%I_{adm30^{\circ}C}$).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarea liniei 220 kV Urechesti-Targu Jiu Nord se incadreaza in limita curentului admisibil la $20^{\circ}C$.

La retragerea **AT 220/110 kV Sardanesti**:

- se conecteaza AT 220/110 kV Urechesti aflat in rezerva calda.
- se conecteaza linia 110 kV Carbunesti-Barbatesti.

La retragerea **liniei 400 kV Tantareni-Urechesti**:

- se comuta ploturile la AT 400/220 kV Urechesti.

La retragerea liniei **400 kV Sibiu Sud-Tantareni**:

- se conecteaza liniile 110 kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului.

3.25 Retragera din exploatare a **AT3 400/220 kV Bradu** sau a **AT4 400/220 kV Bradu**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R3 – incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. $107\%S_n$.

R1, R2, R4, R5, R6 –

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 – Postavarie, se conecteaza liniile 110 kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.

3.26 Retragera din exploatare a **liniei 400 kV Darste-Brazi Vest** sau a **liniei 400 kV Tantareni-Bradu**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R4, R6 –

R3 – incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. $123\%S_n$.

R5 – incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. $115\%S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 - se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu, V.Calugareasca-Urziceni, Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

- se recomanda retragerea **liniilor 400 kV Darste-Brazi Vest si Tantareni-Brad** la functionarea CCCC Petrom Brazi cu turbina pe gaze TG2.

R3 suplimentar: - puterea produsa in CCCC Petrom Brazi care debiteaza in statia 400 kV Brazi Vest, cand **linia 400 kV Darste-Brazi Vest sau linia 400 kV Tantareni-Brad** sunt retrase sau declanseaza, nu trebuie sa depaseasca:

- o valoare totala maxima de 330 MW, la functionarea cu TG1 si TA;
- o valoare totala maxima de 430 MW, la functionarea cu TG2 si TA.

DET 4

4.1 Retragera din exploatare a **T 400/110 kV Arad** sau a **AT1 220/110 kV Arad**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1, R3, R5, R6 – un regim divergent.

R2 –

R4 – tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Arad si incarcarea liniilor 110 kV Arad-CET Arad la cca. $119\%I_{adm30^{\circ}C}$ si Oradea Vest-Salonta la cca. $108\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza liniile 110 kV Fantanele-Ortisoara, Sannicolau-Lovrin;
- se verifica sa fie in functiune BC 400 kV Arad.

4.2 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Arad-Timisoara** sau a **liniei 220 kV Arad-Calea Aradului (sau a liniei 220 kV Sacalaz-Calea Aradului)**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 220 kV Arad (cca. 248 kV) si in statiile 110 kV Arad, Calea Aradului, Fantanele, Varadia, Poltura si Muresel (cca. 124 kV).

R2 –

R3 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 220 kV Arad, Calea Aradului (cca. 246 kV) si in statiile 110 kV Arad, Calea Aradului, Poltura si Muresel (cca. 124 kV).

R4 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Arad, Calea Aradului (cca. 248 kV) si in statiile 110 kV din zona Arad, Calea Aradului (cca. 124 kV).

R5 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 220 kV Arad, Calea Aradului (cca. 249 kV) si in statiile 110 kV Arad, Calea Aradului, Fantanele, Varadia, Poltura si Muresel (cca. 124 kV).

R6 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Arad (cca. 249 kV) si in statiile 110 kV Arad, Calea Aradului, Fantanele, Varadia, Poltura si Muresel (cca. 125kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se comuta ploturile AT3 400/220 kV Arad.
- se verifica sa fie in functiune BC 400 kV Arad.

4.3 Retragera din exploatare a **liniei 400 kV Rosiori-Oradea Sud** sau a **liniei 220 kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1, R2,R3, R4, R6 –

R5 – incarcarea liniei 110 kV Sibiu Nord-Orlat la cca. $102\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea din exploatare a liniei 400 kV Rosiori-Oradea Sud se deconecteaza si T 400/110kV Oradea Sud aflat in functiune si se conecteaza AT 220/110 kV Tihau aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220 kV Alba Iulia-Mintia se conecteaza liniile 110 kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii si se deconecteaza CT 110 kV Campia Turzii.

4.4 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Resita-laz c1 (sau AT1 220/110 kV laz)** sau a **AT 220/110 kV Resita aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1, R2, R3, R4, R5, R6 – ramanerea fara tensiune a statiilor 110 kV din zona Resita.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110 kV Resita aflat in rezerva calda.

4.5 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Paroseni-Targu Jiu Nord** sau a **liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R4, R5, R6 – ramanerea fara tensiune a statiilor 220kV si 110kV din zona.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza CLT 110 kV Baru Mare ca CL 110 kV intre B2A-110 kV si B2B-110 kV;
- se conecteaza liniile 110 kV Otelul Rosu-Baru Mare si Otelul Rosu-Retezat cu derivatie Ruschita;
- se trece linia 110 kV Baru Mare-Hateg pe bara B1-110 kV Baru Mare.

Aceiasi masura se aplica si la retragerea **AT 220/110kV Paroseni** sau **AT 220/110kV Baru Mare**, simultan cu declansarea celui alt element.

4.6 Retragerea din exploatare a **AT1 (sau AT2) 220/110 kV Timisoara** sau a **AT 220/110 kV Sacalaz**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1 – incarcarea AT 2 (sau AT1) 220/110 kV Timisoara la cca. $121\%S_n$.

R2 –

R3, R4 – incarcarea AT 2 (sau AT1) 220/110 kV Timisoara la cca. $126\%S_n$.

R5 – incarcarea AT 2 (sau AT1) 220/110 kV Timisoara la cca. $124\%S_n$.

R6 – incarcarea AT 2 (sau AT1) 220/110 kV Timisoara la cca. $137\%S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R1, R3, R4, R5, R6 – se conecteaza liniile 110 kV Fantanele-Ortisoara, Sannicolau-Lovrin si Timisoara-Gataia sau CL 110 kV Lugoj.

R6 suplimentar: – se conecteaza CL 110 kV Lugoj.

4.7 Retragerea din exploatare a **AT 220/110 kV Pestis aflat in functiune** sau a **AT 220/110 kV Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R5 –

R3 – incarcarea AT2 220/110 kV Mintia la cca. $105\%S_n$.

R6 – incarcarea AT2 220/110 kV Mintia la cca. $102\%S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza AT 220/110 kV Pestis aflat in rezerva calda.

4.8 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia** sau a **liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat (sau a liniei 220 kV Hasdat-Otelarie)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R4, R5, R6 –

R3 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Galceag (cca. 242 kV)

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se comuta ploturile la AT1 220/110 kV Alba Iulia aflat in functiune.

4.9 Retragerea din exploatare a **liniei 400 kV Arad-Mintia** sau a **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniilor 110 kV Brad-Vascau la cca. $105\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniilor 110 kV Mintia-Brad la cca. $115\%I_{adm30^{\circ}C}$ si Brad-Vascau la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea **liniei 400 kV Arad-Mintia:**

- se conecteaza liniile 110 kV Varadia-Campul Surduc si Fantanele-Ortisoara.

La retragerea **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud:**

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;

- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;

- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

4.10 Retragerea din exploatare a **T 400/110 kV Arad** sau a **liniei 220 kV Arad-Timisoara**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 110 kV Arad (123 kV).

R2, R3 –

R4 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 110 kV Arad (123 kV).

R5 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 110 kV Arad (123 kV).

R6 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 110 kV Arad (123 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se comuta ploturile AT3 400/220 kV Arad;

- se verifica sa fie in functiune BC 400 kV Arad.

4.11 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110 kV Arad** sau a **liniei 220 kV Arad-Timisoara (sau a liniei 220 kV Sacalaz-Calea Aradului)**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3 –

R1, R4, R5, R6 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 220 kV Arad (243 kV) si Calea Aradului (244 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se comuta ploturile la AT3 400/220 kV Arad;

- se conecteaza BC 400 kV Arad.

4.12 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Arad-Calea Aradului** sau a **AT1 220/110 kV Arad**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3 –

R4 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Arad (243 kV).

R5 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Arad (242 kV).

R6 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Arad (244 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se comuta ploturile la AT3 400/220 kV Arad;

- se verifica sa fie in functiune BC 400 kV Arad.

4.13 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Arad-Timisoara** sau a **liniei 220 kV Timisoara-Sacalaz**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3 –

R1, R4 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Arad (242 kV)

R5, R6 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 220 kV Arad si Calea Aradului (243 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se comuta ploturile AT3 400/220 kV Arad;
- se conecteaza BC 400 kV Arad.

4.14 Retragerea din exploatare a AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune sau a liniei 220 kV Alba Iulia-Mintia, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R1, R2, R3, R5 –

R4 – incarcarea liniilor 110 kV Mintia-Brad la cca. $106\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R6 – incarcarea liniilor 110 kV Mintia-Brad la cca. $119\%I_{adm30^{\circ}C}$, Vascau-Beius la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$, Bradisor-Vascau la cca. $105\%I_{adm30^{\circ}C}$. si CT 110 kV Vascau la cca. $120\%I_{TC}$,

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune

- se conecteaza AT 400/220 kV Mintia aflat in rezerva calda.

La retragerea liniei 220 kV Alba Iulia-Mintia:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

4.15 Retragerea din exploatare a liniei 400 kV Rosiori-Oradea Sud (sau T 400/110 kV Oradea Sud aflat in functiune) sau a liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud (sau a: liniei 220 kV Tihau-Salaj, AT 220/110 kV Salaj), simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R1, R2, R4 –

R3 – tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 220 kV Salaj (cca. 192 kV).

R5 – tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 220 kV Salaj (cca. 193 kV) si statia 400 kV Oradea (cca. 367 kV).

R6 – tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 220 kV Salaj (cca. 192 kV) si statia 400 kV Oradea (cca. 374 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea din exploatare a liniei 400 kV Rosiori-Oradea Sud, a liniei 220 kV Tihau-Salaj sau a AT 220/110 kV Salaj, se conecteaza AT 220/110 kV Tihau aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 400 kV Rosiori-Oradea Sud se deconecteaza si T 400/110kV Oradea Sud aflat in functiune.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Tihau-Salaj se deconecteaza si AT 220/110kV Salaj.

La retragerea din exploatare a T 400/110 kV Oradea Sud aflat in functiune se pune in functiune T 400/110 kV Oradea Sud aflat in rezerva calda.

Se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

4.16 Retragerea din exploatare a AT1 220/110 kV Timisoara sau a AT2 220/110 kV Timisoara, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R1 – incarcarea AT 220/110 kV Sacalaz la cca. $121\%S_n$.

R2 –

R3, R4 – incarcarea AT 220/110 kV Sacalaz la cca. $127\%S_n$.

R5 – incarcarea AT 220/110 kV Sacalaz la cca. $126\%S_n$.

R6 – incarcarea AT 220/110 kV Sacalaz la cca. $138\%S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza liniile 110 kV Fantanele-Ortisoara, Sannicolau-Lovrin si Timisoara-Gataia sau CL 110 kV Lugoj.

R6 suplimentar:

- se conecteaza CL 110 kV Lugoj.

4.17 Retragerea din exploatare a **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud** sau a **liniei 400 kV Arad-Nadab (sau a: liniei 400 kV Nadab-Bekescsaba, AT1 220/110 kV Arad, liniei 220 kV Hasdat-Otelarie, liniei 400 kV Portile de Fier-Djerdap, liniei 400 kV Tantareni-Kozlodui)**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5 –

R6 – incarcarea liniei 110 kV Mintia-Brad de la cca. $100\%I_{adm30^{\circ}C}$ pana la cca. $104\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 110 kV Mintia-Brad se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C.

La retragerea liniei 400 kV **Iernut-Sibiu Sud**:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

4.18 Retragerea din exploatare a **liniei 400 kV Iernut-Gadalín** sau a **liniei 400 kV Arad-Nadab (sau a: liniei 400 kV Arad-Mintia, liniei 400 kV Nadab-Bekescsaba, AT1 220/110 kV Arad, liniei 400 kV Portile de Fier-Djerdap, liniei 220 kV Paroseni-Targu Jiu Nord, liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat)**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5 –

R6 – incarcarea AT1 400/220 kV Iernut de la cca. $100\%S_n$ pana la cca. $106\%S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Postavarie, se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

4.19 Retragerea din exploatare a **AT 220/110 kV Mintia aflat in functiune** sau a **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R1- tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV Sibiu Sud si Mintia (420 kV).

R2, R3, R4, R5 –

R6 – incarcarea liniei 110 kV CFR Deva-Pestis la cca. $102\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R1:- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Mintia.

R5:- La retragerea **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud**:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;

-se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
-se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.
La retragerea AT 220/110 kV Mintia aflat in functiune:
- se conecteaza AT 220/110 kV Mintia aflat in rezerva calda.

4.20 Retragera din exploatare a **AT3 400/220 kV Arad** sau a **AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4 –

R1, R5, R6 – tensiuni mai mari decat limita maxima admisibila in statiile 400 kV Arad, Nadab. Mintia (423kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

La retragerea **AT 400/220 kV Mintia** aflat in functiune se conecteaza AT 400/220 kV Mintia aflat in rezerva calda.

La retragerea **AT3 400/220 kV Arad** se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Arad.

4.21 Retragera din exploatare a **T 400/110 kV Arad** sau a **AT3 400/220 kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R5 – tensiuni mai mari decat limita maxima admisibila in statiile 400 kV Arad, Nadab (422 kV).

R1, R6 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV Arad si Nadab (421kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se verifica sa fie in functiune BC 400 kV Arad.

4.22 Retragera din exploatare a **AT1 220/110 kV Arad** sau a **AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune (sau a: liniei 220 kV Resita-Timisoara, AT 220/110 kV Resita aflat in functiune, liniei 220 kV Timisoara-Sacalaz, AT1 220/110 kV Iaz, AT 220/110 kV Baru Mare, liniei 220 kV Hasdat-Otelarie)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5 –

R6 – tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 220 kV Arad (244 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se comuta ploturile la AT3 400/220 kV Arad;

- se verifica sa fie in functiune BC 400 kV Arad.

4.23 Retragera din exploatare a **AT 400/220 kV Mintia** aflat in functiune sau a **liniei 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5 –

R6 – incarcarea liniilor 110 kV Mintia-Brad la cca. $111\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4:

La retragerea **AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune:**

- se conecteaza AT 400/220 kV Mintia aflat in rezerva calda.

La retragerea **liniei 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia:**

-se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;

-se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;

-se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

4.24 Retragerea din exploatare a **liniei 400 kV Arad-Mintia** sau a **liniei 220 kV Alba Iulia- Mintia**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1, R2, R3, R4, R6 –

R5 – incarcarea liniei 110 kV Sibiu Nord-Orlat la cca. $102\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 110 kV Sibiu Nord-Orlat (496 A) se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C (530 A), dar depaseste limita curentului admisibil la 30°C (485 A).

La retragerea **liniei 220 kV Alba Iulia- Mintia:**

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

4.25 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat (sau a liniei 220 kV Paroseni-Targu Jiu Nord)** sau a **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R6 –

R5 – incarcarea liniei 110 kV Sibiu Nord-Orlat la cca. $102\%I_{adm30^{\circ}C}$ (respectiv la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 110 kV Sibiu Nord-Orlat (496 A) se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C (530 A), dar depaseste limita curentului admisibil la 30°C (485 A).

La retragerea **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud:**

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

La retragerea **liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat (sau a liniei 220 kV Paroseni-Targu Jiu Nord):**

- se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV între B2A-110kV si B2B-110kV, liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare.

4.26 Retragerea din exploatare a **AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune** sau a **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R1 – tensiuni mai mari decat limita maxima admisibila in statiile 400 kV Mintia si Sibiu sud (420 kV).

R5 – incarcarea liniei 110 kV Sibiu Nord-Orlat la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$.

R2, R3, R4 –

R6 – incarcarea liniei 110 kV Mintia-Brad la cca. $109\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 110 kV Sibiu Nord-Orlat (490 A) se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C (530 A), dar depaseste limita curentului admisibil la 30°C (485 A).

La retragerea **liniei 400 kV Iernut-Sibiu Sud:**

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

La retragerea **AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune:**

- se conecteaza AT 400/220 kV Mintia aflat in rezerva;
- se verifica sa fie in functiune BC 400 kV Mintia.

4.27 Retragerea din exploatare a **liniei 220 kV Resita-Timisoara c1 (sau c2)** sau a **liniei 220 kV Baru Mare-Hasdat (sau a liniei 400 kV Sibiu Sud-Tantareni)**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R6 –

R5 – incarcarea liniei 220 kV Resita-Timisoara c2 (respectiv c1) la cca. $101\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

Incarcarea liniei 220 kV Resita-Timisoara (808 A) se incadreaza in limita curentului admisibil la 20°C (890 A), dar depaseste limita curentului admisibil la 30°C (800 A).

La retragerea **liniei 220 kV Resita-Timisoara c1 (sau c2):**

- se conecteaza linia 100 kV Timisoara-Gataia.

La retragerea **220 kV Baru Mare-Hasdat:**

- se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B2B-110kV, liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare.

La retragerea liniei **400 kV Sibiu Sud-Tantareni:**

- se conecteaza liniile 110 kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului.

DET 5

5.1 Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **AT1 400/220kV Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 110%Sn.

R4: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 104%Sn.

R5: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 138%Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din sectiunea S4.

R5: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 124%Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din sectiunea S4.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

Incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 108%Sn.

Postvarie, pentru descarcarea T 400/110 kV Cluj Est sub 100%Sn se reduce deficitul sectiunii S4 sub 750MW.

5.1-1 Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 400kV Iernut-Gadalina (sau linia 400kV Brasov-Gutinas sau linia 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia)**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut pana la cca. 106%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a AT 400/220kV Rosiori sau a liniei 400kV Iernut-Gadalina sau a liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia:

- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni

5.2 Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 118% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Sebes-Petresti la cca. 107% $I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$ si incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 107%Sn .

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

5.3 Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 400kV Cluj Est-Gadalin**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4: —

R5: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 106%Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din sectiunea S4.

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut pana la cca. 109%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

5.4 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3, R4, R5, R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

- se reduce deficitul sectiunii S4 sub 650MW.

R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

- se reduce deficitul sectiunii S4 sub 680MW.

5.5 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei 400kV Iernut-Gadalin**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 110%Sn.

R4: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 106%Sn.

R5: regim divergent.

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 117%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

5.6 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 116% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Sebes-Petresti la cca. 104% $I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- R5** - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
 - se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
 - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

5.7 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4: —

R5, R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5, R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Rosiori-Mukacevo:

- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Gheorgheni aflat in rezerva.

5.8 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Gadalina** sau a **AT1 400/220kV Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 105%Sn.

R5: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 117%Sn.

R6: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 105%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

5.9 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud** sau a **liniei 400kV Sibiu Sud-Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 129% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Sebes-Petresti la cca. 117% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si a liniei 220kV Urechesi -Tg.Jiu la cca. 104% $I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.
- se reduce deficitul sectiunii S4 sub 600MW.

5.10 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud** sau a **T4 400/110kV Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniei 110kV Fagaras-Hoghiz la cca. 108% $I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$ si a liniei 220kV Alba Iulia - Mintia la cca. 104% $I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.
- se urmareste ca deficitul zonei delimitata de T4 400/110kV Sibiu S., L 110kV Alba Iulia-Sebes c1 si c2, Barabant-Sebes, Copsa Mica-Medias, Fagaras-Hoghiz, Orastie-Sibot, Dumbrava-CHE Lotru cu derivatie Jidoaia sa nu depaseasca 170 MW astfel incat la declansari de echipamente din RET sau RED sa nu se depaseasca curentul admisibil pe linia 110kV Fagaras-Hoghiz.

5.10-1 Retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud (sau AT1 400/220kV Iernut) sau a liniei 400kV Brasov-Gutinas, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: -

R6: incarcarea liniei 110 kV Mintia-Brad pana la cca. 108% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zonele Suceava si Miercurea Ciuc.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6: La retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud:

- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni

5.11 Retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud sau a liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea liniilor 110kV Mintia-Brad la cca. 111% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Brad-Vascau la cca. 111% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea liniilor 110kV Mintia-Brad la cca. 121% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Brad-Vascau la cca. 122% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Vascau-Beius la cca. 103% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniei 110kV Mintia-Brad la cca. 106% $I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$.

R6: incarcarea liniei 110kV Mintia-Brad la cca. 132% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

5.12 Retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud sau a liniei 220kV Alba Iulia-Mintia, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 117% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Orlat-Petresti la cca. 105% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 109% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Mintia-Brad la cca. 112% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Brad-Vascau la cca. 113% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 184% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Orlat-Petresti la cca. 172% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Sibiu Nord-Sibiu Sud la cca. 122% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Mintia-Brad la cca. 112% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din sectiunea S4.

R6: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 121% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Orlat-Petresti la cca. 109% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Mintia-Brad la cca. 124% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Vascau-Brad la cca. 109% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.
- se reduce deficitul sectiunii S4 sub 570MW.

5.13 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Sibiu Sud (sau AT1 400/220kV Iernut)** sau a **AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3, R4, R5, R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Iernut-Sibiu sau a AT1 400/220kV Iernut:
- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.
La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Gheorgheni aflat in rezerva.

5.14 Retragera din exploatare a **AT1 400/220kV Iernut** sau a **liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4: —

R5: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 103%Sn.

R6: incarcarea T 400/110 kV Cluj Est la cca. 102%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

5.14-1 Retragera din exploatare a **AT1 400/220kV Iernut** sau a **liniei 220kV Cluj Floresti-Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Reghin.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

5.15 Retragera din exploatare a **AT1 400/220kV Iernut** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 123% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Orlat-Petresti la cca. 111% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si a T 400/110 kV Cluj Est la cca. 111%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

5.16 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Gadalín** sau a **liniei 400kV Sibiu Sud-Mintia**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R4: —

R3: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 104%Sn.

R5: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 104%Sn.

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 102%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

5.16-1 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Gadalín** sau a **T4 400/110kV Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 104%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

5.17 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Gadalín** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R5: —

R4: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 106%Sn.

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 115%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4 La retragera din exploatare a liniei 400kV Iernut-Gadalín:

- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

La retragera din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas postavarie dupa declansarea a liniei 400kV Iernut-Gadalín pentru decarcarea AT1 400/220 kV Iernut se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj.

R6 La retragera din exploatare a liniei 400kV Iernut-Gadalín:

- se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalín, Oradea Sud.

La retragera din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.
 - se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.
 - se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 480MW.
- Postvarie dupa declansarea a liniei 400kV Iernut-Gadalin pentru decarcarea AT1 400/220 kV Iernut, se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj.

5.18 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Gadalin** sau a **liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 108%Sn.

R4: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 109%Sn.

R5: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 103%Sn.

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 117%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

5.19 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Iernut-Gadalin** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3: —

R4: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 102%Sn.

R5: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 106%Sn si a liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 119% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Orlat-Petresti la cca. 107% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea AT1 400/220 kV Iernut la cca. 111%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

5.20 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Sibiu Sud-Brasov** sau a **liniei 400kV Sibiu Sud-Tantareni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 220kV Urechesti -Tg.Jiu la cca. 117% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Paroseni-Tg. Jiu la cca. 109% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Paroseni-Baru Mare la cca. 106% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Baru Mare-Hasdat la cca. 108% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si a liniei 110kV Fagaras -Hoghiz la cca. 119% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

- se conecteaza linia 110kV Barbatesti-Carbunesti.

- se conecteaza linia 110kV Fagaras pe bara 1-110kV in statia Hoghiz;

- se comuta ploturile AT 3 si AT4 400/220kV Bradu (pl.19)

- se comuta plotul AT 400/220kV Urechesti (pl.7)

Cu masurile de mai sus, se incarca liniile 220kV Paroseni-Tg. Jiu la cca. 108% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Paroseni-Baru Mare la cca. 105% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Baru Mare-Hasdat la cca. 107% $I_{adm.30^{\circ}C}$, incarcari care sunt sub limita $I_{adm.20^{\circ}C}$.

5.21 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Sibiu Sud-Tantareni** sau a **liniei 400kV Darste-Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. 109%Sn.

R5: incarcarea liniei 220kV Urechesi-Tg.Jiu la cca. 101% $I_{adm.30^{\circ}C} < I_{adm.20^{\circ}C}$ si a AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. 101%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3— postavarie, pentru descarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

R5 se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

5.22 Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV Sibiu Sud** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniei 110kV Fagaras -Hoghiz la cca. 128% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

5.23 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Brasov-Gutinas** sau a **liniei 400kV Darste-Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R4, R6: —

R3: incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. 107%Sn.

R5: incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. 104%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R5 – postavarie, pentru descarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

5.24 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Brasov-Gutinas** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R5: —

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 111%Sn.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 124%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas postavarie dupa declansarea a liniei 220kV Fantanele-Ungheni pentru decarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

R6 La retragerea din exploatare a liniei 400kV Brasov-Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 480MW.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110 kV Ungheni.

5.24-1 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Brasov-Brad** sau a **liniei 400kV Brasov-Darste**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea T 400/110 kV Darste la cca. 112%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 - se conecteaza CT 110kV Valea Larga.

5.25 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Brasov** sau a **T2 400/110kV Brasov**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Brasov.

R3: incarcarea T 400/110 kV Darste la cca. 100% Sn.

R4: —

R5: incarcarea T 400/110 kV Darste la cca. 105% Sn.

R6: incarcarea T 400/110 kV Darste la cca. 106% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R5, R6 – se conecteaza CT 110kV Valea Larga.

5.26 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Brasov** sau a **T2 400/110kV Darste**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea T2 400/110 kV Brasov la cca. 100% Sn si a liniei 110kV Brasov-Darste la cca. 161% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea liniei 110kV Brasov-Darste la cca. 158% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R5: incarcarea T2 400/110 kV Brasov la cca. 104% Sn si a liniei 110kV Brasov-Darste la cca. 165% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea T2 400/110 kV Brasov la cca. 106% Sn si a liniei 110kV Brasov-Darste la cca. 177% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 – se conecteaza CT 110kV Valea Larga si CTA 110kV Brasov.

5.27 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Brasov-Darste** sau a **T2 400/110kV Darste**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R4, R5, R6: —

R3: incarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest la cca. 106%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 – postavarie, pentru descarcarea AT3 400/220 kV Brazi Vest se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

5.28 Retragera din exploatare a **T2 400/110kV Brasov** sau a **T2 400/110kV Darste**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea T1 400/110 kV Brasov la cca. 100% Sn si a liniei 110kV CET Brasov-Darste la cca. 105% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea liniei 110kV CET Brasov-Darste la cca. 102% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R5: incarcarea T1 400/110 kV Brasov la cca. 104% Sn si a liniei 110kV CET Brasov-Darste la cca. 106% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea T1 400/110 kV Brasov la cca. 106% Sn si a liniilor 110kV CET Brasov-Darste la cca. 112% $I_{adm.30^{\circ}C}$, CET Brasov-Brasov la cca. 108% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 – se conecteaza CT 110kV Valea Larga.

5.29 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Baia Mare** sau a **AT2 220/110kV Baia Mare**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: —

R3, R4, R5, R6: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Baia Mare.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 – se conecteaza CT 110kV Baia Mare3 si linia 110kV Baia Mare3-Baciu.

5.30 Retragerea din exploatare a a **liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. $106\% I_{adm,30^{\circ}C}$.

R3, R4: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Alba Iulia.

R5: regim divergent

R6: —

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2, R3, R4 - se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii.

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

5.31 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Cluj Floresti-Iernut** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniei 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. $112\% I_{adm,30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

5.32-1 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** sau a **AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. $108\% S_n$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza linia Tusnad-V. Crisului, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Gheorgheni aflat in rezerva.

5.32 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** sau a **AT3 220/110kV Iernut**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R5: —

R3: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. $118\% S_n$.

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. $138\% S_n$.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. $152\% S_n$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza linia Tusnad-V. Crisului. Postvarie dupa declansarea AT 220/110kV Iernut, pentru descarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni.

La retragerea din exploatare a AT3 220/110kV Iernut se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni.

R4, R6 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza linia Tusnad-V. Crisului, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni. La retragerea din exploatare a AT3 220/110kV Iernut se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni.

5.33 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** sau a **AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R5: —

R3: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 113%Sn.

R4: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 131%Sn.

R6: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 149%Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza linia Tusnad-V. Crisului.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

R4, R6 La retragerea din exploatare a liniei 220kV Fantanele-Ungheni se conecteaza linia Tusnad-V. Crisului, se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni. La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

5.34 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Fantanele** sau a **AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 120% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 117% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

R5: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 102% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 127% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Fantanele se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se conecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Gheorgheni aflat in rezerva.

5.35 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Fantanele** sau a **AT3 220/110kV Iernut**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R5: —

R3: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 135% Sn.

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 138% Sn.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 151% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R6 La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Fantanele se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a AT3 220/110kV Iernut se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni.

5.36 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Fantanele** sau a **AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R5: —

R3: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 134% Sn.

R4: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 136% Sn.

R6: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 154% Sn, a liniei 110kV CIC-Ungheni la cca. 108% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Reghin.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R6 La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Fantanele se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

5.37 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia** sau a **liniei 400kV Cluj Est-Gadalin**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R6: —

R5: incarcarea liniilor 110kV Sibiu Nord-Orlat la cca. 124% $I_{adm.30^{\circ}C}$, Orlat-Petresti la cca. 112% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R5 - se conecteaza liniile 110kV Salonta-Chisinau Cris, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;

- se conecteaza CT 110kV Vascau si CT 110kV Hoghiz;

- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalin, Oradea Sud.

5.38 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune** sau a **AT3 220/110kV Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R5: —

R3: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 102% Sn.

R4: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 108% Sn.

R6: incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 110% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R6 La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Gheorgheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a AT3 220/110kV Iernut se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni.

5.39 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune** sau a **AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea AT 220/110kV Fantanele la cca. 108% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

R4: incarcarea AT 220/110kV Fantanele la cca. 101% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

R5: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

R6: incarcarea AT 220/110kV Fantanele la cca. 116% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Gheorgheni.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Gheorgheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Gheorgheni aflat in rezerva.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

5.40-1 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Iernut-Ungheni c1 (sau c2)** sau a **AT3 220/110kV Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2, R3, R4, R5: —

R6: incarcarea liniei 220kV Iernut-Ungheni c2, respectiv c1 la cca. 109% $I_{adm.30^{\circ}C}$

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R6 La retragerea din exploatare a AT3 220/110kV Iernut:

- se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni;

- se conecteaza L 110 kV Tusnad-V. Crisului.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Iernut-Ungheni c1 (sau c2) - se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj.

5.40 Retragera din exploatare a **AT3 220/110kV Iernut** sau a **AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: —

R3: incarcarea AT 220/110kV Fantanele la cca. 142% Sn si a liniei 110kV Fantanele-Corunca la cca. 145% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R4: incarcarea AT 220/110kV Fantanele la cca. 143% Sn, a liniei 220kV Fantanele-Ungheni la cca. 105% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si a liniei 110kV Fantanele-Corunca la cca. 146% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R5: incarcarea liniei 220kV Fantanele-Ungheni la cca. 106% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

R6: incarcarea AT 220/110kV Fantanele la cca. 161% Sn, a liniei 220kV Fantanele-Ungheni la cca. 120% $I_{adm.30^{\circ}C}$ si a liniei 110kV Fantanele-Corunca la cca. 164% $I_{adm.30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 La retragerea din exploatare a AT3 220/110kV Iernut se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Ungheni.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

5.41 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Alba Iulia** sau a **AT2 220/110kV Alba Iulia**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: —

R3, R4, R5, R6: regim divergent.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4, R5, R6 - se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj.

5.42 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Iernut-Ungheni c1** sau a **liniei 220kV Iernut-Ungheni c2**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2, R5: —

R3: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 109% Sn.

R4: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 128% Sn.

R6: incarcarea AT3 220/110kV Iernut la cca. 146% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R3, R4 - se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj.

R6 - se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii, Tauni-Blaj, Tusnad-V. Crisului.

3.3.5. Analiza factorului de influenta a unei contingente externe asupra SEN

Fiecare OTS este obligat sa convina bilateral si regional cu OTS-urile vecine: aria de observabilitate, lista de contingente simple si lista de contingente exceptionale. Aceasta obligatie este stipulata in standardele din Politica 3 (din Manualul de Operare al ENTSO-E).

Intre Transelectrica si vecini sunt incheiate conventii de exploatare ce contin lista de contingente simple si exceptionale precum si aria de observabilitate.

Studiul si-a propus, prin tema, sa verifice si sa actualizeze pe baza de calcul lista de contingente simple in regimul de baza pentru iarna 2013-2014.

R3 este regimul de baza pentru care in tabelul 3.6 sunt prezentate valorile factorului de influenta datorat unei declansari din reseaua externa asupra circulatiei de putere pe elementele (LEA/AT/T) din RET intern in conditiile unei retrageri din exploatare a unui element intern.

Politica 3 indica formula factorului de influenta a unei linii externe r asupra unei linii din zona de responsabilitate (Anexa 3 din Politica 3 din Manualul de Operare al ENTSO-E).

Aceasta este :

$$F_r^t = \left(\frac{P_{n-1}^t - P_n^t}{P^r} * 100 \right)$$

F_r^t : factorul de influenta al unui element extern r asupra unui element t din zona de responsabilitate;

t : linia din zona de responsabilitate pe care se observa diferenta de putere activa;

P_{n-1}^t : puterea activa care circula prin elementul t cand elementul r este deconectat;

P_n^t : puterea activa care circula prin elementul t cand elementul r este conectat;

P^r : puterea activa care circula prin elementul r.

Tabel 3.6 confidential

Analiza factorului de influenta a unei contingente externe asupra SEN, prezentat in tabelul 3.6, are drept scop determinarea listei liniilor cu influenta in interconexiune asupra ariei de responsabilitate (a CNTEE Transelectrica SA), care se va discuta in sedinta anuala de coordonare regionala a retragerilor din exploatare in interconexiune.

3.4. confidential

3.5 CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)

3.5.1 NTC indicative negarantate

3.5.1.1 NTC maxime negarantate, pentru topologie normala

Pentru evaluarea preliminara a sigurantei alimentarii in iarna 2013-2014 in cadrul ENTSO-E au fost calculate capacitatile nete de schimb totale intre Romania si reseaua europeana continentală sincrona in schema normala, pentru SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona prin L400kV Portile de Fier-Djerdap, 1cTantareni-Kozlodui, Rahman-Dobrudja, Stupina-Varna, Arad-Sandorfalva, Nadab-Bekecsaba (+ Arad-Nadab), Rosiori-Mukacevo.

S-a verificat criteriul N-1 si s-au determinat limitele impuse de echipamente si de reglajele protectiilor/automaticilor in functiune, in SEN si interfata de interconexiune.

Contingentele critice si elementele limitatoare sunt indicate in tabelul de mai jos:

	Declansare	Limita de incarcare:
Export RO	LEA 400kV Tantareni-Kozlodui	LEA400kV Portile de Fier-Djerdap; 100% TC PdFier
	1c 220kV Portile de Fier-Resita	c2 220kV Portile de Fier-Resita 110% TC
Import RO	LEA 400kV Tantareni-Kozlodui	LEA400kV Portile de Fier-Djerdap; 100% TC PdFier
	LEA400kV Portile de Fier-Djerdap	AT400/220kV Arad 100%
	LEA 400kV Rosiori-Mukacevo	LEA110kV CET Arad –Sofronea 100%

S-a considerat TRM de export/import in interfata Romaniei 400/400MW pentru calculul capacitatilor nete de schimb totale in interfata Romaniei.

Pe baza calculelor au rezultat pentru iarna 2013-2014 urmatoarele valori **NTC totale maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN:**

RO export NTC 2300 MW

RO import NTC 1500 / 2100 MW fara / cu deficit constant in S4

Acestor valori NTC in interfata le corespund valorle NTC bilaterale agregabile in interfata SEN de mai jos:

RO=>HU 800 MW

HU=>RO 500 / 700 MW

RO=>RS 700 MW

RS=>RO 350 / 550 MW

RO=>BG 650 MW

BG=>RO 500 / 550 MW

RO=>UA 150 MW

UA=>RO 150 / 300 MW

Se poate observa:

- Cresterea NTC maxim indicativ de export datorita factorilor sezonieri si specifici :
 - trecerea la reglaje de iarna la protectiile din Serbia;
 - cresterea productiei eoliene in sud-est-ul SEN, determinand redistribuirea circulatiilor pe LEA de interconexiune;
 - circulatii paralele N->S mai mici pe modelul sezonier ENTSO-E pentru iarna 2013-2014, determinand descarcarea granitelor cu Serbia si Bulgaria;
- Aceeasi valoare NTC de import mica ca in iarna 2012-2013 pentru functionare cu productie scazuta/zero in CTE Iernut din motive economice si cu deficit la limita de putere admisibila in zona de nord, dar o valoare NTC de import semnificativ mai mare daca se mentine acelasi deficit in S4 ca in regimul de baza (160MW productie CTE Iernut).

Se subliniaza faptul ca aceste valori sunt calculate in cele mai optimiste ipoteze, dar depind de calitatea prognozei productiei si schimburilor intern si la nivel european.

Valorile NTC maxime indicative se pot utiliza si pentru definirea valorilor NTC plafon pentru licitatiile lunare in anul urmator acolo unde acordurile bilaterale includ aceste valori ; pentru import se recomanda valorile NTC obtinute considerand deficit constant in zona S4.

3.5.1.2 NTC anuale prognozate indicative pentru 2014

Pe site-ul Transelectrica se publica valorile NTC prognozate pentru urmatoarele 12 luni pe baza valorilor medii lunare ale NTC calculate pentru ultimele 12 luni si a prognozei privind viitoare puneri in functiune. (Anexa 3.11.1)

Dupa primirea unor informatii privind punerea in functiune a LEA 400kV Nadab-Oradea, valorile NTC de import pentru lunile ulterioare vor fi ajustate corespunzator unei cresteri de cca 300MW a NTC de import in interfata Romaniei.

In cadrul grupului ENTSO-E CMMI se vor publica valori anuale prognozate pentru anul 2014 bazate pe valorile NTC lunare minime publicate in 2013.

3.5.2 NTC anuale ferme pentru 2014

Conform acordurilor bilaterale incheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR, EMS, ESO EAD), se furnizeaza pentru utilizare comerciala NTC anuale ferme (=ATC anuale), garantate pentru toate programele de reparatii anuale coordonate convenite in SEN si interconexiune.

Tinand seama de :

- necesitatea furnizarii NTC anuale ferme inaintea elaborarii planului de retrageri anual al SEN si a planurilor de retragere coordonata in interconexiune;
- reprogramarea retragerilor pe parcursul anului;
- incertitudini legate de prognoza productiei in puncte cheie care afecteaza valorile NTC (CHE Portile de Fier+Djerdap, etc);
- incertitudini legate de reglaje de protectii pe LEA 400kV din sisteme vecine care pot afecta valorile NTC

NTC anuale ferme se estimeaza :

- pe baza experientei anului curent si anterior privind programele simultane de reparatii in interconexiune si a posibilitatilor de schimb si a celor mai mici valori NTC lunare ferme obtinute in ultimele 12 luni.
- efectuand si calcule suplimentare, numai daca sunt prevazute:
 - programe de re tehnologizare in anul urmator care pot duce la valori NTC ferme mai mici;

- puneri in functiune semnificative (linii si statii de interconexiune, etc) in intervalul intre estimarea NTC anuale si inceperea anului urmator care pot duce la cresterea valorilor NTC.

Pentru anul 2014 se iau in considerare cu prioritate valorile minime din profilele NTC publicate pentru licitatie lunare in 2012-2013 (Anexa 3.11.2):

Granita	NTC lunare minime nov.2012-oct.2013
RO=>HU	250
HU=>RO	200
RO =>RS	200
RS =>RO	150
RO =>BG	100
BG =>RO	200
RO =>UA	50
UA =>RO	50

Trebuie luat in considerare si ca:

- recesiunea economica a determinat reducerea unor tranzactii externe si a circulatiilor paralele generate, cu efect pozitiv dar temporar asupra valorilor minime;
- este de dorit sa existe o capacitate disponibila la toate licitatiile lunare.

Tinand seama de cele de mai sus, se propun pentru anul 2014 urmatoarele valori **NTC anuale ferme**:

Granita	NTC anuale ferme anul 2014
Romania → Ungaria	200
Ungaria → Romania	150
Romania → Serbia	150*
Serbia → Romania	100*
Romania → Bulgaria	100
Bulgaria → Romania	150
Romania → Ucraina de V	50*
Ucraina de V → Romania	50*
Romania Export	500
Romania Import	450

* Acolo unde intre parteneri exista o singura linie de granita, NTC anual ferm este garantat numai atat timp cat linia este in functiune.

3.5.3 NTC lunare/sublunare ferme

NTC lunare ferme pe granite se calculeaza lunar cu metodologia de calcul dezvoltata la SPO/DEN pe baza recomandarilor ENTSO-E privind schimburile interdependente in retele buclate: NTC bilaterale se determina coordonat prin calculul unor NTC compozite in interfata de interconexiune a SEN si in alte interfete utilizate in comun cu partenerii, principiu convenit cu toti partenerii.

Pentru fiecare luna, SPO+BPSN/DEN calculeaza si furnizeaza pentru piata in luna anterioara valori NTC ferme pe granite bilaterale, utilizabile simultan in intreaga interfata de interconexiune a SEN in conditii de siguranta, luand in considerare:

- programele de reparatii pentru luna respectiva; prognoza de productie si consum;schimburile prognozate;
- reglajul protectiilor si al automaticilor in functiune;
- NTC anuale ferme, eliminarea efectului soldarii;
- utilizarea comuna a interfetelor, scenariii de schimb pesimiste cu alocari succesive pe mai multe granite;
- masuri operative preventive/ postavarie.

Calculul NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane si succesive, cu o rezolutie la nivel de saptamana/zi care permite utilizarea in licitatile cu o zi inainte si in aceeasi zi.

In functie de actualizarea informatiilor privind desfasurarea programelor de retrageri, in cazul unor modificari semnificative valorile NTC pot fi recalulate si armonizate la nivel de subperioade. Capacitatile suplimentare se pot aloca in licitatile comune zilnice si intra-zi pe granitele cu Ungaria, Serbia si Bulgaria.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru octombrie 2013 sunt prezentate in Anexa 3.11.3. Existenta in aceeaasi luna a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzand seturi de valori ferme.

4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE

Determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice

Conditii generale

S-au verificat limitele de stabilitate statica si respectarea criteriului de siguranta (N-1) pentru sectiunile caracteristice S1, S2, S3, S4, S5 si S6.

Pentru toate sectiunile s-a considerat functionarea interconectata a SEN cu reseaua europeana continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

Calculul s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 (varf) si R2 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statica in schema de durata in cazul declansarii unui element din zona care afecteaza sectiunea, si respectarea criteriului de siguranta.

Inrautatirea regimurilor pentru incarcarea sectiunii s-a facut prin incarcarea/conectarea grupurilor din zona excedentara si descarcarea/deconectarea grupurilor si cresterea consumului in zonele deficitare.

In tabelele 1÷6 din Anexa 4.1-4.6 sunt prezentate in detaliu rezultatele calculului pentru diferite scenarii, cuprinzand puterea limita de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezerva normata $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ si puterile admisibile.

In regimurile pentru care este respectata rezerva normata in sectiune dar tensiunile in retea sau circulatiile de curenti pe elementele retelei se situeaza in afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibila P_{adm} in sectiune in ultimul regim in care se respecta restrictiile legate de nivelul de tensiune si limitele de incarcare a elementelor retelei. Pentru scenariile in care declansarea unei linii conduce la variatia substantiala a pierderilor in retea, s-au dat valori pentru puterea admisibila prin sectiune in regimul care **urmeaza dupa declansare (a)** si in **regimul anterior declansarii** unui element (**b**), in forma **a / b**.

In sectiunile S1, S2, S3, S4 si S6 valorile puterilor cu rezerva normata si cele admisibile s-au dat atat pentru intreaga sectiune ($\sum P_{L(400+220+110)kV}$), cat si pentru cea vizibila, formata doar din liniile de transport ($\sum P_{L(400+220)kV}$), acestea din urma incluzand si liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

Valorile indicate in tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim si unei structuri de grupuri in functiune data in anexa 2.3.5. Aceste valori se pot modifica in cazul in care apar retrageri suplimentare de linii in cadrul SEN sau se functioneaza cu o alta repartitie a puterilor produse. Aceste modificari sunt necesar a fi analizate la programarea regimurilor.

Avand in vedere ca in SEN nu exista dispozitive care sa limiteze automat puterea intr-o sectiune la declansarea unui element, la programarea regimurilor se va considera ca putere admisibila de functionare cea mai mica putere admisibila de calcul rezultata pentru schema de durata si ca urmare a unei contingente simple. Puterile admisibile de functionare vor fi introduse in calculatorul de proces ca puteri orientative pentru supravegherea on-line a SEN.

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

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

Calculul pentru toate sectiunile s-a efectuat in regimul de baza cu luarea in considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

- S-a considerat balanta de productie cu U1 si U2 CNE Cernavoda in functiune.

4.1 Sectiunea S1

Excedentul initial al sectiunii este de cca. 1928 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea ambelor circuite ale L 220 kV Portile de Fier - Resita, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5050$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2870 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La declansarea L 400 kV Sibiu-Tantareni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5050$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3450 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3820 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La declansarea L 400 kV Urechesti-Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3900 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Bradul, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4990$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3930 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4970$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4050 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Kozlodui in functiune, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5060$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4050 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La retragerea L 400 kV Urechesti-Domnesti si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita (d.c); in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4170 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2400 MW , valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La retragerea L 400 kV Sibiu-Tantareni si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4800 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2290 MW , valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La retragerea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4820 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2420 MW , valoare peste care

apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;

- La retragerea L 400 kV Tantareni-Kozlodui 1+2 si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4930 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2670 MW , valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La retragerea L 400 kV Slatina-Bucuresti Sud si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4990 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2690 MW , valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La retragerea L 400 kV Tantareni-Bradul si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4800 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2540 MW , valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu;
- La retragerea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c. si declansarea unei unitati CNE; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4950 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2570 MW, valoare peste care apar supr sarcini peste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220 kV Paroseni-Targu Jiu.

4.2. Sectiunea S2

Deficitul initial al sectiunii S2 este de cca. 400 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declansarea L 400kV Tantareni - Bradul, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3060$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2350 MW, valoare peste care se apare suprasarcina pe AT 400/220 kV Brazi;
- La declansarea U1 sau U2 CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3210$ MW la care corespunde puterea admisibila in sectiune inainte de declansare de 2550 MW;
- La declansarea L 400kV Varna - Stupina, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3190$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2840 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;
- La declansarea L 400kV Sibiu - Brasov, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3090$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2850 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti.
- La declansarea L 400kV Rahman-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3190$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2850 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti.
- La retragerea L400 kV Urechesi - Domnesti si declansarea L400kV Slatina-Bucuresti Sud; puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2870

MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2290 MW, valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L220 kV Craiova –Turnu Magurele.

- La retragerea L400 kV Sibiu - Brașov și declansarea L400 kV Tântăreni – Bradu puterea admisibilă prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 2770 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2350 MW , valoare peste care se apare suprasarcină pe AT 400/220 kV Brazi;
- La retragerea L400 kV Tântăreni – Bradu și declansarea L400 kV Slatina-București Sud puterea admisibilă prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 2800 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2270 MW , valoare peste care se apare suprasarcină pe AT 400/220 kV Brazi.
- La retragerea L400 kV Tântăreni – Bradu și declansarea U1 sau U2 CNE Cernavodă puterea admisibilă prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 3170 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2320 MW , valoare peste care se apare suprasarcină pe AT 400/220 kV Brazi;
- La retragerea L400 kV Slatina-București Sud și declansarea U1 sau U2 CNE Cernavodă puterea admisibilă prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 3190 MW, la care corespunde puterea admisibilă în secțiune înainte de declansare de 2510 MW ;
- La retragerea L400 kV Rahman-Dobruja și declansarea U1 sau U2 CNE Cernavodă puterea admisibilă prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 3220 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2570 MW;
- La retragerea L220 kV Iernut-Ungheni 2 și declansarea U1 sau U2 CNE Cernavodă puterea admisibilă prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 3210 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2540 MW.
- La retragerea L400 kV Varna - Stupina și declansarea U1 sau U2 CNE Cernavodă puterea admisibilă prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 3220 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2560 MW;

4.3. Secțiunea S3

4.3.1. Secțiunea S3 cu 2 unități în CNE Cernavodă și 1500 MW în CEE

Excedentul inițial al secțiunii S3 este de cca. 1170 MW. Se crește excedentul prin încărcarea CEED spre 100% și dacă este necesar și injecție suplimentară în rețeaua de transport din zona Dobrogea. Sensul fluxului de putere prin secțiunea S3 va fi de la Est la Vest.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.1):

- La declansarea L400 kV Smărdan- Gutinas, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4010$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1720 MW valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L220 kV Barbosii-Focsani Vest;
- La declansarea L400 kV Isaccea- Tulcea Vest, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3140$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1720 MW valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L220 kV Barbosii-Focsani Vest;

- La declansarea L400 kV Tariverde- Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4250$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1940 MW valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Tulcea Vest-Topolog;
- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4300$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2080 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vanatori-Smirdan 8;
- La declansarea L400kV Rahman-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4430$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2080 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vanatori-Smirdan 8;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2670$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2080 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vanatori-Smirdan 8 .
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud - Pelicanu , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2700$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2220 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Dragos Voda- Slobozia Sud;
- La declansarea L400 kV Constanta N.- Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4440$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2080 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vanatori-Smirdan 8;

La retragerea L400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza L110kV Pogoanele-Jugureanu , V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei
- se conecteaza CT 110kV Liesti
- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti
- se limiteaza productia CEE din zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman: 1200MW (a se vedea cap. Conditionari);

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu, si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3610$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1440 MW, valoare peste se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Smardan-Skela;

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sau L400 kV Brasov – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.
- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 340MW. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. $960A < I_{adm.20^{\circ}C}$.
- Postavarie dupa declansarea AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti Sud pentru descarcarea AT4 respectiv AT3 400/220kV Bucuresti Sud sub 100% Sn, se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

Postavarie dupa declansarea liniei 400kV Darste-Brazi Vest, pentru descarcarea AT 400/220kV Brazi Vest sub 100% Sn se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

Suplimentar la retragerea L400 kV Brasov – Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas.

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4210$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 2200 MW*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi-Focsani Vest;
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4150$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 2220 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

La retragerea din exploatare a L 400kV Constanta N.-Cernavoda se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza L 110kV Ostrov- L.Sarat c1 si c2;
 - se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
 - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;
 - se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;
 - se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:
pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,
pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.
- Dupa implementarea acestor masuri, este necesara o limitare preventiva a productiei CEE din zona Dobrogea.

Productia CEE din zona Dobrogea sa fie preventiv limitata:
1000MW in R3 ➡ 850MW.

- La retragerea L400 kV Constanta–Cernavoda, si declansarea L400 kV Isaccea–Tulcea Vest; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4240$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2060 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica Medgidia 1– Medgidia Sud.
- La retragerea L400 kV Constanta N.-Cernavoda si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3580 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1820 MW valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi-Focsani Vest;

La retragerea din exploatare a L 400kV Bucuresti Sud - Pelicanu se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza L110kV Pogoanele-Jugureanu , V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;
- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 1 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei
- se conecteaza CT 110kV Liesti
- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti
- se limiteaza productia CEE din zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman: 1420MW ➡ 1200MW .

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3610 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1440 MW valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Smardan-Skela;

4.3.2. Sectiunea S3 cu o unitate in CNE Cernavoda si zero MW in CEE

Deficitul initial al sectiunii S3 este de cca. 194 MW. Sensul fluxului de putere prin sectiunea S3 va fi de la Vest la Est.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.2)nu este atasata la studiu:

- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 310 MW, valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud - Pelicanu , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=830$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 500 MW, valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Constanta N.- Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=850$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 520 MW, valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Rahman-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 540 MW, valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=900$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 540 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET

4.4. Sectiunea S4

4.4.1. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R3 palierul VS

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 800 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1270$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1220 MW (1070 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1210$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 990 MW (870 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj FI., puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1430$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1220 MW (1070 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia - Mintia, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1480$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1100 MW (1110 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Cluj FI. - Tihau, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1540$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1250 MW (1100MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1410$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1210 MW (1060 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1440$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1220 MW (1050 MW –*

reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mintia - Brad;

Nota: Pentru toate cazurile N-1 se conecteaza: L110 kV IMA-Campia Turzii, L110 kV Aiud – Campia Turzii, L110 kV Copsa Mica – Medias; L110 kV Tauni – Blaj, L110 kV Tusnad-Valea Crisului, CT110 kV Vascau si CT110 kV Hoghiz si se deconecteaza: CT110 kV Campia Turzii, L110 kV Medias-Tarnaveni.

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=920$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 880 MW (620MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV CET Arad - Sofronea;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Rosiori – Gadalin, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1150$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 920 MW (650 MW – retea vizibila)*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Iernut – Gadalin, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1060$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 950 MW (670 MW – retea vizibila)*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1290$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1150 MW (790 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=920$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 880 MW (450MW – retea vizibila)* valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV CET Arad - Sofronea;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1260$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 960 MW (500MW – retea vizibila)* valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Gadalin puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1250$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 930 MW (480 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj FI. si declansarea L400 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1250$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 960 MW (630 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1280$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1000 MW (680 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;

- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Rosiori - Gadalın, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1420$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 1150 MW (770 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea AT440/220 kV Rosiori si declansarea AT400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1210$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 1050 MW (730 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe T7 400/110 kV Cluj Est;
- La retragerea AT440/220 kV Iernut si declansarea AT400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1210$ MW si *puterea admisibila in sectiune sunt aceleasi, se modifica numai puterea admisibila in sectiune care este de 1050MW (680 MW – retea vizibila)* ;

4.4.2. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R2 palierul Gs

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 420 MW ($P_{\Sigma L(220+400+110+ext)kV}$).
Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declansarea L400 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1140$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 890 MW (800 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Iernut-Ungheni (c1+c2), puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1180$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 940 MW (830 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea AT400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1160$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 950 MW (840 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1310$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1120 MW (990 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl., puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1350$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1160 MW (1030 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1180$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1060 MW (950 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia - Mintia, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1330$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1140 MW (1010 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L220 kV Cluj Fl. - Tihau, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1430$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1230 MW (1090 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1300$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1100 MW (980 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se suprincarca AT400/220kV Iernut;

Nota: Pentru toate cazurile N-1 se conecteaza: L110 kV IMA-Campia Turzii, L110 kV Aiud – Campia Turzii, L110 kV Copsa Mica – Medias; L110 kV Tauni – Blaj, L110 kV Tusnad-Valea Crisului, CT110 kV Vascau si CT110 kV Hoghiz si se deconecteaza: CT110 kV Campia Turzii, L110 kV Medias-Tarnaveni si BC 400 kV Rosiori in cazurile specificate;

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 770 MW (520 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=830$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 770 MW (440 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl. si declansarea L400 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1420$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 990 MW (670 MW – retea vizibila)*, valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1230$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 990 MW (680 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori– Oradea S. si declansarea AT400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1150$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 970 MW (660 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori– Gadalini si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1140$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 930 MW (670 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET
- La retragerea L400 kV Iernut– Gadalini si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1030$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 960 MW (670 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET
- La retragerea L400 kV Cluj Est– Gadalini si declansarea L220 kV Alba Iulia - Mintia, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1200$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1020 MW (710 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET

- La retragerea AT 400/220 kV Rosiori si declansarea AT 400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1110$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 920 MW (640 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea AT 400/220 kV Iernut si declansarea AT 400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1130$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 920 MW (600 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET.

4.5. Sectiunea S5

4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R3 palierul VS

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 740 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 940 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 840 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Roman Nord– Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 970 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 940 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 990 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 950 MW*, valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport incep sa scada sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1000 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 960 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gutinas - Bacau puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1000 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 970 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L220 kV Barbosi - Focsani Vest si declansarea L400 kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 870 MW, valoare peste care tensiunile in retea de transport incep sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Barbosi - Focsani Vest si declansarea L400 kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 840 MW;

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sau L400 kV Brasov – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni,
- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

-se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 340MW

Suplimentar la retragerea L400 kV Brasov – Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas.

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=460$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 420 MW (410 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi-Focsani Vest;
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=410$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 390 MW (410 MW – retea vizibila)*;

La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord sunt necesare urmatoarele masuri:

-se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

-se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

Postavarie, dupa declansarea AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L400 kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 750 MW;

La retragerea L400kV Roman Nord- Suceava sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi, Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.

- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

- deficitul sectiunii S5 va fi 660MW.

- se deconecteaza T 400/110kV Suceava.

- La retragerea L400kV Roman Nord- Suceava si declansarea L220 kV Suceava - FAI puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 830 MW, valoare peste care valorile tensiunilor incep sa scada sub valorile din Codul RET ;

La retragerea unui AT400/220kV Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza BC 400kV Gutinas;

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 600MW.

- La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=870$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 590 MW (*410 MW – retea vizibila*), valoare peste care se apare suprasarcina pe celalalt AT 400/220 kV Gutinas.

La retragerea L220 kV Gutinas -Focsani Vest sunt necesare urmatoarele masuri:

-se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

Postavarie dupa declansarea liniei 400kV Gutinas-Smardan pentru descarcarea AT 220/110 kV Focsani Vest sub 100% Sn, se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 520MW;

- La retragerea L220 kV Gutinas -Focsani Vest si declansarea L400 kV Gutinas-Smardan puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=880$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 530 MW (*410 MW – retea vizibila*), valoare peste care se apare suprasarcina pe AT 220/110 kV Focsani Vest .

La retragerea L220 kV Lacu Sarat- Filesti sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.
- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 370MW. Incarcarea liniei 110kV Filesti-Smardan este de 520A $< I_{adm.20^{\circ}C}$.

- La retragerea L220 kV Lacu Sarat- Filesti si declansarea L400 kV Gutinas-Smardan puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=750$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 230 MW (*220 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Filesti-Smardan.

La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Roman Nord - Bacau Sud puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 760 MW, valoare peste care tensiunile in retea de transport incep sa scada sub valorile din Codul RET.

La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.
- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 600MW.

- La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud si declansarea L400 kV Roman Nord - Bacau Sud puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=720$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 610 MW, valoare peste care tensiunile in retea de transport incep sa scada sub valorile din Codul RET.

La retragerea L220kV FAI- Suceava sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi, Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.
- deficitul sectiunii S5 va fi 660MW.
- se deconecteaza T 400/110kV Suceava.

- La retragerea L220kV FAI- Suceava si declansarea L400 kV Brasov - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=860$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 700 MW, valoare peste care valorile tensiunilor incep sa scada sub valorile din Codul RET .

4.5.2. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R2 palierul Gs

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 480 MW, cu Pg CEED de 1000 MW

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declansarea L400 kV Bacau Sud– Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 810 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 670 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gutinas - Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 820 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 700 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 830 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 720 MW*, valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport incep sa scada sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 830 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 720 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 820 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 760 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=760$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 730 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400 kV Roman Nord - Suceava , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 730 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Dumbrava – Stejaru si declansarea L400 kV Roman Nord - Bacau Sud , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 660 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Gutinas – FAI si declansarea L400 kV Roman Nord - Bacau Sud , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=720$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 600 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Barbosi – Filesti si declansarea L400 kV Roman Nord - Bacau Sud , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=800$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 640 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sau L400 kV Brasov – Gutinas este necesara buclarea retelei de 110 kV prin conectarea:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni,
- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita, Smardan-Brailita.
- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 340MW

Suplimentar la retragerea L400 kV Brasov – Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=490$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 470 MW (450 MW – retea vizibila)* valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi-Filesti;
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=460$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 440 MW (450 MW – retea vizibila)*;

La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza CT 110kV Hoghiz si CT 110kV Vascau;
- se conecteaza L 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii;
- se conecteaza L 110kV Tauni-Blaj, Medias-Copsa Mica, Tusnad-V. Crisului;
- se conecteaza L 110kV Salonta-Chisinau Cris;
- se deconecteaza linia 110kV Medias-Tarnaveni si CT 110kV Campia Turzii;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Rosiori, Gadalina, Oradea Sud.

- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=790$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 660 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.
- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 600MW.

- La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=780$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 640 MW (*450 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile in retea de transport incep sa scada sub valorile din Codul RET.

La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.

Postavarie, dupa declansarea AT5 sau AT6 400/220kV Gutinas:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi.

- La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L220 kV Gutinas - Dumbrava puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=740$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 600 MW;

La retragerea L400kV Roman Nord- Suceava sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa-Buhusi, Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.
- deficitul sectiunii S5 va fi 660MW.
- se deconecteaza T 400/110kV Suceava.

- La retragerea L400 kV Roman Nord - Suceava si declansarea L220 kV Suceava - FAI puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 700 MW, valoare peste care valorile tensiunilor incep sa scada sub valorile din Codul RET .

La retragerea unui AT400/220kV Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza BC 400kV Gutinas;
- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.
- deficitul sectiunii S5 va fi maxim 600MW.

- La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 680 MW (*600 MW – retea vizibila*), valoare peste care se apare suprasarcina pe celalalt AT 400/220 kV Gutinas.
- La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=800$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 680 MW (*600 MW – retea vizibila*), valoare peste care se apare suprasarcina pe celalalt AT 400/220 kV Gutinas.

La retragerea L220kV Gutinas- Dumbrava sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru si se trec de pe bara B1-110kV Stejaru, pe bara B2-110kV Stejaru una din liniile 110kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si una din liniile 110kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt.
- La retragerea L220kV Gutinas- Dumbrava si declansarea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=740$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 600 MW, valoare peste care valorile tensiunilor incep sa scada sub valorile din Codul RET .

La retragerea L220kV FAI- Suceava sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Filipesti-Roman Laminor, Margineni-Roman Laminor, Costisa- Buhusi, Vatra-Tg. Frumos, Roman Nord-Razboieni, Barlad-Glavanesti.
- se conecteaza CT 110kV Stejaru
- se deconecteaza T 400/110kV Suceava.
- La retragerea L220kV FAI- Suceava si declansarea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=850$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 800 MW, valoare peste care valorile tensiunilor incep sa scada sub valorile din Codul RET .

La retragerea L220kV Lacu Sarat – Filesti sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- La retragerea L220 kV Lacu Sarat – Filesti si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=850$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 500 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Filesti-Smardan .

La retragerea L220 kV Gutinas -Focsani Vest sunt necesare urmatoarele masuri:

-se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni.

- La retragerea L220 kV Gutinas -Focsani Vest si declansarea L400 kV Bacau Sud-Roman Nord puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=830$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 660 MW, valoare peste care valorile tensiunilor incep sa scada sub valorile din Codul RET .

4.6. Sectiunea S6

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 1910 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.):

- La declansarea L400kV Smirdan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4480$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2240 MW (*2200 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi-Focsani Vest;
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2960$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2470 MW (*2410 MW – retea vizibila*), valoare peste care se apare suprasarcina pe Tr 400/110 kV Medgidia;
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5210$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2850 MW (*2760 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vanatori-Smardan 8 ;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4880$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2850 MW, (*2760 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vanatori-Smardan 8.
- La declansarea L400kV Dobrudja-Rahman, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5170$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2700 MW (*2640 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vanatori-Smardan 8;

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sau L400 kV Brasov – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

-se conecteaza liniile 110kV Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita.

- se reduce deficitul sectiunii S5 pana la 340MW. Incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani este de cca. $960A < I_{adm.20^{\circ}C}$.

Postavarie dupa declansarea AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti Sud pentru descarcarea AT4 respectiv AT3 400/220kV Bucuresti Sud sub 100% Sn, se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

Postavarie dupa declansarea liniei 400kV Darste-Brazi Vest, pentru descarcarea AT 400/220kV Brazi Vest sub 100% Sn se comuta ploturile AT3 si AT4 400/220kV Bradu.

Suplimentar la retragerea L400 kV Brasov – Gutinas se conecteaza BC 400kV Gutinas.

- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L220 kV Barbosi – Focsani Vest, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4160 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1980 MW (*1830 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L110 kV Pogoanele – Jugureanu ;

La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza L110kV Pogoanele-Jugureanu , V.Calugareasca-Urziceni si Rm.Sarat-Costieni;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva pe bara 2 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110kV Liesti;
- se conecteaza L 110kV Maxineni pe bara 1 110kV Liesti;
- se limiteaza productia CEE din zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman sa fie preventiv limitata de la 1420MW la 1100MW;

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3940 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1590 MW (*1360 MW – retea vizibila*) , valoare peste care se depaseste curentul limita termica L110 kV Smardan –Skela;

La retragerea din exploatare a L 400kV Constanta N.-Cernavoda se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza L 110kV Ostrov- L.Sarat c1 si c2;
 - se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
 - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;
 - se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;
 - se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:
pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,
pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.
- Dupa implementarea acestor masuri, este necesara o limitare preventiva a productiei CEE din zona Dobrogea.

Productia CEE din zona Dobrogea sa fie preventiv limitata de la 1000MW la 850MW.

- La retragerea L400 kV Constanta N.-Cernavoda si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4070 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2090 MW (*2050 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi-Focsani Vest;

La retragerea din exploatare a L 400kV Tulcea Vest-Isaccea se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza L 110kV Basarabi-Baltagesti;
- se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu , V. Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva;
- se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;
- se realizeaza urmatoarea distributie pe barele de 110kV Medgidia S.:
pe bara B1 110kV Medgidia S. ambele circuite catre statia Basarabi,
pe bara B2 110kV Medgidia S. cele doua linii catre statiile Mircea Voda si Medgidia 1.
- se verifica incadrarea tensiunii in Dobrogea in limite admisibile; se recomanda pozitia 7 pentru ploturile unitatilor de transformare 400/110kV din Dobrogea (Tulcea V., Constanta N., Medgidia S.).
- se deconecteaza CT 110kV Tariverde
- se modifica reglajele CT 400kV Tariverde cu cele cu cele sensibilizate pentru incercare bare.
- Productia CEE care este debitata pe bara 2A 400kV Tariverde la care este conectata L 400kV Tariverde-Tulcea V.va fi de maxim 100MW.

Observatie: se considera ca CT 400kV Tariverde nu declanseaza la un defect pe L 400kV Constanta N.-Cernavoda, ci doar la un defect pe L 400kV Constanta N.-Tariverde sau L 400kV Tulcea V.-Tariverde.

Productia CEE din zona Dobrogea, sa fie preventiv limitata de la 1000MW la 750MW.

La retragerea L400 kV L400 kV Isaccea – Tulcea Vest si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4090 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2370 MW , (2230 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi-Focsani Vest;

5. confidential

6. PROPUNERI DE MASURI

6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare

Pentru iarna 2013-2014 se propun ca **scheme normale de functionare** 220-400kV si 110kV prezentate in anexele 3.1 si 3.2.

Se prezinta urmatoarele propuneri de schema normala, fiind vorba doar de modificarile fata de schema normala a sezonului vara 2013:

6.1.1 Schema normala in statia 400/110kV Brasov

Statia 400kV:

B1 400kV:

L 400kV Brasov-Darste, L 400kV Brasov-Sibiu S., T1 250MVA 400/110kV Brasov

B2 400kV:

L 400kV Brasov-Bradul, Brasov-Gutinas, T2 250MVA 400/110kV Brasov

Statia 110kV:

B1A 110kV:

L 110kV Brasov-Harman, , Brasov-Sf.Gheorghe 1, Brasov-Bartolomeu;

B1B 110kV:

T2 400/110kV Brasov, L 110kV Brasov-Darste, Brasov-P.Olt, Brasov-Stupini, Brasov-Uzina R., linii radiale;

B2 110kV:

T1 400/110kV, L 110kV Brasov-Prejmer, Brasov-CET Brasov, Brasov-ICA Ghimbav, Brasov-Codlea, Brasov-Hoghiz, L 110kV Brasov-IUS, linii radiale;

CL 2A-2B, CTA 110kV, CTB 110kV, in rezerva

6.1.2 Pe conturul sectiunii S4:

- L 110kV Salonta-Ch.Cris in functiune in schema normala;
- CT 110kV Vascau deconectata in schema normala, dar in functiune ca abatere de la schema normala;
- L 110kV Tauni-Blaj, Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud deconectate;
- L 110kV Copsa Mica-Medias deconectata (cu L 110kV Tarnaveni-Medias conectata si in statia Tarnaveni CC-1 conectata cu functie de CT);
- CT 110kV Hoghiz deconectata (se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV) si L 110kV Fagaras conectata pe bara 2 110kV in Hoghiz;
- L 110kV Tusnad-V.Crisului deconectata;
- L 110kV M.Ciuc-Bolovanis deconectata.

In zona S4:

- L 110kV Orlat-Petresti conectata;
- CL 110kV Sibiu S. in functiune;
- L 400kV Nadab-Oradea Sud nu este pusa in functiune;
- linie lunga 220kV Cluj FI.-Iernut in functiune.

6.1.3 L 110kV Barlad-Glavanesti, L 110kV Roman N.-Razboieni si L 110kV Vatra-Tg. Frumos deconectate in schema normala si se conecteaza ca abatere de la schema normala, in functie de regimurile zilnice, in anumite conditii de deficit al zonei 110kV FAI-Munteni.

6.1.4 Desi nu este o modificare fata de sezonul anterior, se precizeaza ca schema normala se stabileste fara insula pasiva de consum alimentata din L 400kV Isaccea-Vulcanesti si fara insule pasive de consum pe L 110kV de interconexiune cu R. Moldova.

6.1.5 Desi nu este o modificare fata de sezonul anterior, se precizeaza ca schema normala se stabileste cu zona Constanta-Medgidia buclata cu zona Tulcea, prin conectarea:

- L 110kV Baia-M.Viteazu cu derivatie Fantanele;
- L 110kV Zebil-M.Viteazu;
- L 110kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua.

Se mentioneaza ca:

- sunt deconectate in schema normala L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
- L 110kV Baltagesti-G.lalomitei in functiune si L 110kV Basarabi-Baltagesti deconectata in statia 110kV Baltagesti, in schema normala.

6.1.6 Schema normala sa fie cu urmatoarele unitati de transformare in rezerva:

AT1 220/110kV Dumbrava,	AT1 220/110kV Pestis
AT2 220/110kV FAI	AT1 220/110kV Resita
AT4 220/110kV Gutinas	AT1 220/110kV Gheorghieni
AT3 400/220kV Lacu Sarat	AT2 220/110kV Ungheni
AT2 220/110kV Ghizdaru	AT 220/110kV Tihau
AT1,3 220/110kV Tr. Magurele	AT4 400/220kV Mintia
T4 400/110kV Gura Ialomitei	AT2 220/110kV Mintia
T2 400/110kV Medgidia Sud	AT2 220/110kV Iaz
AT2 220/110kV Isalnita	T1 400/110kV Oradea S.
AT2 220/110kV Craiova N	
AT1 220/110kV Arefu	
AT 220/110kV Urechesti	
AT1 220/110kV Gradiste	
AT1 220/110kV Bradu	

Desi nu se constituie in modificari fata de sezonul anterior, se precizeaza urmatoarele (6.1.7 – 6.1.10):

6.1.7 L 110kV Jiblea-Arges S., V. Danului-Cornetu cu derivatia G. Lotrului in functiune in schema normala.

De asemenea L 110kV Carburnesti-Barbatesti este deconectata.

6.1.8 Zona 110kV Domnesti este buclata cu zona 110kV Ghizdaru, debuclata de zona 110kV Mostistea, debuclata de zona 110kV Targoviste (L 110kV Oltenita N.-Hotarele deconectata, L 110kV Arcuda-Titu, L 110kV Chitila-Potlogi deconectate, CT 110kV Tr.Magurele deconectata).

CLT 110kV Progresu este in functiune.

6.1.9 Schema normala in statiile 400/110kV de evacuare a puterii produse de CEE, din punct de vedere al unitatilor de transformare:

- statia 400/110kV Tariverde cu 3 unitati de transformare in functiune; in functie de prognoza de productie a CEE care debiteaza in aceasta statie si de notificari, se pot trece in rezerva una sau doua unitati.

- statia 400/110kV Rahman cu 3 unitati de transformare, unul in functiune, doua nu sunt conectate;

- statia 400/110kV Stupina cu 2 unitati de transformare in functiune; in functie de prognoza de productie a CEE care debiteaza in aceasta statie si de notificari, se poate trece in rezerva o unitate.

6.1.10 CLT 220kV Targoviste A-Targoviste B este in rezerva.

6.2. Concluzii regimuri stationare

6.2.1 Prezentarea pe scurt a CEE

1) Zonele unde sunt racordate CEE cu care s-a operat in cadrul studiului sunt:

Zona Dobrogea
Zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman
Zona Moldova
Zona Banat

Se mentioneaza ca zona Dobrogea este delimitata de:

- L 400kV Tulcea V.-Isaccea;
- L 400kV Medgidia S.-Cernavoda;
- L 400kV Constanta N.-Cernavoda;

2) S-a desemnat un nivel de 1500MW al productiei CEE pentru regimul de baza, palier varf iarna. Acesta reprezinta cca. 55% din Pi la nivelul lunii ianuarie 2014.

Acest nivel al productiei este un nivel cu o probabilitate satisfacatoare de realizare. Este justificata alegerea productiei de 1500MW, cu atat mai mult cu cat sunt analizate si regimuri extreme, cu productie =0 sau cu productie ridicata in CEE.

Nivelul de 1500MW este realist, avand in vedere participarea la acoperirea palierului de consum a tuturor resurselor, inclusiv carbune.

S-a considerat un nivel de 1500MW al productiei CEE pentru regimul de toamna. Acesta reprezinta cca. 65% din Pi la nivelul lunii octombrie 2013.

3) La palierul de gol de toamna zi de sarbatoare, nivelul de productie a CEE de 1000MW a rezultat ca fiind cea mai mare valoare astfel incat sa fie asigurate serviciile de sistem, in ipoteza de palier de consum si de sold asumata prin tema. Acesta reprezinta cca. 43% din Pi la nivelul lunii octombrie 2013.

4) Nivelul maxim al productiei in CEE a fost determinat iterativ, in regimul R5, cel in care s-a analizat productia maxim posibila a se evacua din CEE.

S-a pornit de la un nivel de 2730MW, adica 100% din Pi la nivelul lunii ianuarie 2014. Acesta a fost corectat prin reducere, pana la obtinerea unui regim in care sa se respecte criteriul N-1.

S-au analizat doua variante de reducere a productiei:

- reducerea doar pe zona Dobrogea;
- reducere cumulata pe zona Dobrogea si zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman.

In ambele cazuri, reducerea s-a realizat proportional cu productia fiecarei CEE (deci cu Pi), asupra tuturor CEE din zona vizata.

In functie de ipoteza privind temperatura mediului ambiant si de functionarea buclata sau nu in schema completa, rezultatele sunt:

Temperatura mediu ambiant	L 110kV Pogoanele-Jugureanu V.Calugareasca-Urziceni conectate	CEE zona Dobrogea + zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman [MW]	CEE SEN [MW]
20°C	Nu	confidential	confidential
20°C	Da	confidential	confidential
30°C	Nu	confidential	confidential

6.2.2 Verificarea criteriului N-1 in schema completa

6.2.2.1 Prezentarea pe scurt a situatiei privind criteriul N-1 in fiecare regim

Regimul R1:

Se semnaleaza faptul ca criteriul N-1 se respecta la limita la declansarea AT 220/110kV FAI aflat in functiune, deficitul zonei 110kV FAI-Munteni fiind **confidential**.

Regimul R2:

Pentru incadrarea nivelului de tensiuni sub limita superioara admisibila, in schema completa, a fost necesara conectarea tuturor bobinelor, cu exceptia: unei bobine din Isaccea (una este in functiune, una in rezerva) si din Cernavoda (una este in functiune, una in rezerva), in plus fata de utilizarea celorlalte mijloace de reglare ale tensiunii, pentru a se respecta criteriul N-1.

Regimul R3:

1) La declansarea L 400kV Gutinas-Smardan se incarca L 220kV Barbosi-Focsani V. la $104\%I_{TC}$. Valoarea este admisibila, deoarece TC se pot incarca la cca. $120\%I_{TC}$. Valoarea este inferioara si limitei termice corespunzatoare temperaturii de $30^{\circ}C$, a conductorului cu sectiunea de $450mm^2$ al liniei.

Aceasta incarcare este legata de evacuarea productiei CEE din Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan precum si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman, totalizand cca. 1420MW.

2) La declansarea L 220kV Buc.S.-Fundeni c2 , dar si la declansarea L 400kV Darste-Brazi V., se incarca AT3 400/220kV Brazi V. la cca. $105-106\%S_n$.

Incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la declansarea unuia din cele 2 echipamente mentionate mai sus, este corelata cu productia din CCC Petrom Brazi:

- Daca CCC Petrom Brazi functioneaza cu 3 grupuri (in regimul R6), se respecta criteriul N-1;

- Daca CCC Petrom Brazi functioneaza cu 2 grupuri:

- cand sunt in functiune TA+TG2 se respecta criteriul N-1;
- cand sunt in functiune TA+TG1, cu o productie peste un anumit nivel, dependent si de palierul de consum, se incarca AT3 400/220kV Brazi V, situatia rezolvandu-se prin masuri postavarie.

Se iau masuri postavarie: se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni.

Se mentioneaza ca la retragerea din exploatare a acestor echipamente, masura se aplica preventiv.

3) La declansarea unui circuit al L 220kV Portile de Fier-Resita, celalalt circuit se incarca la cca. 865A.

Se mentioneaza ca aceasta situatie apare in conditiile pozitionarii comutatorului de ploturi al AT 400/220kV Arad longotransversal pe pozitia 20, utilizandu-se astfel capacitatea acestuia de reglaj al fluxului de putere activa pe circuitele L 220kV Portile de Fier-Resita. Productia CHE Portile de Fier I este de **confidential**, CHE Ruieni nu este in functiune.

Regimul R4:

1) Pentru incadrarea nivelului de tensiuni sub limita superioara admisibila, in schema completa, a fost necesara conectarea ambelor bobine in Isaccea, precum si a bobinei din Smardan. In Cernavoda se mentine o bobina in functiune.

2) Pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea AT 220/110kV FAI aflat in functiune se functioneaza cu zona 110kV FAI buclata cu zonele 110kV Roman si Bacau, prin L 110kV Roman Nord-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti. Masura se aplica preventiv.

3) In acest regim, zona Dobrogea este deficitara, dar deficitul este suficient de mic astfel incat sa se respecte criteriul N-1 la declansarea L 400kV Constanta N.-Cernavoda.

Regimul R5:

Productia CEE din zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si a statiilor 400kV Stupina si Rahman, pentru care se respecta criteriul N-1, in conditiile mentinerii functionarii cu L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni deconectate este **confidential**.

In aceste conditii:

- 1) La declansarea L 400kV Gutinas-Smardan se incarca L 220kV Barbosi-Focsani V. si Barbosi-Filesti la valori admisibile la limita (fie limita data de incarcarea la 120% I_{TC} , fie limita termica corespunzatoare temperaturii de 30°C).

Se mentioneaza ca incarcarea celor doua linii, la declansarea L 400kV Gutinas-Smardan, este corelata si cu distributia consumului si grupurilor in functiune in CET Galati pe bara 2B 110kV Smardan si pe bara 110kV Barbosi (SC3 – CSG).

- 2) La declansarea AT3 sau AT4 400/220kV Buc.S., se incarca AT4 sau AT3 400/220kV Buc.S. la cca. 107% S_n

Se adopta masuri postavarie: se conecteaza L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni si comutare ploturi .

Se mentioneaza ca la retragerea din exploatare a acestor echipamente, masura se aplica preventiv.

Daca productia CEE in zona Dobrogea si in zonele 110kV L.Sarat, Smardan si a statiilor 400/110kV Stupina si Rahman este cuprinsa in intervalul **confidential**, se pot conecta L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni, obtinandu-se tot un regim admisibil (cu respectarea criteriului N-1).

- 3) La declansarea unui circuit al L 220kV Portile de Fier-Resita, celalalt circuit se incarca la cca. 875A.

Se mentioneaza ca aceasta situatie apare in conditiile pozitionarii plotului AT 400/220kV Arad longotransversal pe pozitia 21, utilizandu-se astfel capacitatea acestuia de reglaj al fluxului de putere activa pe circuitele L 220kV Portile de Fier-Resita. Productia CHE Portile de Fier I este de **confidential**, CHE Ruieni nu este in functiune.

Automatizarea din CHE Portile de Fier trebuie sa fie activa, deoarece curentul nu este admisibil, fiind mai mic decat valoarea de 120% I_{TC} , dar mai mare decat curentul limita termic corespunzator temperaturii de 30°C, al conductorului cu sectiunea de 450mm² al liniei.

Daca se considera acceptabila o limita termica corespunzatoare unei temperaturi de 20°C, automatizarea din CHE Portile de Fier nu trebuie sa fie activa, curentul fiind admisibil.

Regimul R6:

- 1) Pentru incadrarea nivelului de tensiuni sub limita superioara admisibila, in schema completa, a fost necesara conectarea ambelor bobine in Isaccea, dar nu si a bobinei din Smardan, cum a fost necesar la regimul R4. In Cernavoda se mentine o bobina in functiune.
- 2) Pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea AT 220/110kV FAI aflat in functiune se functioneaza cu zona 110kV FAI buclata cu zonele 110kV Roman si Bacau, prin L 110kV Roman Nord-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

Masura se aplica preventiv. Functionarea buclata a zonei FAI este necesara daca deficitul de putere activa al zonei este mai mare de **confidential**.

- 3) In acest regim, zona Dobrogea este deficitara, dar deficitul este suficient de mic, astfel incat sa se respecte criteriul N-1 la declansarea L 400kV Constanta N.-Cernavoda.

Regimul R7:

- 1) La declansarea L 400kV Gutinas-Smardan se incarca L 220kV Barbosi-Focsani V. la 106% I_{TC} . Valoarea este admisibila, deoarece TC se pot incarca la cca. 120% I_{TC} . Valoarea este inferioara si limitei termice corespunzatoare temperaturii de 30°C, a conductorului cu sectiunea de 450mm² al liniei.

Aceasta incarcare este legata de evacuarea productiei CEE din Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan precum si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman, totalizand cca. 1420MW.

2) la declansarea AT 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune, se incarca L 110kV Uzun-Copaceni la cca. 107% $I_{30^{\circ}\text{C}}$.

Valoarea este admisibila, fiind inferioara limitei termice corespunzatoare temperaturii de 20°C, a conductorului cu sectiunea de 185mm² al liniei.

3) la declansarea L 400kV Iernut-Sibiu sau a L 220kV Mintia-Al.Iulia, se incarca L 110kV Sibiu N.-Orlat, la valori de 115%, respectiv 119% $I_{30^{\circ}\text{C}}$.

La aceste depasiri contribuie productia CEF din DET 5, dar aflate in exteriorul sectiunii S4.

Pentru ca in regimul R7 sa se respecte criteriul N-1, trebuie sa fie controlat (limitat superior) excedentul sectiunii delimitate de urmatoarele echipamente:

- L 110kV Sebes-Alba Iulia
- T4 400/110kV Sibiu S.
- L 110kV Fagaras-Hoghiz
- L 110kV Sebes-Blaj
- L 110kV Sadu5 –Dumbrava
- L 110kV Oravita-Sibiel
- L 110kV Copsa Mica-Medias.

6.2.2.2 Concluzii referitoare la respectarea criteriului N-1 in schema completa

1) Declansarea L 400kV Gutinas-Smardan este contingenta care conduce la limitarea productiei CEE din zona Dobrogea si din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si din statiile 400/110kV Stupina si Rahman. Nivelul pana la care este limitata productia CEE in zonele mai sus mentionate depinde de mai multi factori:

- structura productiei CEE din zonele mai sus mentionate;
- numarul si distributia grupurilor generatoare din CET Galati;
- distributia consumului pe barele 110kV SC3 –CSG si Smardan;
- temperatura mediului ambiant;
- buclarea retelei de 110kV;
- palierul de consum.

Se precizeaza ca incarcările pe liniile 220kV din Barbosi sunt determinate de productia cumulata a zonelor de CEE mentionate mai sus.

2) Nivelul si structura productiei din CCCC Petrom Brazi determina in anumite regimuri necesitatea adoptarii de masuri postvarie, pentru respectarea criteriului N-1.

-Functionarea CCCC Petrom Brazi cu doua grupuri (TA +TG1), in conditii de productie mare in CEE (regimul R5), sunt factori favorizanti ai incarcarii AT3 (4) 400/220kV Buc.S., la declansarea AT4 (3) 400/220kV Buc.S., situatie care se corecteaza prin masuri postvarie;

-Functionarea CCCC Petrom Brazi cu doua grupuri (TA +TG1) mai incarcate decat in balanta corespunzatoare regimului R5, in conditii de productie moderata in CEE (regimul R3), conduce la depasiri la declansari precum L 220kV Buc.S-Fundeni c2 sau L 400kV Darste-Brazi V., situatii care se corecteaza prin masuri postvarie;

3) Regimurile fara productie in CEE, cu consum moderat sau sporit (R4 respectiv R6) determina schimbarea statutului zonei Constanta-Medgidia-Tulcea din excedentara in deficitara.

In aceste regimuri este afectata si zona 110kV FAI-Munteni, unde nu se respecta criteriul N-1 la declansarea AT 220/110kV FAI, in lipsa buclarii zonei 110kV FAI Munteni cu zonele invecinate.

Intr-un regim in care deficitul zonei 110kV FAI Munteni este superior unei anumite valori, indiferent daca este vorba de un regim cu sau fara productie in CEE, este necesara buclarea preventiva a acestei zone cu zonele invecinate.

Valoarea de deficit al zonei 110kV FAI-Munteni este suma circulatiilor pe AT 220/110kV FAI aflat in functiune si AT 220/110kV Munteni.

4) Se semnaleaza ca productia noilor **CEF**, anuntata ca fiind ridicata, in special in DET 2 si DET 5, va ridica probleme de evacuare a productiei, la declansari precum AT 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune, L 400kV Iernut-Sibiu, L 220kV Mintia-Al.Iulia.

6.2.3 Verificarea criteriului N-1 in scheme cu retrageri

6.2.3.1. Pentru a determina conditionarile de regim la retragerea unui echipament, s-au identificat mai intai, pentru fiecare regim in parte, toate cazurile de declansari suprapuse peste retragerea echipamentului respectiv, care conduc la regimuri inadmisibile.

Odata identificate, aceste situatii s-au solutionat, propunandu-se cate un set de masuri pentru fiecare caz in parte.

In continuare, pentru fiecare regim in parte, se determina setul acoperitor de conditionari, care sa satisfaca orice declansare s-ar suprapune peste retragerea echipamentului respectiv.

6.2.3.2. Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar si din axele catre zonele limitrofe, atat catre zona Bucuresti S., cat si catre Moldova, cuprind in setul de conditionari de regim, dupa epuizarea masurilor de retea, masuri de limitare (reducere) a productiei CEE din zona Dobrogea, cumulat sau nu cu limitare (reducere) a productiei CEE din zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman. Limitarile (reducerile) pot fi postvarie sau preventive.

Pentru evitarea acestor limitari (reduceri) se recomanda retragerea acestor echipamente atunci cand productia CEE permite acest lucru (este mai redusa).

In tabelele de mai jos, cate unul pentru fiecare dintre regimurile R2, R3, R5 (regimuri cu productie in CEE, pentru paliere de gol noapte zi sarbatoare si varf seara iarna), sunt reunite echipamentele a caror retragere din exploatare necesita si masuri de limitare (reducere) a productiei CEE.

Este evidentiat:

- caracterul preventiv sau postvarie al masurii, dar si mixt in anumite cazuri
- nivelul *de la care si pana la care* se limiteaza productia CEE, rezultand astfel si dimensiunea reducerii.

Regim R2, productie CEE=1000MW

Echipament retras din exploatare	Masuri privind limitarea CEE, in:		Caracter masuri privind limitarea CEE:	
	Zona Dobrogea	Zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman	Preventiv	Postvarie, dupa declansarea echipamentului:
AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc.S.	confidential	confidential	-	L 400kV Domnesti-Buc.S.
L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei	confidential		Da	-
L 400kV Pelicanu-Cernavoda	confidential		Da	-
L 400kV Domnesti-Buc.S.	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Constanta N-Cernavoda	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Tulcea V.-Isaccea	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Tulcea V.-Tariverde	confidential	confidential	Da	-

Regim R3, productie CEE=1500MW

Echipament retras din exploatare	Masuri privind limitarea CEE, in:		Caracter masuri privind limitarea CEE:	
	Zona Dobrogea	Zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman	Preventiv	Postavarie, dupa declansarea echipamentului:
AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc.S.	confidential	confidential	-	L 400kV Domnesti-Buc.S.
L 400kV L. Sarat-G.Ialomitei	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei	confidential		Da	-
L 400kV Buc.S-Pelicanu	confidential		Da	-
L 400kV Pelicanu-Cernavoda	confidential		Da	-
L 400kV Domnesti-Buc.S.	confidential	confidential	-	AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc.S.
L 400kV Constanta N-Cernavoda	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Tulcea V.-Isaccea	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Tulcea V.-Tariverde	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Constanta N.-Tariverde	confidential	confidential	-	L 400kV Tulcea V.-Isaccea

Regim R5, productie CEE=2200MW

Echipament retras din exploatare	Masuri privind limitarea CEE, in:		Caracter masuri privind limitarea CEE:	
	Zona Dobrogea	Zonele 110kV L.Sarat, Smardan si statiile 400/110kV Stupina si Rahman	Preventiv	Postvarie, dupa declansarea echipamentului:
AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc.S.	confidential	confidential	Da	-
T1 sau T2 400/110kV Tulcea V.	confidential	confidential	Da	-
L 400kV L. Sarat-G.Ialomitei	confidential	confidential	Da	-
L 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1 (c2)	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Buc.S.-G.Ialomitei	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Buc.S-Pelicanu	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Pelicanu-Cernavoda	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Darste-Brazi V.	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Domnesti-Buc.S.	confidential		Da	-
	confidential	confidential	-	AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc.S
L 400kV Domnesti-Brazi V.	confidential		Da	-
	confidential	confidential	-	AT3 (sau AT4) 400/220kV Buc.S
L 400kV Constanta N-Cernavoda	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Tulcea V.-Isaccea	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Tulcea V.-Tariverde	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Medgidia S.-Cernavoda	confidential	confidential	Da	-
L 400kV Constanta N.-Tariverde	confidential	confidential	Da	-
	confidential		-	L 400kV Tulcea V.- Isaccea

6.2.3.3 La realizarea setului de conditionari pentru retragerea din exploatare a unui echipament, exista cazuri cand o anumita masura este favorabila unei declansari, dar contraindicata pentru alta declansare.

Un exemplu sugestiv pentru o astfel de situatie este cazul realizarii setului de conditionari pentru L 400kV Tulcea V.-Isaccea, la care masura cu efecte contradictorii este conectarea L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

Conectarea acestei linii este favorabila pentru declansarea L 400kV Constanta N.-Cernavoda, dar nociva pentru declansarea L 400kV L.Sarat-G.Ialomitei.

Intr-un astfel de caz se renunta la conectarea L 110kV L.Sarat-Ostrov c1 si c2, ea suplinindu-se partial prin conectarea L 110kV Pogoanele-Jugureanu si V.Calugareasca-Urziceni si partial prin **confidential**.

6.2.3.4. Se recomanda ca la functionarea CCCC Petrom Brazi cu 2 grupuri sa fie in functiune **TG2**, in urmatoarele conditii:

- In scheme cu retrageri din exploatare ale urmatoarelor echipamente, in completare a setului de masuri privind topologia retelei:

- L 400kV Domnesti-Brazi V.
- L 220kV Buc.S.-Fundeni c1 (sau c2)
- AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud
- AT3 400/220kV Brazi Vest
- L 400kV Darste-Brazi V.
- L 400kV Domnesti-Buc.S.
- L 400kV Bradu-Tantareni

Aceasta masura se va elimina odata cu aparitia celui de-al doilea AT 400/220kV in Brazi V.

6.2.3.5. Regimurile fara productie in CEE (R4 si R6 in cadrul studiului) au conditionari de regim diferite pentru retragerile din exploatare in zona DET 2, fata de celelalte regimuri.

6.2.3.6. Pentru indeplinirea criteriului N-1, retragerea din exploatare a urmatoarelor elemente este conditionata pe langa masurile de retea si de valoarea deficitului sectiunii S5:

Echipament retras din exploatare	Deficit maxim admisibil pentru sectiunea S5	Productia in CEE din zona Dobrgea, din zonele 100kV Lacu Sarat, Smardan si din statiile 400/110kV Rahman si Stupina	Masuri de retea
AT5 (sau AT6) 400/220kV Gutinas	confidential	confidential	DA
	confidential	confidential	
	confidential	confidential	
T2 400/110kV Suceava sau AT 220/110kV Suceava sau L 400kV Roman N.-Suceava sau L 220kV FAI-Suceava	confidential	confidential	DA
	confidential	confidential	
	confidential	confidential	
L 400kV Brasov-Gutinas	confidential	confidential	DA
	confidential	confidential	
	confidential	confidential	
L 400kV Gutinas-Smardan	confidential	confidential	DA
	confidential	confidential	
	confidential	confidential	
L 400kV Gutinas-Bacau S.	confidential	confidential	DA
	confidential	confidential	
	confidential	confidential	

L 220kV Gutinas-Focsani V.	confidential	confidential	DA
	confidential	confidential	
	confidential	confidential	
L 220kV L. Sarat-Filesti	confidential	confidential	DA
	confidential	confidential	
	confidential	confidential	

6.2.3.7. La retragerea din exploatare a T4 400/110kV Sibiu, pe langa masurile de retea, se urmareste ca deficitul zonei delimitata de T4 400/110kV Sibiu S., L 110kV Alba Iulia-Sebes c1 si c2, Barabant-Sebes, Copsa Mica-Medias, Fagaras-Hoghiz, Orastie-Sibot, Dumbrava-CHE Lotru cu derivatie Jidoaia sa nu depaseasca confidential astfel incat la declansari de echipamente din RET sau RED sa nu se depaseasca curentul admisibil pe linia 110kV Fagaras-Hoghiz.

6.2.3.8. La retragerea din exploatare a AT 400/220kV Rosiori sau a AT 400/220kV Iernut, pentru indeplinirea criteriului N-1, pe langa masurile de retea, deficitul sectiunii S4 trebuie sa fie maxim confidential pentru evitarea suprasarcinii pe T 400/110 kV Cluj Est.

6.2.3.9. Pentru indeplinirea criteriului N-1, retragerea din exploatare a urmatoarelor elemente este conditionata pe langa masurile de retea si de valoarea deficitului sectiunii S4:

Echipament retras din exploatare	Regim	Deficit maxim admisibil pentru sectiunea S4	Masuri de retea
AT 400/220 kV Rosiori sau AT 400/220 kV Iernut	R5	confidential	DA
L 400kV Sibiu Sud-Mintia	R5	confidential	DA
L 400kV Rosiori-Mukacevo	R5	confidential	DA
	R6	confidential	
L 400kV Iernut-Sibiu Sud	R5, R6	confidential	DA
L220kV Alba Iulia-Mintia	R5, R6	confidential	DA

6.3 Conditionari de regim

confidential

6.4 Concluzii analiza stabilitate statica

Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

Punerea in functiune a L 400kV Nadab-Oradea S. ajuta la:

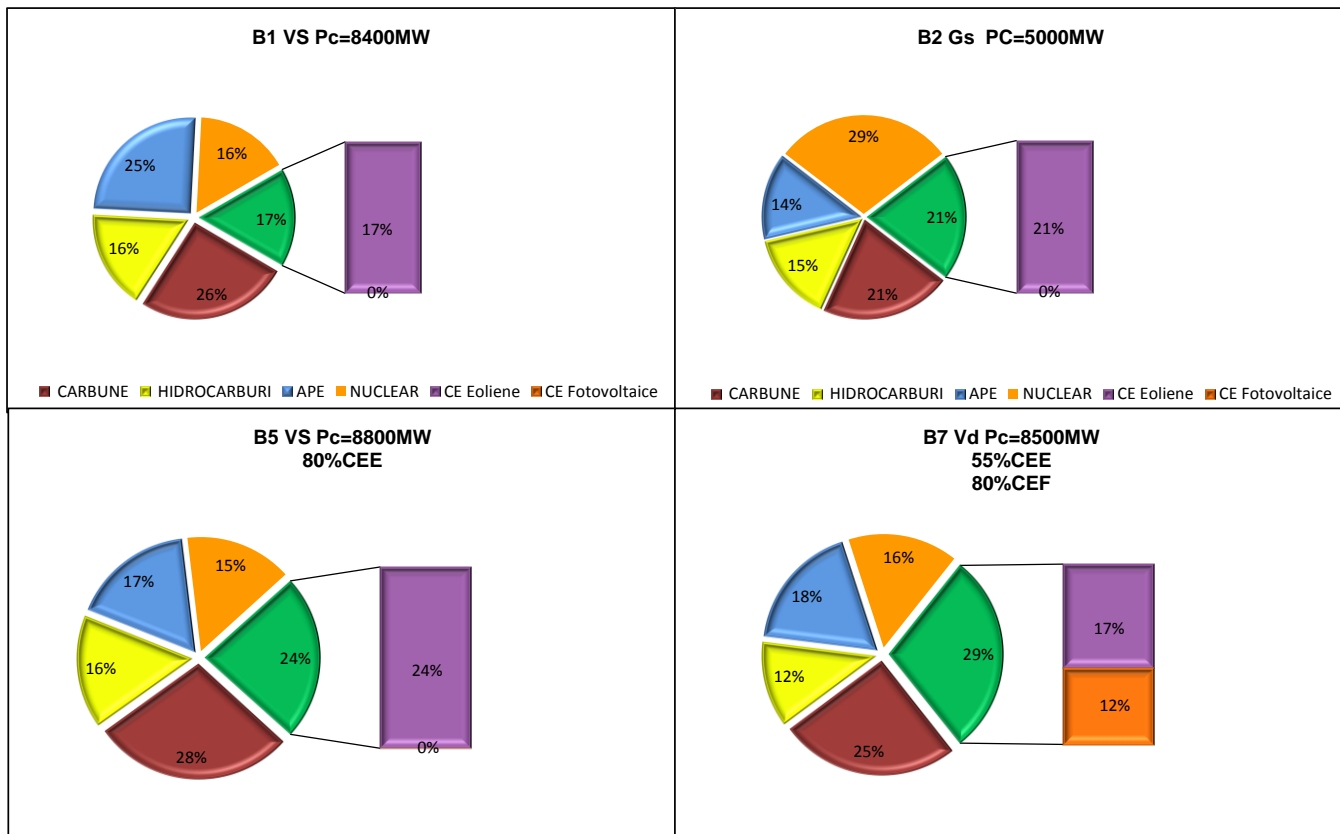
- eliminarea congestiilor din sectiunea S4 in scheme de retrageri;
- cresterea semnificativa a valorilor NTC de import;
- marirea puterii admisibile in sectiunea S4 (a carei incarcare se apropie de limita admisibila chiar in schema normala).

Punerea in functiune de compensatare statice pentru mentrinerea tensiunilor in banda admisibila in special statiile 400 kV Suceava si Pelicanu va ajuta la cresterea puterii admisibile in sectiunile S2,S3 si S5.

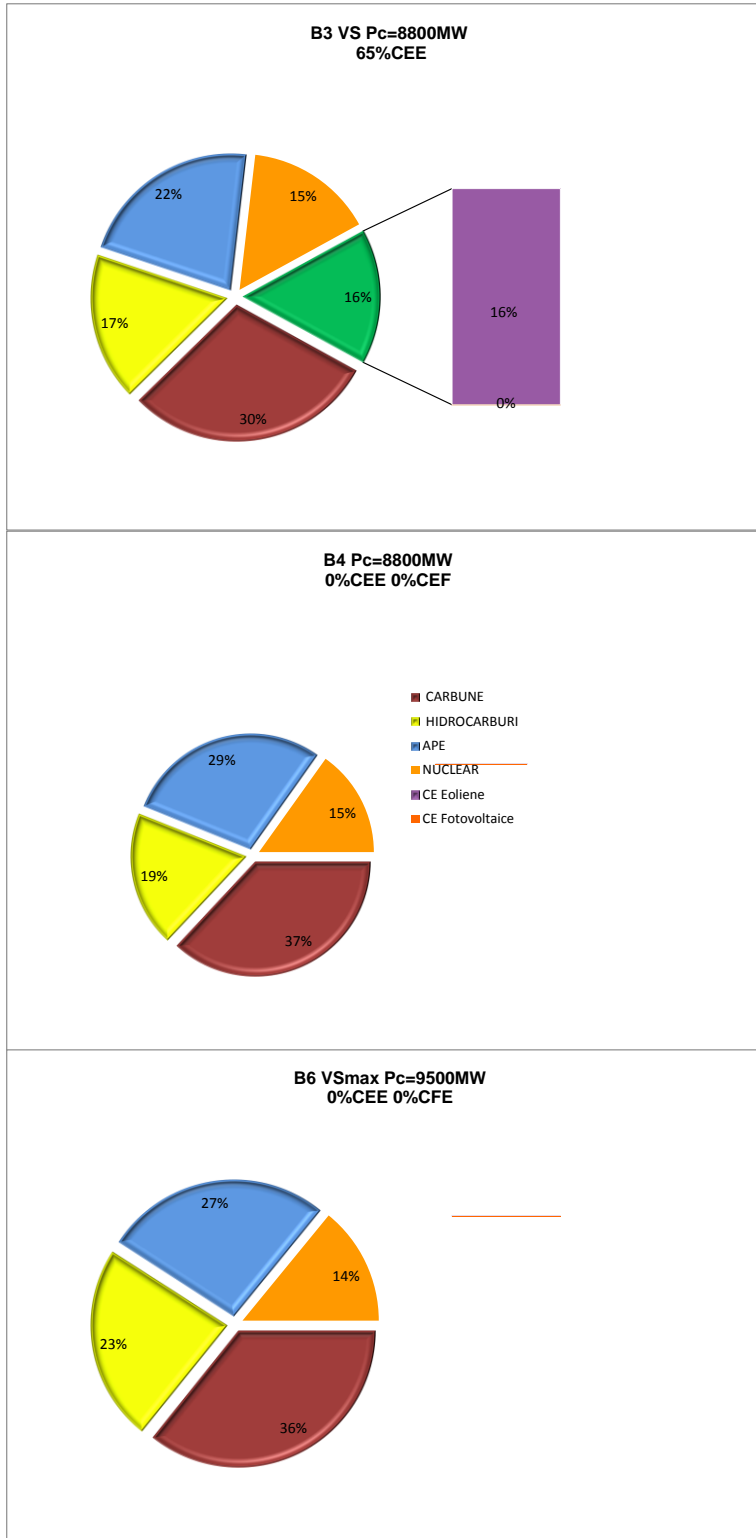
Pentru a creste puterea evacuata din zona Dobrogea si zonele adiacente produsa in CEE si implicit a puterii admisibile in sectiunea S6 este nevoie sa se realizeze, in prima urgenta, al doilea circuit pe LEA 400 kV Smardan – Gutinas si reorganizarea retelei de 110 kV pentru o vecuarea directa (radializare) in reseaua de 400 kV din zona.

6.5 confidential

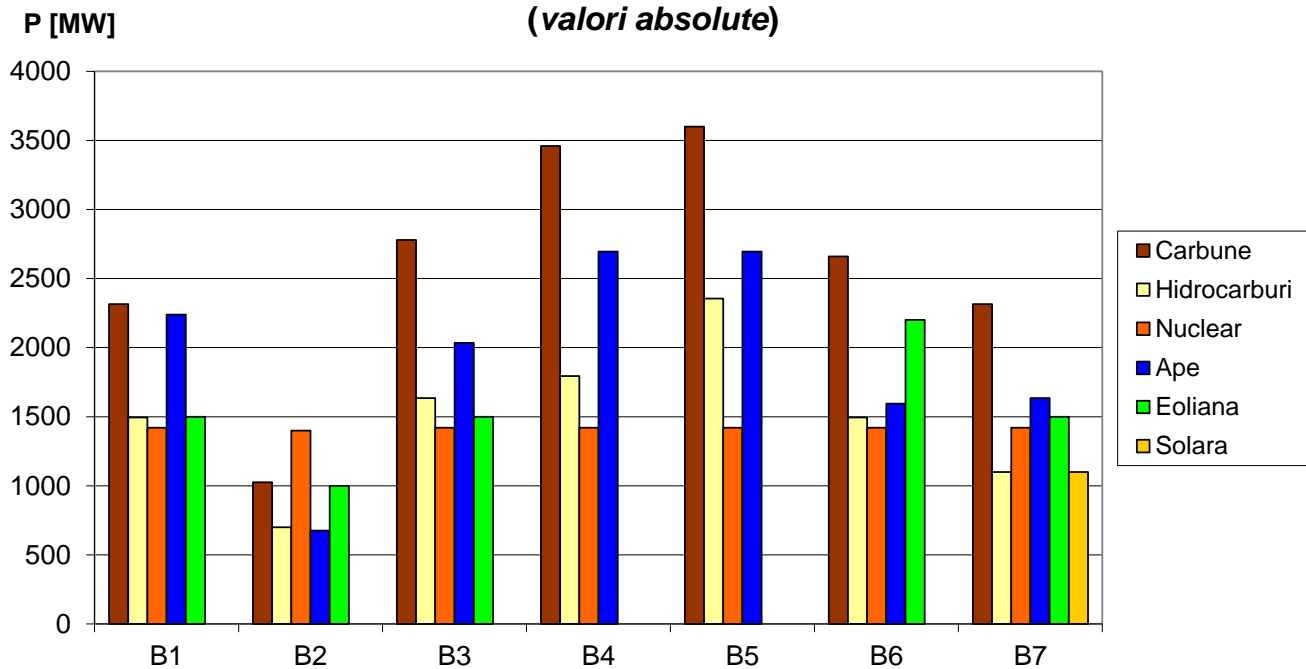
Anexa 2.3.2



Anexa 2.3.3



Structura pe resurse a productiei brute din SEN in iarna 2013-2014
(valori absolute)



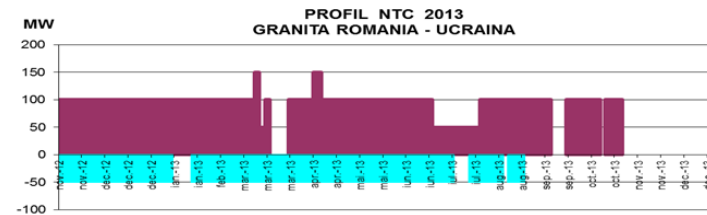
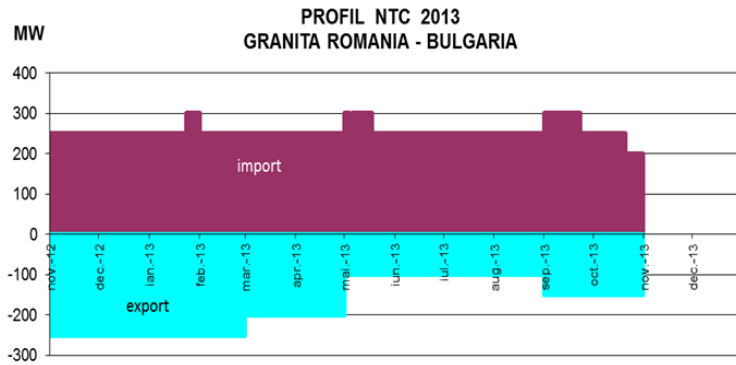
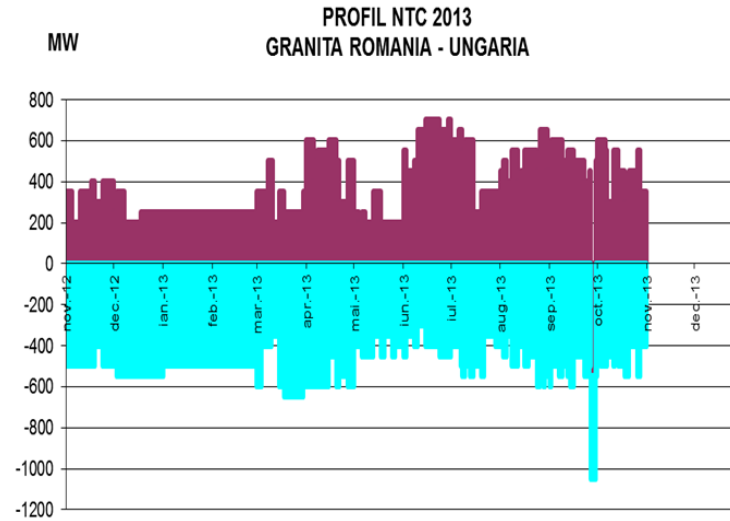
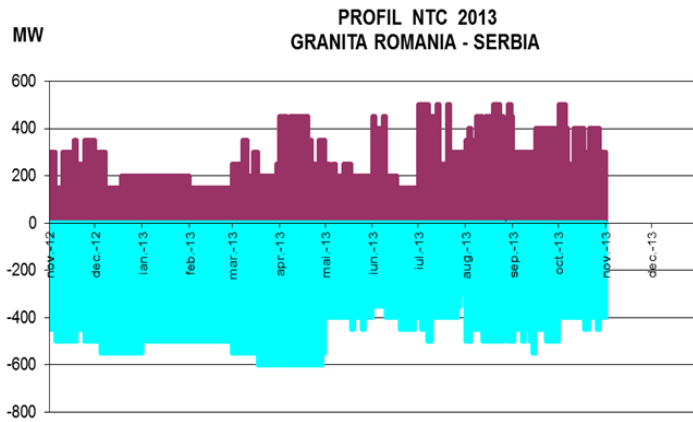
Anexa 3.11.1

Prognoza anuala a valorilor NTC si ATC lunare medii - octombrie 2013 - septembrie 2014 [MW]

Yearly Forecast of NTC and ATC average monthly values - October 2013 - September 2014 [MW]

Directie / Direction	Tip licitatie/ Auction Type	2013	octombrie / October		noiembrie / November		decembrie / December		ianuarie / January		februarie / February		martie / March		aprilie / April		mai / May		iunie / June		iulie / July		august / August		septembrie / September		Gradul de siguranta a realizarii acestei prognoze (%) / Forecasts Reliability Level (%) aug. 2013 - iul 2014 / Aug. 2013 - Jul 2014
		AAC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	
RO=>HU	licitatie comuna/ common auction	200	463	263	500	300	500	300	500	300	500	300	550	350	550	350	550	350	400	200	450	250	450	250	500	300	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
HU=>RO		150	447	297	350	200	250	100	250	100	250	100	300	150	500	350	400	250	600	450	500	350	500	350	500	350	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
RO =>SR	licitatii separate 50%/ separate auctions 50%	150	408	258	500	350	500	350	500	350	500	350	550	400	600	450	550	400	400	250	450	300	450	300	450	300	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
SR =>RO		100	374	274	300	200	200	100	200	100	200	100	250	150	400	300	400	300	350	250	400	300	400	300	400	300	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
RO =>BG	licitatie comuna/ common auction	100	150	50	300	200	300	200	250	150	250	150	200	100	200	100	200	100	100	0	100	0	100	0	150	50	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
BG =>RO		150	232	82	300	150	300	150	250	100	250	100	250	100	250	100	250	100	250	100	250	100	250	100	250	100	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
RO =>UA	RO aloca 100% cu acord explicit WPS Ucraina/ 100% RO auction with explicit WPS Ukraina accord	50	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	50	0	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
UA =>RO		50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
RO Export		500	1071	571	1350	850	1350	850	1300	800	1300	800	1350	850	1400	900	1350	850	950	450	1050	550	1050	550	1150	650	septembrie 100%; oct.- aug. 75%
RO Import		450	1153	703	1050	600	850	400	800	350	800	350	900	450	1250	800	1150	700	1300	850	1250	800	1250	800	1250	800	septembrie 100%; oct.- aug. 75%

Anexa 3.11.2 NTC lunare ferme pe ultimele 12 luni



Anexa 3.11.3

NTC pentru Octombrie 2013 _V0 :

Luand in considerare :

- Programe de retrageri in SEN si SE interconectate;
- Generatie initiala in CHE Portile de Fier si Djerdap 1100 MW (750MW +350 MW);
- Limita pe L400kV Portile de Fier-Djerdap **1300 A** (Djerdap); reglaje de **vara** la protectii in Serbia ;
- Automatici de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita deconectate;
- Import initial GR(+ITcc)+MK+AL 900MW, Turcia import 350MW, HU import initial 2400MW, RS export initial 183MW.;
- Export initial RO 500MW, BG 750 MW
- Masuri preventive si post-event. Schimburi prognozate; fara soldare; conventii bilaterale.

Valorile NTC fiabile pe granitele Romaniei in **octombrie 2013** sunt :

NTC	01-02.10 2013	03-04.10 2013	05.10 2013	06.10 2013	07-10.10 2013	11.10 2013	12-13.10 2013	14.10 2013	15.10 2013	16.10 2013	17.10 2013	18.10 2013	19-20.10 2013	21-22.10 2013	23-24.10 2013	25.10 2013	26-27.10 2013	28-31.10 2013
	Rahman-Dobrudja													Stupina-Varna				
	Beke-Sandorf		Mintia-Sibiu +bucl.S4			Rosiori-Mukacevo			Arad-Sandorfalva		Arad-Mi+cCVas							
	AT3 PdF		AT3 PdF			LSarat-Filesti-Barbosi-FocsaniV			Baru M-Paroseni									
	Burshtyn-Mukacevo			Sofia V.-C.Mogila1+2-Stip														
	Sajosz-Mukacevo			Podg-Tr		Drmno-Pancevo												
RO=>HU	400	500			450	500	450	500				550		400			550	400
HU=>RO	600			550	300	550		450				300		450			550	350
RO =>RS	400											450		400			450	400
RS =>RO	500			400	250	400						300		400				300
RO =>BG	150																	
BG =>RO	250													200				
RO=>UA	50											0		50				
UA =>RO	100											0		100				
ROExport	1000	1100			1050	1100	1050	1100				1150		1000			1150	1000
ROImport	1450			1300	900	1300		1200				850		1150			1250	950

- TRM export/import in interfata RO **300 MW / 300-400 MW**
- TRM export in interfata RO+BG **300 MW**