



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Strada Clerei nr 2-4, cod poștal 030798, sector 3, București
România, Nr. înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000, Cod unic
de înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
www.transelectrica.ro

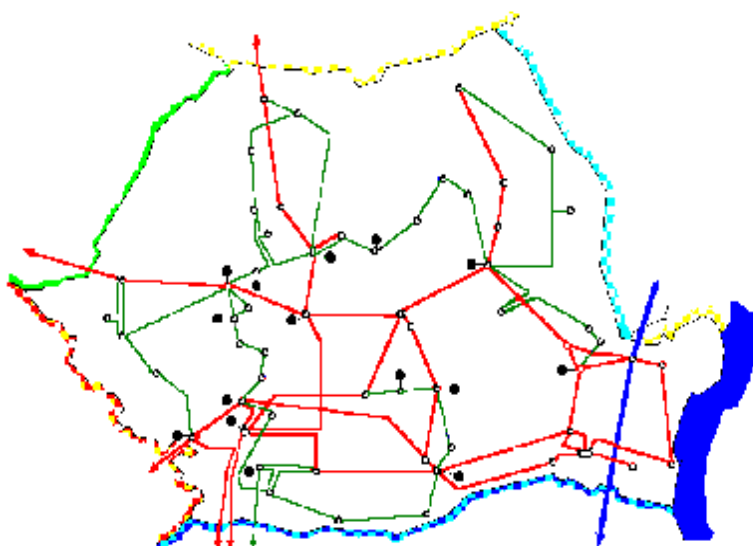


Unitatea Operatională – Dispecerul Energetic Național

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

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

Planificarea operationala a SEN in vara 2010



Martie 2010

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 UNO-DEN

CUPRINS

1. INTRODUCERE
2. BALANTE DE PUTERE
3. REGIMURI DE FUNCTIONARE A SEN
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE
5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR
6. PROPUNERI DE MASURI

ANEXE:

- 1 Tema, aviz tema si tabel cu retrageri de lunga durata
- 2.3.1 *confidential*
- 2.3.(2-3) Structura pe resurse a productiei brute pe ansamblul SEN
- 2.4.(1-2) *confidential*
- 3.1 Propunere schema normala 220-400 kV a SEN în vara 2010
- 3.2 Propunere schema normala a retelei de 110 kV a SEN în vara 2010
- 3.3-1 - 3.3-4 *confidential*
- 3.4.1 *confidential*
- 3.6 Circulatiile de putere activa prin elementele sectiunilor caracteristice
- 3.7 Tensiunile in nodurile de control din RET
- 3.8 Ploturi de functionare ale AT si T de retea
- 3.9 Lista bobinelor de reactanta conectate in regimurile analizate
- 3.10 Consumuri proprii tehnologice în SEN rezultate din calculele de regim
- 3.11 Capacitati de schimb ale SEN (NTC)
- 3.12 Sectiunile caracteristice ale SEN
- 3.14 *confidential*
- 3.15 *confidential*
- 3.16 *confidential*
- 3.17 Nota tehnica rezultate regimuri stationare program lucrari statie 110kV Lacu Sarat
- 3.18 Verificarea reglajelor automatizarilor conectare/deconectare BC 100MVA Gutinas si Suceava
- 4.1. Puteri admisibile in sectiunea S1
- 4.2. Puteri admisibile in sectiunea S2
- 4.3.1 – 4.3.3 Puteri admisibile in sectiunea S3
- 4.4. Puteri admisibile in sectiunea S4
- 4.5. Puteri admisibile in sectiunea S5
- 4.6. Puteri admisibile in sectiunea S6
- 5.1. *confidential*
- 5.2 *confidential*
- 5.3. *confidential*

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a analiza si planifica functionarea SEN in conditiile de balanta precizate pentru perioada de vara 2010 si de a propune, pe baza calculelor, schema normală de functionare pentru perioada analizata conform temei prezentate in Anexa 1 si avizata in CTES cu avizul nr. 57 / 2010.

La elaborarea studiului s-a tinut cont de:

- Planul anual de retrageri linii avizat pentru anul 2010
- Planul anual de retrageri grupuri avizat pentru anul 2010
- Informatiile primite de la producatori conform Codului tehnic al RET pentru anul 2010
- Informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori.

S-au luat in considerare si investitiile in curs de derulare, ce urmeaza sa fie puse in functiune in perioada analizata (centrala eoliana Fântânele si statia Tariverde). Pentru o mai mare acuratete a analizelor s-au considerat trei perioade de timp: luna aprilie, lunile mai si iunie, lunile iulie-septembrie. S-au considerat scheme, nivele de consum, balante de productie si etape de p.i.f. a investitiilor specifice perioadelor analizate.

S-a considerat pentru perioada cea mai lunga (iulie- septembrie 2010) o balanta echilibrata, cu o productie la vârf de 7600 MW, care acopera un consum mediu intern de 7000 MW la vârf, la sarcina si un sold de export de 600 MW.

S-a considerat functionarea interconectata a SEN in cadrul retelei ENTSO-E.

S-au analizat regimurile stationare corespunzatoare balantelor stabilite, pentru conditii normale de functionare a SEN (N elemente in functiune) si unele regimuri de retrageri, urmarind:

- incadrarea in limitele admisibile ale circulatiilor de putere si a tensiunilor si verificarea criteriului de siguranta N -1 ;
- determinarea cazurilor in care este necesara banda secundara de reglaj Q/U ;
- stabilirea restrictiilor si conditionarilor de retea ce rezulta in functionarea SEN ;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti;
- determinarea capacitatilor nete de schimb cu partenerii de interconexiune, etc..

Schemele de calcul tin cont de programele de retrageri din exploatare in vederea:

- retehnologizarii statiilor Lacu Sarat, Gadalın, Mintia
- reparatiilor capitale din statiile Gheorghieni, Pestis, FAI
- extinderii barelor din statia Brazi Vest.

S-a calculat prognoza orara pentru patru tipuri de zile caracteristice ale consumului intern din perioada de analiza a studiului.

In capitolul de stabilitate statica s-au efectuat calcule pentru determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN.

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- verificarea stabilitatii zonei Cernavoda in conditiile lucrarilor de retehnologizare planificate in Lacu Sarat si a punerii in functiune a CEE Fantanele; identificarea posibilitatilor de acordare a unor retrageri neplanificate pe liniile din zona;
- verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier in schema normala si scheme cu 1-2 retrageri in zona si interconexiune; verificarea logicii si reglajelor automatizarilor.
- verificarea stabilitatii zonei Mintia, in conditiile desfasurarii programelor de retehnologizare din statia Mintia 220kV si 110kV.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri

2.1.1. Consumuri înregistrate

2.1.1.1 Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2009

Înregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în vara 2009 s-a făcut în ziua de miercuri 22 iulie (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și noaptea de 26/27 ianuarie (pentru golul de sărbătoare).

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

22 iulie 2009

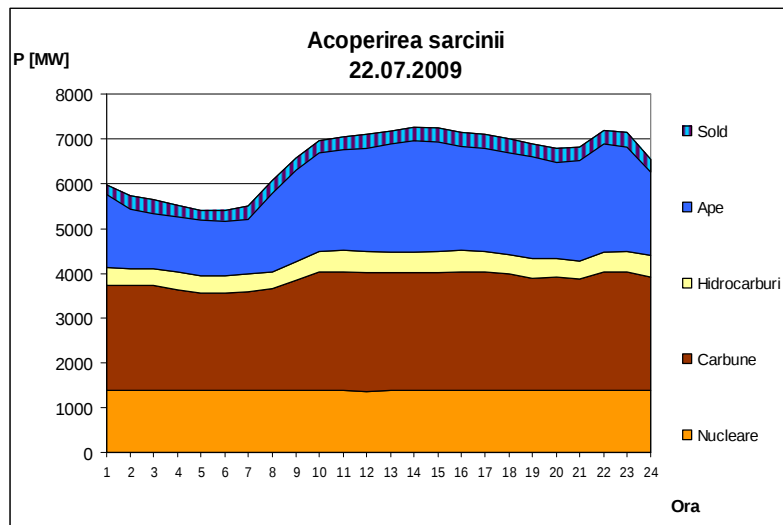
-vârful de dimineață: 6927 MW ora 14 (7030 MW ora 13)

-vârful de seară: 7057 MW ora 22

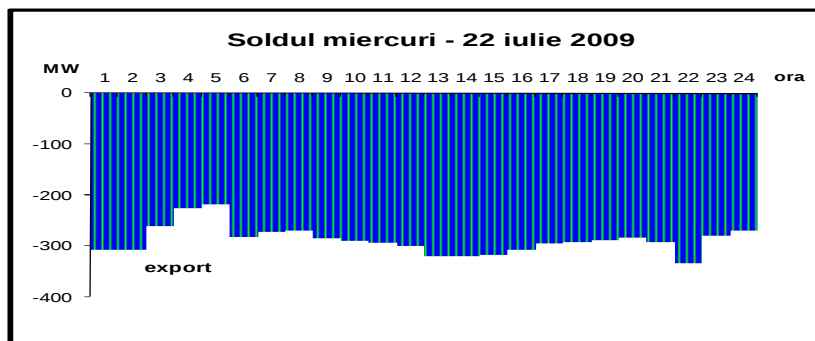
-golul de noapte: 5179 MW ora 4

27 iulie 2009

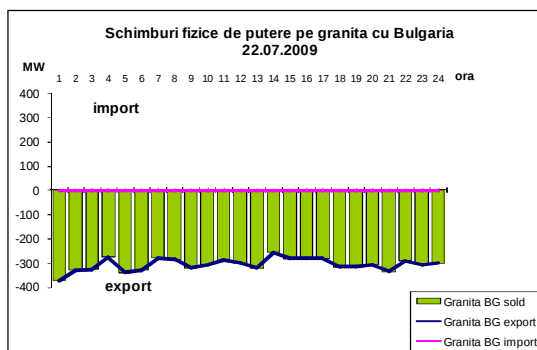
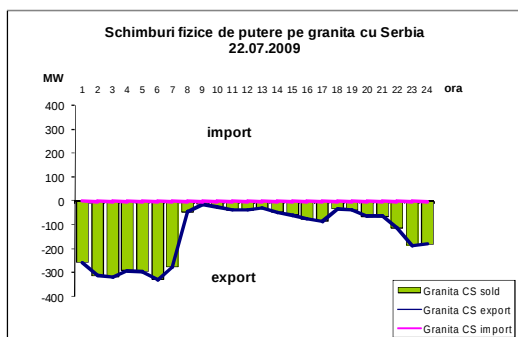
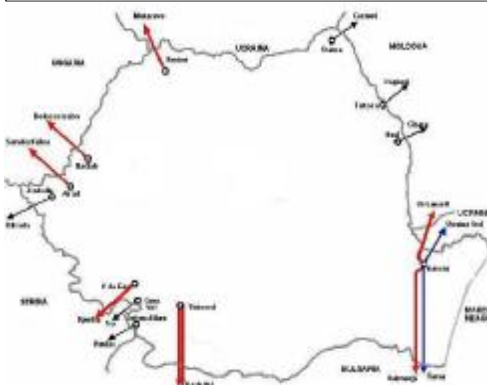
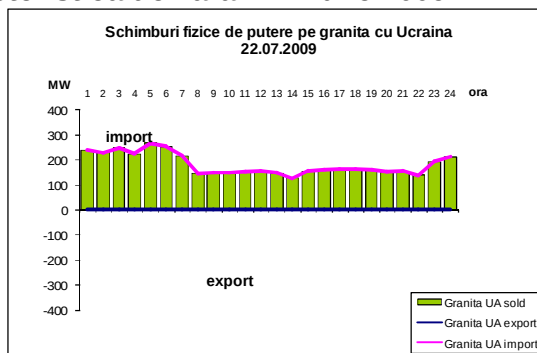
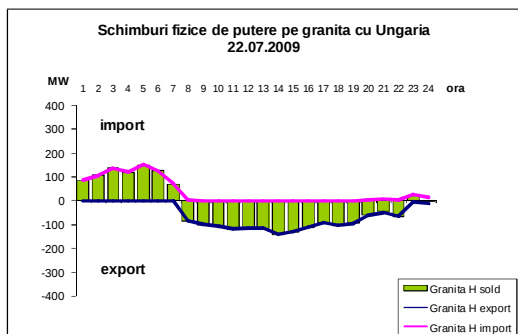
-golul de sărbătoare: 4457 MW ora 4



Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat în această zi a fost rezultatul schimburilor comerciale și tehnice. Schimbările tehnice au fost rezultatul circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și al schimburilor pentru reglajul frecvenței. Valoarea soldului SEN, cât și repartizarea lui pe granițe sunt reprezentate în graficele de mai jos.

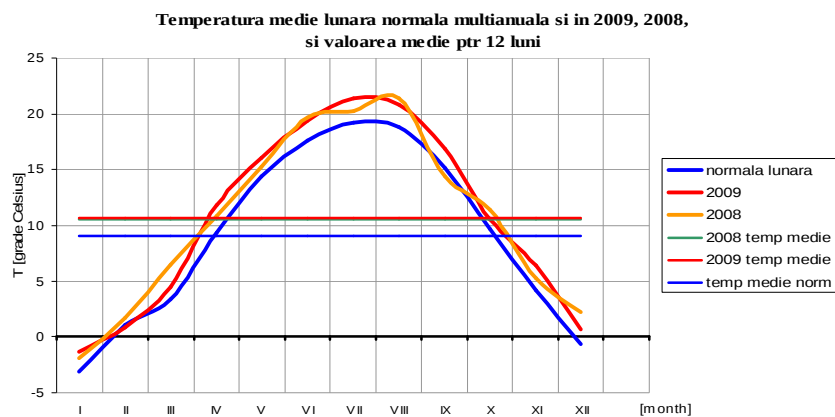


Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de vara – 22iulie 2009

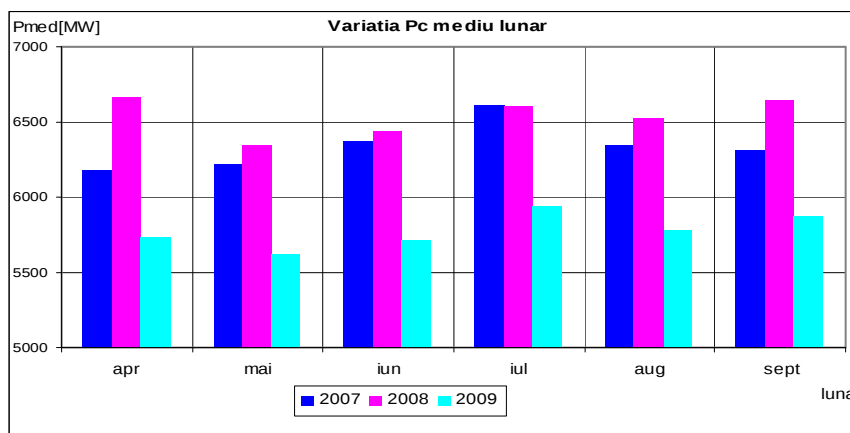


2.1.1.2 Consumuri inregistrate in vara 2009

Vara 2009 a fost o vara normala din punct de vedere al temperaturilor si precipitatiilor.



Pentru aceste conditii meteo, analiza valorilor consumului intern brut din vara 2009 ne indica o scadere a consumului. Evolutia comparativa a valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni de vara, din anii 2007, 2008 si vara 2009 este prezentata in graficul de mai jos :



Pmed lunara	2007 MW	2008 MW	2009 MW
apr	6175	6673	5737
mai	6213	6352	5620
iun	6377	6441	5717
iul	6610	6603	5941
aug	6348	6527	5785
sept	6311	6643	5875

Valorile consumului brut intern la palierele caracteristice inregistrate in cele 6 luni din vara 2009 sunt urmatoarele :

Tabelul 2.1.1 Consumuri inregistrate in vara 2009

Proгноза	Realiz. 09	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ ora	
Vara 2009	Aprilie	7170	09	6502	09	7354	21	7034	21	3958	07	4547	04
VSmed- 7900 MW	Mai	6596	10	6434	10	6989	21	6674	22	3823	02	4439	04
Exp.600MW	Iunie	6954	14	6576	14	6969	22	6579	22	4076	06	4464	04
	Iulie	7405	13	6898	14	7258	22	6819	22	4319	04	4503	04
Gsmmed- 5200 MW	August	7156	14	6590	14	7335	21	6733	21	4167	07	4560	04
Exp 400MW	Septembrie	6822	13	6544	13	7431	20	7105	21	4525	03	4643	04
	Val.medie	7017		6591		7223		6824		4145		4526	

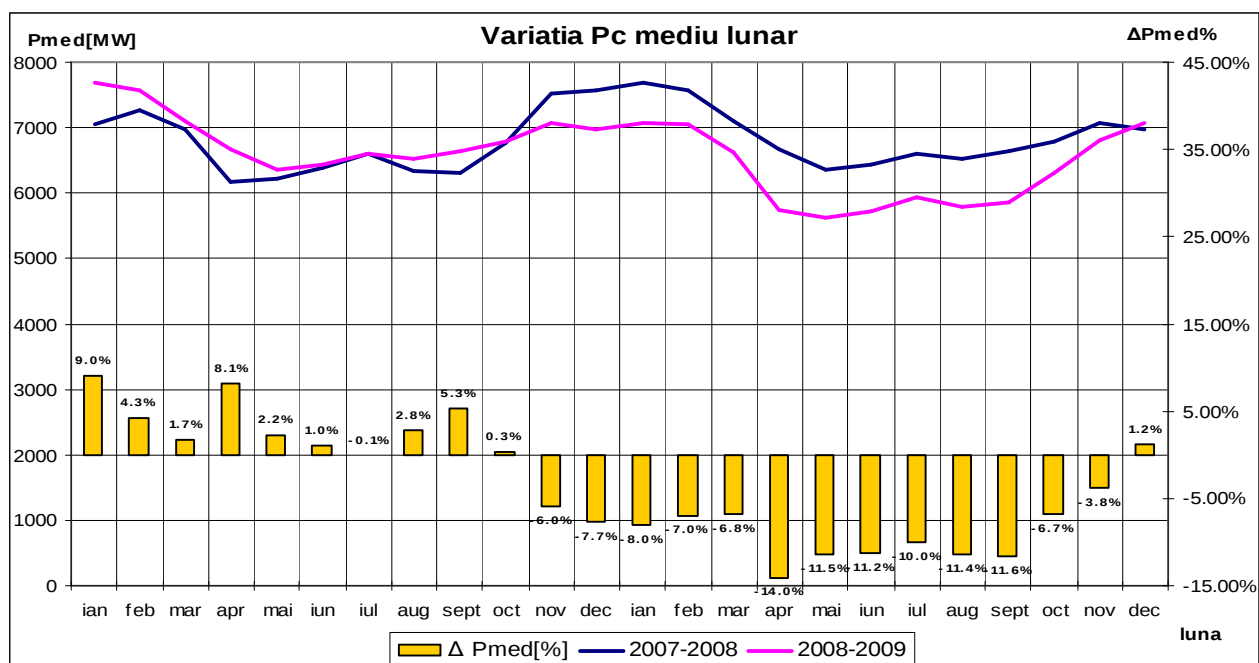
Vd-varf de dimineata, Vs-Varf de seara, Gs-Gol de sarbatoare

Valoarea maxima a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 7405 MW înregistrat în ziua de 24 iulie ora 13. Valoarea minima a consumului intern brut a fost înregistrata in ziua de luni 11 mai 2009 ora 2 fiind de 3823 MW.

Valorile consumului intern brut considerate în studiul anterior, „Planificarea operationala a SEN in vara 2009” sunt mai mari decât valorile realizate, ele fiind prognozate in octombrie 2008, la inceputul crizei economice.

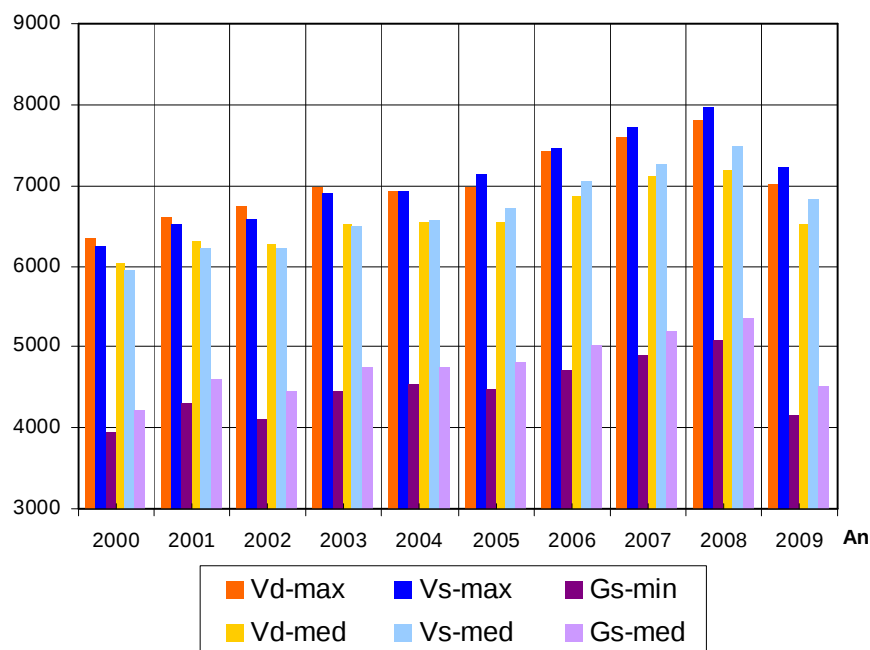
							MW
Tip palier consum	VS-med Realizat	VS-med Estimat	Abatere prognoză	GS-med Realizat	GS-med Estimat	Abatere prognoză	Variatia max Pc med lunara
Valori consum	6824	7900	-13,6%	4526	5200	-13%	-14%

Valoarea consumului mediu lunar intern brut înregistrată din vara 2009 comparată cu valoarea din aceeași perioadă a anului precedent, a scăzut (datorită manifestării crizei economice și in Romania) cu valori comparabile cu abaterea de prognoză. Variatia maxima a consumului mediu lunar realizat comparat cu valoarea omoloaga din anul anterior s-a inregistrat in luna aprilie si a fost de 14%.



Evolutia consumului intern brut la palierete caracteristice (varf de dimineata maxim/mediu, varf de seara maxim/mediu, gol de sambatoare minim/mediu) în perioada de vara:

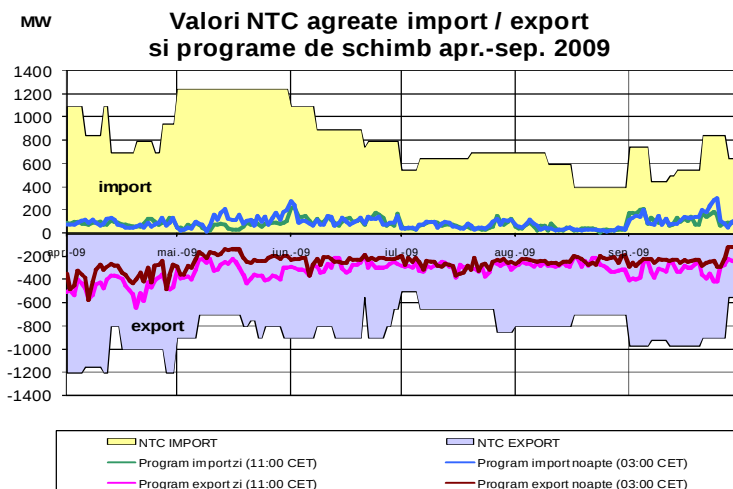
P[MW] Evolutia palierelor consumului intern in perioada de vara



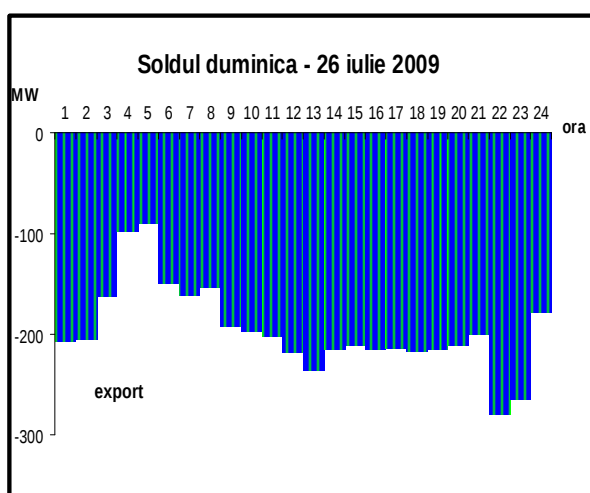
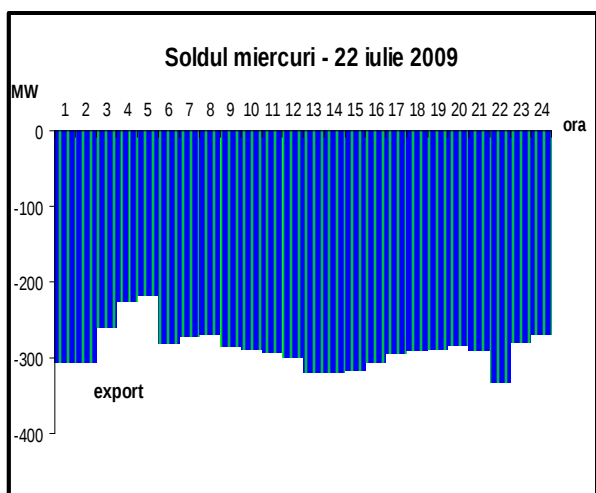
anul	Vd-max	Vs-max	Gs-min
2000	6360	6253	3941
2001	6607	6526	4300
2002	6728	6587	4119
2003	6963	6897	4459
2004	6925	6925	4539
2005	6962	7140	4476
2006	7436	7452	4714
2007	7588	7725	4892
2008	7807	7975	5101
2009	7017	7223	4145
anul	Vd-med	Vs-med	Gs-med
2000	6035	5945	4225
2001	6308	6220	4601
2002	6261	6214	4462
2003	6533	6509	4743
2004	6543	6576	4760
2005	6554	6720	4807
2006	6875	7067	5025
2007	7123	7279	5209
2008	7175	7474	5355
2009	6531	6824	4526

2.1.1.3 Valori NTC

Valorile NTC calculate pentru perioada de vara 2009 si 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.



Soldul inregistrat (export) in zilele lucratoare comparativ cu soldul inregistrat in zilele de sarbatoare.



2.1.2 Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2010

Proгноza necesarului de energie electrica in vara anului 2010 ține seama de evolutia consumului, productiei si soldului in SEN, utilizate in cadrul analizelor efectuate (in perioada octombrie - noiembrie 2009) de SPPEE, din cadrul CPDRSS, pentru fundamentarea preturilor si cantitatilor de energie electrica din contractele reglementate pentru anul 2010.

In conformitate cu reglementarile ANRE, (*Codul Comercial al Pietei Anglo de Energie Electrica si Metodologia de stabilire a prețurilor și a cantităților de energie electrică vândute de producători pe bază de contracte reglementate si a preturilor pentru energie termica livrata din centrale cu grupuri de cogenerare*), SPPEE a determinat, prin rulara programului Powrsym3, valorile corespunzatoare functionarii optime a ansamblului de centrale din SEN, pe baza prognozei orare de consum, sold si productie de energie electrica si respectiv a datelor tehnico-economice ale grupurilor producatoare, transmise de participantii la piata si aprobate de ANRE.

In Tabelul 2.1.2.1 se prezinta evolutia lunara a cererii interne, a soldului si respectiv a productiei de energie electrică prognozata pentru vara anului 2010, cat si valorile lunare maxime si minime de putere.

Tabel 2.1.2.1. EVOLUTIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICA IN VARA 2010 (VALORI BRUTE)

			2010						Valoarea	Val. medie
			apr	mai	iun	iul	aug	sept	medie a Pmax	a Pmed
E	ENERGIE EL. (incl autoconsum)	GWh							6 luni	6 luni
	Consum intern brut		4126	4214	4186	4390	4434	4428	4296	
	Sold import-export		-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	
	Productie bruta		4293	4380	4353	4557	4600	4595	4463	
F	PUTERI DE GOL	MW								
	Consum intern brut		4187	4127	3954	4132	4330	4571	4217	4604
	Sold import-export		-231	-224	-231	-224	-224	-231	-228	-230
	Putere produsa minima		4418	4351	4185	4356	4554	4802	4444	4374
G	PUTERI DE VIRF	MW								
	Consum intern brut		7573	7156	7087	7173	7387	7874	7375	6968
	Sold import-export		-231	-224	-231	-224	-224	-231	-228	-230
	Putere produsa maxima		7805	7380	7318	7397	7611	8106	7603	6738

(Vsmed/Vsmax) ptr vara2009=0.945

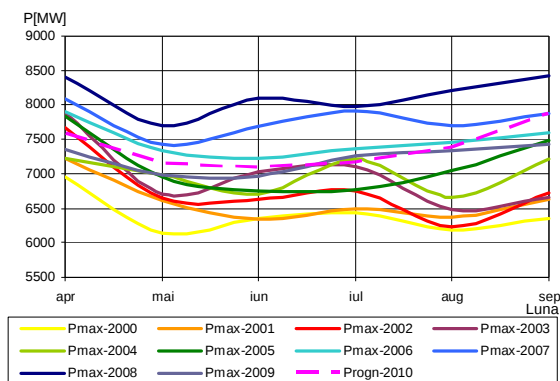
(GSmed/GSmin) ptr vara2009=1.0919

2.1.3 Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2010

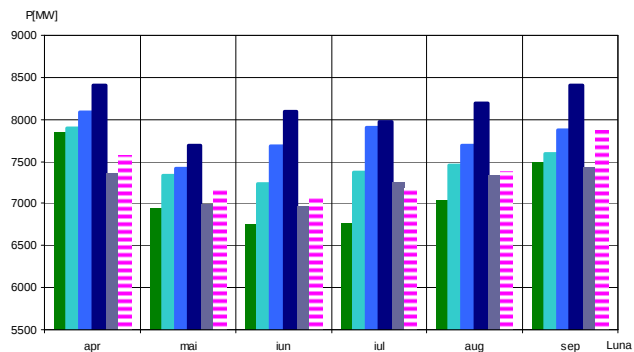
S-au analizat inregistrarile consumului intern brut pentru perioada de vara din anii anteriori, cât si valorile prognozate in cadrul CPDRSS- valori maxime instantanee. Conform datelor CPDRSS, valorile Pmax prognozat pentru vara 2010 vor fi:

Luna	Pmax-2000	Pmax-2001	Pmax-2002	Pmax-2003	Pmax-2004	Pmax-2005	Pmax-2006	Pmax-2007	Pmax-2008	Pmax-2009	Progn-2010
Apr	6951	7232	7669	7882	7230	7841	7899	8087	8409	7354	7573
Mai	6137	6614	6641	6707	6989	6946	7336	7421	7701	6989	7156
Iun	6362	6345	6625	7027	6704	6755	7230	7684	8097	6969	7087
Iul	6434	6501	6758	7101	7213	6771	7364	7908	7970	7258	7173
Aug	6182	6373	6234	6474	6662	7037	7453	7695	8201	7335	7387
Sep	6362	6628	6724	6660	7219	7491	7597	7870	8416	7431	7874

Pmax lunara a consumului intern in anii 2000-2009 si prognoza 2010



Evolutia Pmax a consumului intern



La palierele caracteristice se estimeaza atingerea urmatoarelor valori ale consumului intern brut (valori medii ale palierului considerat):

Palier consum	Pc[MW]	Pg[MW]	Sold[MW]	PpCNE[MW]	Peol[MW]	Schema	Perioada
VS	7200	7800	600	1400	80	A	aprilie
GN	5400	6000	600	1400	80		
VS	6730	7330	600	700	160	B	mai-iun
GN	4800	5100	300	700	160		
VD	7000	7600	600	1400	240	C	iul-sept
GS	4600	4900	300	1400	240	C	iul-sept

În consumul prognozat sunt cuprinse si consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 580 MW si 460 MW, în functie de palierul de sarcină si de structura productiei în functie de tipul de combustibil). Pentru calculul consumurilor serviciilor proprii ale centralelor s-au folosit datele transmise de producatori conform *Codului tehnic al RET*, capitolul 5 *Planificarea dezvoltarii rețelei electrice de transport*, subcapitolul 5.1 *Atributii si competente*, articolul 5.1.4.

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

Capacitatile de productie existente in SEN la 1 ianuarie 2010 sunt prezentate in tabelul 2.2.

Tabel 2.2

		Pi MW	Pdisp bruta MW
TOTAL SEN		20436.971	17693.050
Total centrale termice	Carbune	7178.20	6065.20
	din care :huila	1725.00	1498.00
	Hidrocarburi	5364.26	4106.40
	Total	12542.46	10171.60
Total Nucleara		1413.00	1413.00
Total CHE		6468.951	6095.890
Total Centrale Eoliene		12.56	12.56

La acoperirea consumurilor analizate si soldului prognozat in studiu s-a ținut cont de Programul anual de reparatii grupuri pentru anul 2010 și de etapele de p.i.f. ale centralei eoliene Fântânele conform programului furnizat de constructor.

2.3. Variantele de balanta

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

În anexa **2.3.1** sunt prezentate productiile în centrale în cele 4 variante de balanță analizate la functionarea SEN în vara 2010. Schemele de calcul sunt definite in anexa la Tema studiului.

Anexele **2.3.2**, **2.3.3** conțin structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor 1-4 în valori absolute si în procente.

Variantele de balanta considerate corespund posibilitatilor de functionare a SEN din punctul de vedere al puterii disponibile în SEN si al puterii produse pe tipuri de combustibil. Productiile centralelor propuse în anexe nu reprezinta o repartitie optima, ci corespund unei situatii de functionare probabile, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulatiilor de puteri, pentru calculele de stabilitate statica, precum si pentru a identifica restrictiile de retea.

Tabelul 2.3

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier / Schema	Productie eoliana (MW)	Productia în centrale mari (MW)				Sold (MW) Exp.	Centrale mici (MW)
					Termocentrale		CNE	Hidro		
					Cârb	Hidrocarb				
B1	7800	7200	VS/A	80	2715	725	1400	2660	600	220
B1gn	6000	5400	GN/A	80	2055	620	1400	1625	600	220
B2	7330	6730	VS/B	160	2815	1020	700	2415	600	220
B2 gn	5100	4800	GN/B	160	2375	810	700	835	300	220
B3	7600	7000	VD/C	240	2685	610	1400	2445	600	220
B4	4900	4600	GS/C	240	1865	495	1400	700	300	200

VD- vârf de dimineata VS-vârf de seara GN-gol de noapte GS-gol noapte de sarbatoare

2.4 Servicii tehnologice de sistem

În programarea funcționării grupurilor s-a ținut cont de rezervele necesare și/sau contractate pentru realizarea serviciilor de reglaj primar și secundar al frecvenței.

Conform regulilor ENTSO-E, rezerva care trebuie furnizată de România pentru reglajul primar este de 67 MW, ceea ce înseamnă o rezerva de cca. 1,4% din puterea nominală a grupurilor în rotație calificate pentru furnizarea acestui serviciu de sistem.

În anexele **2.4.1, 2.4.2- *confidential*** - este prezentată acoperirea rezervei de reglaj primar, a benzii de reglaj secundar, a rezervei terțiare rapide contractate, de către grupurile calificate pentru aceste servicii, pentru balanțele de producție 1,2,3,4 din tabelul 2.3.

Tabelul **2.4.3 - *confidential***- conține participarea diferiților furnizori de servicii tehnologice de sistem, care pot asigura servicii de sistem contractate în condițiile de balanță date.

Rezervele de putere necesare funcționării se asigură prin contracte bilaterale, contracte cu cantități și prețuri reglementate de ANRE, încheiate între Transelectrica și producătorii deținători de unități de producție calificate pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem. Achiziționarea diferențelor dintre cantitățile de servicii contractate pe baza reglementărilor ANRE și cantitățile necesare, stabilite de UNO-DEN pe baza criteriilor de siguranță în funcționare a SEN, se realizează prin licitații desfășurate în conformitate cu prevederile Codului Comercial al Pieței de Energie Electrică și în limitele resurselor financiare disponibile.

3. REGIMURI DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1 aprilie 2010 - 30 septembrie 2010.

S-a considerat SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

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

- Linia 400kV Portile de Fier-Djerdap;
- Linia 400kV Rosiori-Mukacevo;
- Linia 400kV Tantaraeni-Koslodui, un circuit;
- Linia 400kV Arad-Sandorfalva;
- Linia 400kV Isaccea-Dobrudja;
- Linia 400kV Nadab-Bekescsaba. Se mentioneaza ca statia Nadab este conectata doar cu statia Arad, nu si cu statia Oradea.

S-a considerat functionarea fara insule pasive de consum pe linia 400kV Isaccea-Vulcanesti si pe liniile 110kV cu Republica Moldova.

Au fost analizate regimuri stationare de functionare:

- in scheme de calcul, prezentate in anexa la tema studiului. Acestea vor fi considerate ca fiind scheme cu N elemente in functiune;
- in variante de scheme cu echipamente retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiata (la nivelul zilelor sau saptamanilor);
- in scheme cu retrageri din exploatare pentru lucrari de mentenanta minora (IT si RT).

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

- incadrarea tensiunilor si curenților in limitele admisibile in regimuri de durata cu respectarea criteriului de siguranta (N-1);
- optimizarea ploturilor de functionare pentru (auto)transformatoarele de sistem si transformatoarele 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;
- debucularea rețelei de 110kV in toate zonele in care aceasta este in paralel cu reseaua de 220 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;
- determinarea capacitatilor de schimb (NTC).

3.1 SCHEMA DE CALCUL

S-a analizat o schema de calcul de baza pentru fundamentarea schemei normale de functionare a SEN in vara 2010, conform temei avizate (aviz nr. 57 / 2010).

Schema de calcul de baza include retragerile de echipamente care acopera cea mai mare parte a perioadei analizate. Ea face parte din tema studiului, prezentata, impreuna cu avizul corespunzator, in Anexa 1.

Lista echipamentelor considerate retrase din exploatare sau indisponibile in schemele de calcul, precum si a celor puse in functiune fata de perioada de iarna 2009-2010, este prezentata la paragrafele 3.2.1.1 ÷ 3.2.1.4

Propunerea finala de schema normala de functionare a SEN este prezentata in Anexele **3.1 si 3.2** pentru reseaua de 220 si 400kV, respectiv 110kV.

3.2 VARIANTE DE REGIMURI ANALIZATE

Variantele de regim analizate sunt prezentate in tabelul 3.1.

Tabel 3.1

Regim	Variante de balanta	Palier de consum	Schema de calcul	Productie/ consum SEN [MW]	Prod. in centrale pe carbune [MW]	Productia in CNE [MW]	Varianta de interconectare a SEN	Sold export
R1	Bal.1	VSV	A	7800 / 7200	2715	1400	LEA 400kV PdF-Djerdap LEA 400kV Tantareni-Kozlodui, 1c LEA 400kV Isaccea-Dobrudja LEA 400kV Arad-Sandorfalva LEA 400kV Rosiori-Mukacevo LEA 400kV Arad-Nadab-Bekescsaba	600
R2	Bal. 2	VSV	B	7330 / 6730	2815	700		600
R3	Bal. 3	VDV	C	7600 / 7000	2685	1400		600
R4	Bal. 4	GNVs	C	4900 / 4600	1865	1400		300

3.2.1 Echipamente indisponibile si modificari fata de schema perioadei anterioare

In anexa 1 sunt prezentate retragerile de lunga durata luate in considerare pentru schemele de calcul.

Au rezultat 3 scheme diferite de calcul, A, B si C.

3.2.1.1 Schema de calcul A

Echipamentele considerate indisponibile sau retrase din exploatare (conform PAR 2010 avizat si conform comunicarii DER, ST-uri, DET-uri pentru perioada 01.03.2010-31.09.2010) in schema de calcul A, se raporteaza fata de iarna 2010.

S-au luat in considerare si terminarea unor lucrari de investitii si RK.

In statia 220/110kV Gheorghieni se continua lucrarile de RK si modernizare statie. Este retras din exploatare:

- AT2 220/110kV Gheorghieni

Se functioneaza cu linie lunga cu 3 capete Stejaru – Gheorghieni – Fantanele.

In statia 220/110kV Pestis se continua lucrarile de RK si instalare SCCP. Este retrasa din exploatare toata statia.

Se functioneaza in continuare cu cele doua linii lungi:

- linia 220kV Mintia - (Pestis) - Hasdat, formata din linia 220kV Mintia-Pestis circ. 1 suntata cu linia 220kV Pestis-Hasdat

- linia 220kV Mintia - (Pestis) - Otelarie Hunedoara, formata din linia 220kV Mintia-Pestis, circ. 2 suntata cu linia 220kV Pestis-Otelarie Hunedoara.

Este in continuare in functiune provizoratul in 110kV care consta din conectarea liniei de 110kV Simeria-Calan, suntul intre statiile IRUM si Hasdat, CT Laminoare conectata, cu liniile 110kV Pestis-IRUM si Pestis-CFR Deva deconectate).

In statia Mintia este indisponibila:

- Bobina 400kV

Nu este inca finalizata si data in exploatare *linia de 400kV Nadab-Oradea*.

In statia Gadalin se continua lucrarile de RTh. Este retrasa din exploatare toata statia. Lucrarile presupun realizarea liniei lungi 400kV Iernut-Rosiori. T 400/110kV Cluj Est se mentine in continuare in rezerva.

In statia Lacu Sarat continua lucrarile de RTh. Este retras din exploatare, conform etapei I de lucrari:

- AT3 400/220kV (echipament si celula)

In statia Oradea se retrage T2 400/110kV Oradea in vederea relocarii in statia Tariverde.

In statia G. Ialomitei este in continuare retras T4 400/110kV pentru lucrari de tratare a izolatiei, dar este in functiune T3 400/110kV. T3 400/110kV este in functiune pe statia noua. Liniile 110kV Tandarei si Basarabi sunt inca in functiune pe statia veche.

In statia 110kV Jilava este in derulare programul de modernizare a statiei. Avand in vedere intarzierea fata de programul initial de lucrari, s-a considerat in aceasta statie situatia corespunzatoare etapei 1 si anume:

- Linie lunga 110kV Colibasi-Masini Grele B
- Linie lunga 110kV Copaceni-Domnesti 2A
- CLT A-B Progresu conectata (buclare a zonei de Sud a Bucurestiului cu zona de Vest a Bucurestiului, cea alimentata de T5 400/110kV, adica cu statia IFA si cu statiile alimentate radial din portiunea functionala a statiei Jilava, care nu se afla in zona lucrarilor de modernizare).

In statia 220/110kV FAI nu s-au incheiat lucrarile de RK si instalare SCCP. Sunt retrase AT1 220/110kV si celulele aferente liniilor 110kV Galata, Delphi, Podu Iloaiei si Vladeni. Este retrasa si linia 220kV Munteni. In statia 110kV sunt conectate:

- linia 110kV Roman N.-Razboieni, linia 110kV provizorat Delphi-Galata si CT 110kV Galata;
- linia 110kV Vatra-Tg. Frumos si linia 110kV provizorat Podu Iloaiei-Vladeni;
- linia 110kV Barlad-Glavanesti.

3.2.1.2 Schema de calcul B

Echipamentele considerate indisponibile sau retrase din exploatare in schema de calcul B, se raporteaza fata de schema de calcul A.

Schema de calcul B este similara cu schema de calcul A din punct de vedere al lucrarilor in statiile Gheorghieni, Gadalin, FAI si al indisponibilitatii bobinei din Mintia.

In schema de calcul B se considera urmatoarele modificari fata de schema de calcul A:

Se desfasoara reparatiile planificate la *U1-CNE Cernavoda* si la racordul acesteia.

In statia 220/110kV Pestis se considera incheiate lucrarile de RK si instalare SCCP. Se desfiinteaza provizoratele:

- in 220kV (se desfiinteaza liniile lungi 220kV Mintia - Hasdat si Mintia -Otelarie Hunedoara)
- in 110kV (se debucleaza zona Pestis de zona Hasdat, prin deconectarea liniei 110kV Simeria-Calan, desfiintarea liniei lungi 110kV IRUM-Hasdat, deconectarea CT Laminoare si functionarea cu liniile 110kV Pestis-IRUM si Pestis-CFR Deva)

In statia Mintia incep lucrarile de RTh, prin etapa premergatoare etapei 1+2, anume retragerea celului liniei 220kV Mintia-Timisoara (aflata in zona de statie ce urmeaza a fi dezafectata in etapa 1+2), in vederea racordarii liniei pe o celula mobila.

In statia G. Ialomitei se considera incheiate lucrarile de RTh. Schema este cu doua 400/110kV disponibile si cu toate liniile de 110kV pe statia noua.

In statia L. Sarat continua lucrarile de RTh cu etapa a II a, considerandu-se incheiata etapa I. Sunt retrase din exploatare, conform etapei a II a de lucrari:

- AT4 400/220kV (echipament si celula)
- Celula liniei 400kV Gura Ialomitei si celula liniei 400kV Smardan in statia Lacu Sarat

Lucrarile presupun realizarea liniei lungi 400kV G. Ialomitei-Smardan.

In statia Oradea se considera in functiune noul T 400/110kV.

Pe liniile 220kV Buc. S.-Ghizdaru 1 cu derivatie Mostistea si Buc. S.-Ghizdaru 2 (situat pe stalpi comuni) se desfasoara lucrari de RK. Avand in vedere durata relativ mare a lucrarilor, acestea au fost luate in considerare in schema de calcul B.

3.2.1.3 Schema de calcul C

Echipamentele considerate indisponibile sau retrase din exploatare in schema de calcul C, se raporteaza fata de schema de calcul B.

Schema de calcul C este similara cu schema de calcul B din punct de vedere al lucrarilor in statiile L. Sarat, Gadalina, al indisponibilitatii bobinei din Mintia si al lucrarilor pe liniile 220kV Buc. S.-Ghizdaru 1 cu derivatie Mostistea si Buc. S.-Ghizdaru 2.

In schema de calcul C se considera urmatoarele modificari fata de schema de calcul B:

Se revine la functionarea cu doua unitati in *CNE Cernavoda*.

In statia Mintia incep lucrarile propriu-zise de RTh in statia 220kV. Programul este prezentat in anexa **3.15**. Se considera retrase AT1 220/110kV, AT4 400/220kV si liniile 110kV Mintia-Brad si Mintia-Paulis.

Pe o perioada de cca. 5 saptamani este retrasa linia 400kV Mintia-Sibiu, pentru lucrari la traseul liniei.

In statia Gheorghieni se desfiinteaza provizoriul constituit din linia 220kV cu 3 captete Stejaru-Fantanele si se retrage AT1 220/110kV Gheorghieni.

In statia Baia Mare este retras AT2 220/110kV pentru RK. Se conecteaza linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala. Se mentioneaza ca dupa incheierea acestor lucrarilor se retrage AT 220/110kV Salaj, pentru un interval de timp similar. Cele doua lucrari nu se suprapun, de aceea in schema de calcul C s-a optat pentru una dintre ele.

In statia FAI se considera incheiate lucrarile de RK si instalare SCCP. Se disponibilizeaza cel de-al doilea AT 220/110kV si se pune in functiune linia 220kV Munteni-FAI.

3.2.1.4 Scheme suplimentare

1. In statia Brazi V. 220 si 400kV sunt prevazute sa se efectueze lucrari etapizate de extindere bare 400 si 220kV, simultan cu retragerea AT3 400/220kV.

Rezultatele obtinute din analiza regimurilor stationare efectuate in vaza programului de lucrari pentru statia 400/220kV Brazi V. sunt prezentate in paragraful 3.3.2.2. Programul lucrarilor este prezentat in anexa **3.16**.

Calculul nu au mai fost reluate pentru schema de calcul A.

2. In statia Mintia 220kV si 110kV sunt prevazute sa se efectueze lucrari etapizate de RTh.

Se va analiza din punct de vedere al respectarii criteriului N-1 fiecare etapa de lucrari cuprinsa in intervalul 1 aprilie 2010–30 septembrie 2010.

Se mentioneaza ca pentru statia Mintia:

- etapa preliminara etapelor 1+2, in care este retrasa celula liniei 220kV Mintia-Timisoara, este luata in considerare si in schema de calcul B;
- etapele 1+2, in care sunt retrase AT1 220/110kV, AT4 400/220kV si liniile 110kV Mintia-Brad si Mintia-Paulis sunt luate in considerare si in schema de calcul C, simultan cu retragerea liniei 400kV Mintia-Sibiu.

Analizele si rezultatele pentru RTh statia Mintia 220kV si 110kV sunt prezentate in paragraful 3.3.2.1, iar programul lucrarilor in anexa **3.15**.

3. In statia L. Sarat 110kV sunt prevazute lucrari de RK.

Succesiunea etapelor si rezultatele de regimuri stationare aferente sunt prezentate in anexa **3.17**.

In toate schemele de calcul si suplimentare :

- la modelarea transformatoarelor si autotransformatoarelor s-au utilizat parametrii unitatilor de transformare puse in functiune ca urmare a incheierii lucrarilor de retehnologizare;
- se functioneaza cu CL 110kV Sibiu conectata, deoarece exista un singur transformator 400/110kV in statia Sibiu;
- nu este in functiune insula pasiva din zona Smardan 110kV, alimentata din linia 400kV Vulcanesti-Isaccea;
- 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. linia 110kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz;
3. linia 110kV Tusnad-V. Crisului deconectata;
4. linia 110kV Copsa Mica-Medias deconectata;
5. linia 110kV Tarnaveni-Medias conectata;
6. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110kV;
7. linia 110kV Tauni-Blaj deconectata;
8. liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud deconectate;
9. linia 110kV Orlat-Petresti conectata;
10. CT Vascau deconectata in schemele de calcul B si C.

In schema de calcul A CT Vascau este conectata, datorita retragerii T2 400/110kV Oradea. Daca CT Vascau nu ar fi conectata, atunci in schema de calcul A, cu doar linia 110kV Salonta-Ch. Cris conectata, in situatia in care nu ar exista productie in centralele hidro din zona Oradea, declansari ale unor linii de 110kV cuprinse intre statiile Arad si Oradea Vest, ar conduce la tensiuni scazute, de cca. 86-98kV in zona Oradea;

11. linia 110kV Salonta-Ch. Cris este conectata in schemele A, B si C:

In schema de calcul A, cand este retras din exploatare T2 400/110kV Oradea (si ca urmare se deconecteaza si linia 400kV Rosiori-Oradea), in situatia in care nu ar exista productie in centralele hidro din zona si anume in Remeti, Munteni, Sacadat, Tileagd, atunci, daca linia 110kV Salonta-Ch. Cris ar fi deconectata, cu CT Vascau conectata conform pct. 10, la declansarea CT Vascau tensiunile in zona Oradea ar fi de cca. 95-98kV (st. Beius cca. 95kV).

In schema de calcul B, la declansarea liniei 400kV Oradea-Rosiori sau a T 400/110kV Oradea, in aceeaasi situatie de lipsa a productiei in centralele hidro din zona Oradea, daca linia 110kV Salonta-Ch. Cris ar fi deconectata, cu CT Vascau deconectata conform pct. 10, valoarea tensiunilor in zona Oradea este ceva mai ridicata fata de regimul corespunzator schemei anterioare, de cca. 100kV.

În schema de calcul C, la declansarea liniei 400kV Oradea-Rosiori sau a T 400/110kV Oradea, în aceeași situație de lipsă a producției în centralele hidro din zona Oradea, dacă linia 110kV Salonta-Ch. Cris ar fi deconectată, cu CT Vascau deconectată conform pct. 10, tensiunile în zona Oradea ar fi de cca. 95-99kV. Pentru a respecta încadrarea tensiunilor în limitele normale se menține linia 110kV Salonta-Ch. Cris conectată pe întreaga perioadă analizată.

3.3 ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCTIONARE

Pentru analiza regimurilor de funcționare în toate schemele de calcul descrise la paragraful 3.2.1 generatoarele cu o putere instalată de cel puțin 50MW au fost modelate individual la medie tensiune.

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

În anexa **3.14** sunt prezentate, pentru schema de calcul C, care este considerată schema de bază dintre cele 3 scheme, grupurile generatoare modelate la medie tensiune (la borne) și încărcate la palierul VDV și GNVs, precum și datele principale ale transformatoarelor bloc aferente.

Se menționează că în toate schemele de calcul a fost modelat la bara 110kV Tariverde parcul eolian Fantanele ce debitează în stația 400/110kV Tariverde.

În balanțele 1÷4 s-a considerat acoperirea cu generatoarele parcului eolian Fantanele ca fiind cca. 70% din puterea să instalată prognoată (de către constructor), la sfârșitul perioadei aferente fiecărei scheme de calcul.

S-au făcut calcule de sensibilitate cu P_g parc eolian Fantanele=0 și 100% din puterea să instalată.

Stabilirea schemei de calcul de bază s-a făcut pornind de la regimul R3 cu topologia prezentată în paragraful 3.2.1.3, schema de calcul C, balanța 3 palier VDV și ținând cont că fiecare transformator de bloc modelat va avea comutatorul de ploturi fixat pe aceeași poziție pe întreaga perioadă analizată.

Alegerea ploturilor de funcționare a transformatoarelor bloc s-a făcut iterativ, urmărind:

- să se obțină regimuri optimizate, prin utilizarea aplicației „opti” , atât în regimul corespunzător palierului VDV (R3, bal. 3, schema de calcul C), cât și în cel corespunzător palierului GNVs (R4, bal. 3, schema de calcul C)
- aceste regimuri obținute în pasul anterior se ajustează astfel încât să fie satisfăcut criteriul N-1 atât în regimul corespunzător palierului VDV (R3, bal. 3, schema de calcul C) cât și în cel corespunzător palierului GNVs (R4, bal. 4, schema de calcul C)

Funcția obiectiv a procesului de optimizare urmărește simultan:

- minimizarea consumului propriu tehnologic din rețea,
- aducerea funcționării generatoarelor în regim inductiv, cu evitarea utilizării benzii secundare de reactiv,
- respectarea limitelor de tensiune în nodurile generatoare (de tip PU),
- încadrarea în limite a tensiunilor pe barele transformatoarelor și autotransformatoarelor,

Parametri de reglaj sunt:

- tensiunile impuse la bornele generatoarelor,
- ploturile transformatoarelor și autotransformatoarelor de sistem
- ploturile transformatoarelor bloc.

Optimizarea regimului de bază este un proces iterativ, dar, odată stabilite ploturile transformatoarelor bloc, parametrii de optimizare disponibili rămân tensiunile impuse la bornele generatoarelor și ploturile transformatoarelor și autotransformatoarelor de sistem.

In anexa **3.14** se prezinta ploturile de functionare ale transformatoarelor bloc.

3.3.1 Functionarea in schemele de calcul

Sunt prezentate regimurile de functionare in schema de calcul C din punct de vedere al tensiunilor, circulatiilor de putere activa si reactiva si al consumurilor proprii tehnologice in retea.

A. Circulatii de putere

Incarcarile liniilor de 110-400kV pot depasi in unele cazuri puterea naturala corespunzatoare nivelului respectiv de tensiune. Pentru regimul de baza R3, situatia este urmatoarea:

Linii 400kV incarcate in zona P natural	Linii 220kV incarcate in zona P natural	Linii 110kV incarcate in zona P natural
-	Buc. Sud-Fundeni, c1 si 2 Slatina-Craiova Isalnita-Gradiste Craiova-Isalnita, c1 si c2 Bradu-Targoviste, c2 Cluj-Al. Iulia Tr. Magurele-Craiova L. Sarat-Filesti Barbosi-Filesti Portile de Fier-Resita, c1si c2	-

Liniile de 110kV sunt incarcate sub 75% din valoarea maxima de durata a curentului cu exceptia LEA 110kV IFA-Domesti (185mm²), LES 110kV Fundeni B-Obor 2-Buc. N 2 si Fundeni B-Pipera 2 sunt incarcate la cca. 75% din valoarea maxima de durata a curentului.

Se constata ca nu se depaseste puterea naturala pe nici o linie de 400kV interna sau de interconexiune.

Circulatiile de putere in reseaua de 220-400kV in schemele de calcul A, B, iar in schema de calcul C, la palierele VDV si GNVs, realizate cu aplicatia Neplan, sunt prezentate in anexele **3.3-1, 3.3-2, 3.3-3, 3.3-4**.

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 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 compensare a reactivului: starea operativa a bobinelor, ploturile de functionare ale autotransformatoarelor si transformatoarelor de sistem si bloc, nivelul de tensiune impus la bornele generatoarelor, marimea benzii de putere reactiva la generatoare (primara sau secundara).

Ploturile de functionare ale transformatoarelor si autotransformatoarelor de sistem pentru R1÷R4 sunt prezentate in anexa **3.8**

Starea operativa a bobinelor in R1÷R4 este prezentata in Anexa **3.9**.

In regimurile R1, R2, R3, pentru incadrarea tensiunilor in limite admisibile se conecteaza aceleasi bobine, cu exceptia bobinei din Suceava, a carei conectare in R3 nu este necesara.

In anexa **3.18** se prezinta o analiza comparativa a conditiilor de actionare a automatizarii de declansare a bobinelor in statiile Suceava si Gutinas 400kV, in diferite scenarii care ar determina scaderea tensiunilor, in regimul R3:

- Oprirea unui grup in S5
- Functionarea cu intreg parcul de bobine in S5
- Declansarea unor linii de 400kV de alimentare a S5

De asemenea s-a analizat si influenta cresterii consumului in S5 asupra tensiunilor in cele doua statii.

Ploturile de functionare ale transformatoarelor bloc ale grupurilor in functiune in perioada corespunzatoare schemei de calcul C sunt prezentate in anexa **3.14**.

In ceea ce priveste regimul R4, corespunzator palierului GNVs (bal. GTP, schema de calcul C), au fost necesare masurile:

- conectarea tuturor bobinelor disponibile, cu exceptia:
 - bobinei 400kV din Mintia, indisponibila
 - bobinei 400kV din Gadalin, statia fiind in RTh
 - unei bobine 400kV din Cernavoda considerata in rezerva
 - unei bobine 400kV din Isaccea considerata in rezerva
- s-a modificat consemnul reguletoarelor de tensiune la bornele unor generatoare (nu a fost posibila aducerea in regim inductiv a tuturor generatoarelor, deoarece tensiunea in statia Sibiu este la limita superioara admisibila, 420kV si trecerea in regim inductiv ar conduce la cresterea acesteia)
- nu a fost necesara deconectarea de linii, pentru incadrarea tensiunilor in limite admisibile in regimul cu N elemente in functiune.

Pentru respectarea criteriului N-1 in zona Sibiu, Iernut, Rosiori doar la declansarile AT 400/220kV Iernut sau Rosiori, postavarie, se deconecteaza linia lunga 400kV Iernut – Rosiori, daca TH 2 Lotru nu poate functiona ca si compensator sincron.

Se mentioneaza ca pentru R4 tensiunile in zona de nord, in regimul cu N elemente in functiune, in special in statiile Sibiu, Iernut si Rosiori sunt la limita superioara admisibila. Deconectarea liniei lungi 400kV Iernut–Rosiori ar determina scaderea acestora cu cca. 8kV in Rosiori, cu 6kV in Iernut si cu 4kV in Sibiu.

Statie	Sibiu	Iernut	Rosiori
Cu linie lunga in functiune	420kV	418kV	418kV
Cu linie lunga deconectata	416kV	412kV	410kV

Daca insa TH 2 Lotru poate fi utilizat ca si compensator sincron cu cel putin $Q_g = -60$ MVar, tensiunea in statiile de 400kV Sibiu, Iernut, respectiv Rosiori scade cu cca. 4kV, 3kV, respectiv 2kV, in regim cu N elemente in functiune si cu linia lunga Iernut-Rosiori in functiune, fata de valorile din tabelul de mai sus.

Criteriul N-1 este respectat, inclusiv la declansarile AT 400/220kV Iernut sau Rosiori, fara a fi nevoie ca linia lunga 400kV Iernut-Rosiori sa fie deconectata.

Tensiunile in reseaua de 220-400kV in schemele de calcul A, B iar in schema de calcul C, la palierele VDV si GNVs, realizate cu aplicatia Neplan, sunt prezentate in anexele **3.3-1, 3.3-2, 3.3-3, 3.3-4**.

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 R1 in urma unor analize de verificare a criteriului N-1, cu scaderea iterativa a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, 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 cap. de stabilitate statica.

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor in regimul R4 corespunzator palierului GNVs.

Benzile de tensiune in nodurile de control ale RET sunt prezentate in anexa 3.7.

C. Consum propriu tehnologic

Valoarea consumului propriu tehnologic din SEN este prezentata in tabelul de mai jos, precum si in Anexa 3.10:

Regim	CPT [MW]
R1	189
R2	171
R3	185
R4	130

Valorile consumului propriu tehnologic din RET variaza la retragerea din exploatare a diverselor linii sau unitati de transformare (N-1), comparativ cu valoarea celui corespunzator din schema completa de calcul (N elemente).

Pentru regimul R3, in tabelul 3.2. sunt prezentate valorile de consum propriu tehnologic din RET in ordinea descrescatoare a influentei retragerii din exploatare ale LEA 400kV, LEA 220kV, T 400/110kV, AT 400/220kV si AT 220/110kV.

La schemele de retrageri din exploatare au fost luate in considerare conditionarile de regim de la cap.6, incluzand si buclurile necesare in retea de 110kV pentru satisfacerea criteriului N-1.

Se mentioneaza ca valorile pe SEN includ pierderile in transformatoarele bloc modelate.

Tabel 3.2.

Nr. crt.	Denumire echipament	Pierderi (MW)			Variatia pierderilor fata de regimul cu N elemente (%)		
		SEN	RET	RED	SEN	RET	RED
0	Regim cu N elemente	184.57	129.13	37.10	-	-	-
2	LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap	195.96	140.67	36.96	6.17	8.94	-
3	LEA 400kV Domnesti-Urechesi	192.56	135.62	38.53	4.33	5.03	3.85
4	LEA 400kV Pelicanu- Cernavoda	191.95	134.95	38.6	4	4.51	4.04
5	LEA 400kV Rosiori- Mukacevo	192.09	134.37	39.35	4.07	4.06	6.06
6	LEA 400kV Tantareni- Bradu	190.17	134.35	37.44	3.68	3.62	5.67
7	LEA 400kV Bucuresti- Slatina	190.78	133.51	38.89	3.36	3.39	4.82
8	AT 3 400/220kV Mintia	189.44	133.37	37.73	2.64	3.28	1.7
9	LEA 400kV Tulcea- Tariverde	190.57	133.18	39.03	3.28	2.83	6.49
10	LEA 400kV Gutinas- Smardan	191.04	133.13	39.53	3.69	3.27	6.9
11	LEA 400kV Arad- Mintia	188.92	132.78	37.78	2.36	2.83	1.83
12	LEA 400kV Tantareni- Koslodui	188.16	132.6	37.18	1.95	2.69	0.22
13	LEA 400kV Roman N-Bacau S	192.37	132.34	41.67	4.23	2.49	12.3
14	AT 3 400/220kV Brazi V	188.79	132.23	38.23	2.92	2.31	6.58
15	LEA 400kV Sibiu- Tantareni	188.17	131.78	38.02	1.95	2.05	2.48
16	LEA 400kV Tulcea- Isaccea	188.61	131.74	38.52	2.22	1.71	5.1
17	LEA 400kV Bucuresti S- Gura	188.09	131.73	37.97	1.91	2.01	2.35
18	AT 400/220kV Rosiori	187.81	131.56	37.91	1.76	1.88	2.18
19	LEA 220kV Gutinas- Munteni	187.57	131.44	37.77	1.63	1.79	1.81

Nr. crt.	Denumire echipament	Pierderi (MW)			Variatia pierderilor fata de regimul cu N elemente (%)		
		SEN	RET	RED	SEN	RET	RED
0	Regim cu N elemente	184.57	129.13	37.10	-	-	-
20	LEA 220kV Barbosi- Filesti	188.91	131.22	39.35	2.59	1.72	6.93
21	LEA 220kV Bradu- Targoviste c2	187.6	131.22	38.01	1.87	1.61	3.65
22	LEA 400kV Bucuresti S- Pelicanu	187.54	131.05	38.11	1.61	1.49	2.72
23	LEA 220kV Bradu- Targoviste c1	186.49	130.91	37.22	1.27	1.37	1.5
24	LEA 400kV Gura Ialomitei-	186.52	130.85	37.31	1.06	1.33	0.57
25	T 400/110kV Suceava	190.81	130.79	41.65	-0.05	-0.08	-
26	LEA 400kV Roman N- Suceava	190.81	130.79	41.65	-0.1	-0.36	0.6
27	LEA 400kV Gura Ialomitei-	186.31	130.65	37.3	0.94	1.18	0.54
28	LEA 400kV Medgedia- Cernavoda	186.68	130.56	37.77	1.18	0.8	3.06
29	LEA 220kV Bradu- Stuparei	186.8	130.45	38	1.21	1.02	2.43
30	LEA 400kV Sibiu- Brasov	187.18	130.27	38.54	1.41	0.88	3.88
31	AT 220/110kV Fai	193.85	130.25	45.25	5.03	0.87	21.9
32	LEA 400kV Brasov- Bradu	186.18	130.21	37.6	0.87	0.84	1.35
33	LEA 220kV Bucuresti S- Fundeni c2	185.7	130.12	37.25	0.97	1.27	0.43
34	LEA 220kV Bucuresti S- Fundeni c1	185.69	130.12	37.24	0.97	1.27	0.4
35	AT 3 400/220kV Bucuresti S	185.87	130.02	37.51	1.32	0.6	4.57
36	LEA 220kV Portile de Fier- Cetate	186.67	129.99	38.33	1.14	0.67	3.32
37	LEA 400kV Smardan- Gura	186.82	129.97	38.48	1.22	0.65	3.72
38	AT 220/110kV Cetate	186.63	129.97	38.32	1.12	0.65	3.29
39	LEA 220kV Lacul Sarat- Braila	186.55	129.96	38.76	1.07	0.64	4.47
40	AT 4 400/220kV Bucuresti S	186.96	129.91	38.69	1.29	0.6	4.29
41	AT 220/110kV Munteni	187.43	129.86	39.23	1.55	0.57	5.74
42	T 400/110kV Gura Ialomitei	186.65	129.82	38.48	1.13	0.53	3.72
43	T 400/110kV Domnesti	186.5	129.72	38.44	1.05	0.46	3.61
44	LEA 400kV Gutinas- Bacau S	186.86	129.71	38.81	1.24	0.45	4.61
45	T 400/110kV Oradea	188.72	129.6	40.75	2.25	0.36	9.84
46	LEA 400kV Constanta- Cernavoda	186.51	129.51	38.64	1.05	0.29	4.15
47	AT 220/110kV Baia Mare	187.53	129.46	39.72	1.6	0.26	7.06
48	LEA 220kV Cluj FI- Alba Iulia	189.18	129.43	41.4	2.5	0.23	11.5
49	LEA 220kV Lacul Sarat- Filesti	186.14	129.35	38.55	1.09	0.19	4.76
50	LEA 220kV Rosiori- Vetis	186.55	129.27	38.95	1.07	0.11	4.99
51	AT 220/110kV Vetis	186.46	129.22	38.9	1.02	0.07	4.85
52	AT 220/110kV Bucuresti S	186.43	129.09	39	1.01	-0.03	5.12
53	AT 220/110kV Focsani	188.46	129.08	41.04	2.11	-0.04	10.6
54	T 400/110kV Sibiu	186.78	129.06	39.37	1.2	-0.05	6.12
55	LEA 220kV Brazi- Teleajen	186.48	128.94	39.19	1.27	-0.15	6.87
56	LEA 220kV Stalpu- Teleajen	188.8	128.93	41.51	2.29	-0.15	11.8
57	T 400/110kV Pelicanu	186.43	128.93	39.15	1.01	-0.15	5.53
58	AT 220/110kV Stalpu	188.6	128.87	41.39	2.18	-0.2	11.5
59	LEA 400kV Domnesti- Brazi V	187.33	128.86	40.13	1.5	1.16	3.27
60	LEA 400kV Rosiori- Oradea	188.08	128.81	40.88	1.9	-0.25	10.1
61	AT 220/110kV Gheorgheni	188.55	128.71	41.5	2.16	-0.33	11.8
62	AT 220/110kV Ghizdaru	187.3	128.4	40.55	1.48	-0.57	9.3
63	LEA 220kV Turnu Magurele-	188.57	128.16	42.06	1.79	-0.32	9.7
64	LEA 220kV Slatina- Craiova	184.46	126.61	39.82	0.88	0.8	1.53
65	LEA 220kV Isalnita- Gradiste	184.15	126.2	39.92	1.01	1.03	1.37

Se recomanda reducerea la minim a duratei retragerii echipamentelor pentru care cresterea consumului propriu tehnologic este mare, sau introducerea lucrului sub tensiune.

In anexa **3.10** sunt prezentate valorile consumului propriu tehnologic in regimurile R1, R2, R3, R4 pe total SEN si defalcat pentru RED si RET.

Pentru RET valorile totale sunt defalcate pe liniile 220 kV si 400 kV si pe T si AT de sistem si bobine de compensare.

In statiile 220/110kV Dumbrava, FAI, Isalnita, Craiova, Tr. Magurele, Resita, Ghizdaru, Arefu, Ungheni in care sunt cel putin doua unitati de transformare, se aduce un AT 200MVA 220/110kV in rezerva calda, pentru reducerea CPT, fara a fi nevoie de buclari suplimentare pentru respectarea criteriului N-1.

Avand in vedere atat lucrarile de RTh in statii de 400kV din RET, cat si necesitatea indeplinirii criteriului N-1, nu se pot propune unitati de transformare AT 400/220kV si T 400/110kV sa fie aduse in rezerva in schema normala.

Se analizeaza situatia privind posibilitatea aducerii in rezerva a unuia din cele doua T 400/110kV Medgidia S. La functionarea cu un singur T 400/110kV in Medgidia se conecteaza CT 110kV Medgidia. Reducerea CPT este de cca. 0,15 MW. Declansarea liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda conduce la incarcarea T 400/110kV aflat in functiune in statia Medgidia la cca. 190MVA, respectiv cca. 225MVA (pentru productie in parcul eolian Fantanele de 70%Pi, respectiv parc eolian fara productie). Ca urmare, se propune functionarea cu un T 400/110kV in Medgidia S.

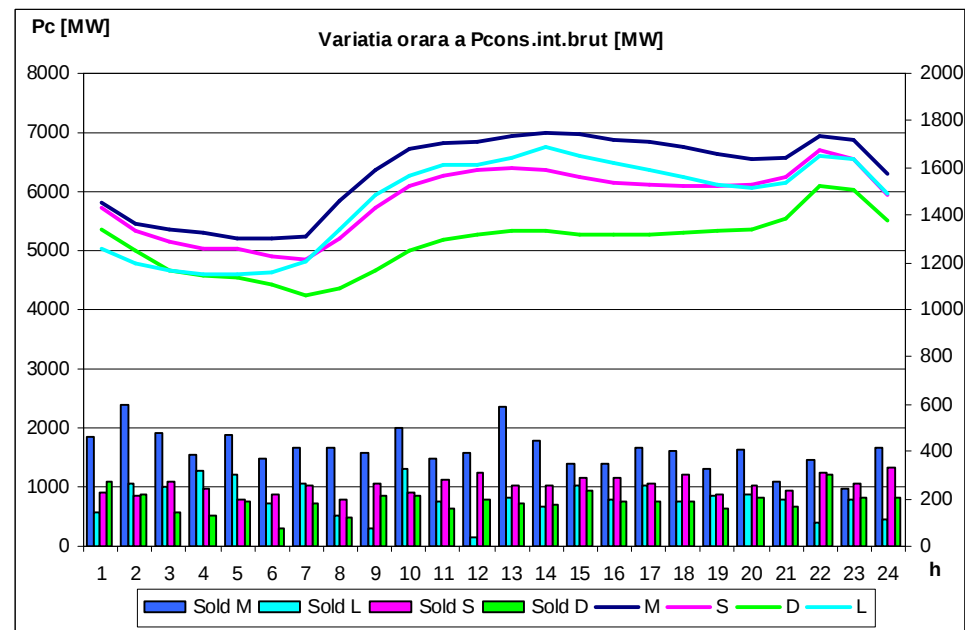
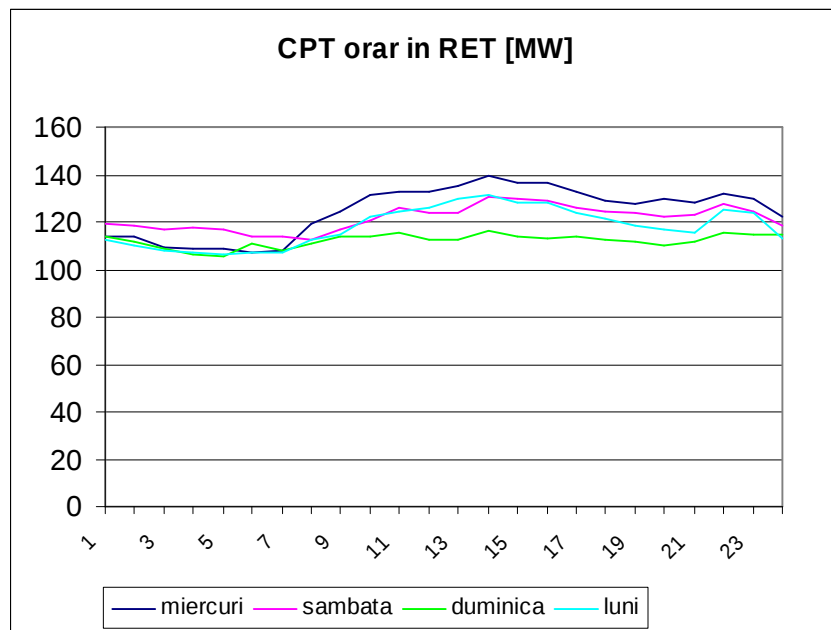
In ceea ce priveste AT-urile 220/110kV aflate in rezerva (Tg. Jiu), acestea se conecteaza in cazul unor retrageri de scurta durata in zona. Se functioneaza cu AT 220/110kV Salaj si AT 220/110kV Teleajan.

Ca raspuns la solicitarea CTES privind tema studiului de planificare a functionarii SEN (avizata cu aviz numarul 57/ 2010) si ca o incercare de dezvoltare a unei metodologii de mai buna fundamentare a prognozei pierderilor in perioada de vara s-au calculat pierderile orare pentru 4 zile caracteristice (miercuri, sambata,duminica,luni) din luna iulie 2010.

Calcululele s-au bazat pe :

- prognoza orara a consumului intern furnizata de SPPEE, din cadrul CPDRSS
 - inregistrările orare de sold si incarcari de grupuri in zilele corespunzatoare din perioada iulie 2009
 - topologia retelei in iulie 2010 si informatii privind retrageri de grupuri in vara 2010.
- Nu s-au luat in considerare influenta conditiilor meteorologice asupra pierderilor corona.

Tinand seama de numarul mare de factori care ar trebui luati in considerare (nivel hidro, conditii meteo etc.) si de gradul de incertitudine al prognozei de consum/ sold se recomanda continuarea estimarii pierderilor la nivel de an pe baze statistice.



ora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Miercuri	114.24	113.96	109.56	108.7	108.42	106.96	107.8	119.5	124.83	131.37	132.46	133.1	135.3	139.57	136.97	136.92	132.95	129.29	127.9	129.48	128.5	131.76	130.14	121.95
Sambata	119.24	118.81	117.25	117.62	117.05	113.94	113.79	112.8	117.06	121	126.08	123.82	123.72	130.33	129.96	128.78	126.27	124.35	123.65	121.96	122.9	127.39	124.32	118.74
Duminica	113.98	111.62	108.5	106.26	105.38	111.28	108.25	110.91	113.97	113.95	115.44	112.3	112.45	116.34	114.02	113.1	113.7	112.61	111.76	110.31	111.93	115.44	114.53	114.88
Luni	112.47	110.3	107.55	107.52	106.45	107.09	107.31	112.22	114.4	122.22	124.25	125.75	129.74	131.42	128.63	128.34	123.9	121.25	118.15	117.12	115.6	125.47	123.6	113.52

D. Verificarea criteriului de siguranta N-1

La functionare in schemele de calcul cu retrageri de lunga durata pentru vara 2010, 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 post-avarie, astfel:

D1 In schemele de calcul A, B, C, pentru a se respecta criteriul N-1 in reseaua de 220-400kV si 110kV in zona de Vest a Bucurestiului, adica:

- la declansarea T1 sau T2 400/110kV Domnesti sa nu se incarce c2, respectiv c1 al liniei 110kV Bujoreni-Militari
- la declansarea c1 sau c2 al liniei 110kV Bujoreni-Militari sa nu se incarce c2, respectiv c1 al liniei 110kV Bujoreni-Militari

este necesar sa se conecteze TG3 si TA4 ale CET Vest cu ciclu combinat astfel:

- TG3 se conecteaza pe bara 1 Bujoreni (cu linia 110kV Crangasi pe bara 1 Bujoreni)
- TA4 se conecteaza pe bara 2 Bujoreni (cu linia 110kV Cotroceni pe bara 2 Bujoreni)

Pentru ca in zona Vest sa se respecte criteriul N-1, atat la declansari in reseaua de 220-400kV, cat si in cea de 110kV, este necesar ca deficitul zonei de Vest a Bucurestiului sa se situeze sub o anumita valoare.

Acest deficit este calculat din insumarea algebrica a circulatiilor pe:

- linia 110kV Domnesti-Bujoreni c1
- linia 110kV Domnesti-Bujoreni c2
- linia 110kV Chitila-Crangasi

Se mentioneaza ca cel mai restrictiv este cazul declansarii in 110kV.

Valoarea deficitului zonei de Vest este:

Schema de calcul	A	B	C
Deficit zona Vest a Bucurestiului [MW]	80	33	93

In ceea ce priveste zona Bucurestiului (de Vest, de Sud si Fundeni) se mentioneaza ca in cadrul cap. 3.3 s-au facut analize pe regimurile de functionare R1+R4, in care consumul este cel considerat prin palierele convenite la cap. 2 si prezentate in tabelul 3.1.

In cadrul cap. 3.4 va fi luat in considerare pentru zona Bucurestiului un consum posibil mai mare, pentru a determina eventualitatea aparitiei congestiilor.

D2 In schemele de calcul A, B, C pentru a se respecta criteriul N-1 in reseaua de 220-400kV si 110kV, in zona de Sud a Bucurestiului, adica:

- la declansarea AT3 sau AT4 400/220kV Buc. Sud sa nu se incarce liniile 110kV Domnesti-IFA si IFA-Jilava
- la declansarea AT1 sau AT2 220/110kV Buc. Sud sa nu se incarce liniile 110kV Domnesti-IFA, IFA-Jilava, Progresu-IMGB, IMGB-Buc. Sud

este necesar ca:

- in CET Sud sa functioneze unul din grupurile care debiteaza pe barele 1 sau 2 110kV.

Functionarea in CET Sud doar cu grupurile care debiteaza pe barele statiei 220kV, conduce in plus la nerespectarea criteriului N-1 si la declansarea AT3(4) 400/220kV pe langa depasirea la declansarea AT1(2) 220/110kV.

Se mentioneaza ca CET Sud este considerat in functiune in toate balantele de varf, corespunzatoare schemelor de calcul A, B si C.

Oprirea totala a CET Sud este luata in considerare in capitolul 3.4.)

- deficitul zonei de Sud a Bucurestiului sa se situeze sub o anumita valoare.

Acest deficit este calculat din insumarea algebrica a circulatiilor pe:

- linia 110kV Domnesti-IFA
- linia 110kV Lehliu-Tamadau
- AT1 220/110kV Buc. Sud

- AT2 220/110kV Buc. Sud

Valoarea deficitului zonei de Sud a Bucurestiului este:

Schema de calcul	A	B	C
Deficit zona de Sud a Bucurestiului [MW]	196	135	205

Se mentioneaza ca, datorita lucrarilor de modernizare corespunzatoare etapei 1 din statia 110kV Jilava, zona de Sud a Bucurestiului este buclata cu cea alimentata de T5 400/110kV Domnesti prin CLT AB 110kV Progresu si ca au fost considerate aruncari de sarcina din zona de Sud catre zona Fundeni, astfel incat sa se respecte criteriul N-1 la declansarea AT1 sau AT2 220/110kV Buc. S. Aceste masuri consta in:

- trecut consumul de pe bara 1 pe bara 2 110kV Solex si CT Solex deconectata;
- linia 110kV Fundulea conectata pe bara 1 in statia Solex;
- linia 110kV FCME conectata pe bara 2 in statia Solex;
- linia 110kV Solex conectata in statia Fundeni;
- linia 110kV Buc. S. Conectata pe bara 2 in statia Duesti.

Aceste manevre de aruncare de sarcina vor fi aplicate ca abatere de la schema normala, in baza regimurilor zilnice.

D3 In schemele de calcul A, B, C zona Fundeni 110kV A si B functioneaza debuclet, cu urmatoarele elemente deconectate:

- linia 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti,
- linia 110kV Afumati-Caciulati
- CT 110kV Solex (cu linia 110kV FCME pe bara 2 Solex si cu linia 110kV Buc. S pe bara 2 in Duesti, corelat cu masurile mentionate la pct. **D2**)

Valoarea deficitului zonei Fundeni este:

Schema de calcul	A	B	C
Deficit zona Fundeni [MW]	293	274	328

La declansarea AT1, respectiv AT2 220/110kV Fundeni, statiile alimentate din bara 110kV A, respectiv bara 110kV B a statiei Fundeni raman fara tensiune. Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este reluata.

Aceeasi concluzie este valabila si:

- la retragerea din exploatare a c1 al liniei 220kV Buc. S-Fundeni si declansarea c1 al liniei 220kV Fundeni-Brazi V
- la retragerea din exploatare a c2 al liniei 220kV Buc. S-Fundeni si declansarea c2 al liniei 220kV Fundeni-Brazi V

D4 In schemele de calcul A, B, C, pentru zona municipiului Bucuresti, se prezinta in tabelul de mai jos valorile consumului, productiei (conform acoperirii palierelor din balantele 1, 2, 3) si deficitului.

Schema de calcul	A	B	C
Productie bruta	[MW]		
Consum incl. serv. proprii centrale			
Deficit			
Productie zona Fundeni	2	2	2
Consum zona Fundeni	295	275	330
Deficit zona Fundeni	293	273	328
Productie zona Sud	80	135	80
Consum zona Sud	280	271	285
Deficit zona Sud	200	136	205
Productie zona Vest	135	180	135
Consum zona Vest	215	213	228
Deficit zona Vest	80	33	93
Productie bruta zona Bucuresti	217	317	217
Consum zona Bucuresti	790	759	843

(incl. serv. proprii centrale)			
Deficit zona Bucuresti	573	442	626

Se observa ca in schema de calcul C corespunzatoare regimului R3 (VDV), consumul in zona Bucuresti este mai mare fata de cel din schema de calcul A, corespunzatoare regimului R1 (VSV), desi consumul la nivelul SEN este mai mic in R3 fata de R1. Motivul este ponderea mare a gospodariilor dotate cu aer conditionat intr-o zona, pe de o parte dezvoltata si, pe de alta parte, beneficiara a unor temperaturi ridicate pe timp de vara.

D5 In schemele de calcul A, B se functioneaza cu AT2 220/110kV in statia FAI, AT1 220/110kV si linia 220kV FAI-Munteni fiind retrase. Sunt conectate:

- linia 110kV Roman N.-Razboieni, linia 110kV provizorat Delphi-Galata si CT 110kV Galata;
- linia 110kV Vatra-Tg. Frumos si linia 110kV provizorat Podu Iloaiei-Vladeni;
- linia 110kV Barlad-Glavanesti.

In schema de calcul C se functioneaza cu un singur AT 220/110kV in statia FAI, cel de-al doilea AT fiind in rezerva si zona Iasi-Vaslui debuclata.

Pentru a se respecta criteriul N-1 in zona Iasi, adica:

- la declansarea AT 220/110kV FAI sa nu scada tensiunile in zona sub valoarea admisibila,

este necesar sa se functioneze cu plotul AT 220/110kV Munteni pe pozitia 15.

D6 In schema de calcul A se functioneaza cu linia 110kV Oltenita-Hotarele deconectata.

Delansarea AT 220/110kV Mostistea conduce la tensiuni admisibile in zona, datorita masurilor propuse la pct. D2, prin care era aruncata sarcina din zona de Sud pe zona Fundeni, realizandu-se in acelasi timp si o buclare a zonei de Sud cu zona Mostistea, buclare care sustine tensiunea in zona Mostistea.

In schemele de calcul B si C se functioneaza cu linia 110kV Oltenita-Hotarele conectata.

Pe perioada lucrarilor de RK pe liniile 220kV Buc. S.-Ghizdaru 1 cu derivatie Mostistea si Buc. S.-Ghizdaru 2 (situate pe stalpi comuni), declansarea liniei 220kV Craiova-Tn. Magurele conduce la tensiuni de cca. 194kV in statiile Tr. Magurele si Ghizdaru, iar in reseaua de 110kV: cca. 97kV in statia Masini Grele B si cca. 99kV zona Alexandria.

D7 In schema de calcul A, pentru respectarea criteriului N-1 in zona Valcea, adica:

- la declansarea AT 220/110kV Raureni sa nu se incarce AT 220/110kV Stuparei peste limita admisibila (se mentioneaza ca la aceasta declansare, circulatia este dinspre 110kV spre 220kV),

este necesar sa se conecteze liniile 110kV Arges S.-Jiblea, Cornetu-V.Danului cu derivatia CHE Gura Lotrului (ca abatere de la schema normala, in baza regimurilor zilnice).

Se mentioneaza ca in schemele de calcul B si C nu sunt necesare aceste masuri, deoarece, conform acoperirii considerate a consumului in perioadele corespunzatoare acestor scheme, productia in amenajarile hidro de pe Olt este mai scazuta.

D8 In schemele de calcul A, B, C pe perioada retragerii din exploatare AT2 (1) 220/110kV Gheorghieni se conecteaza linia 110kV M. Ciuc-Vlahita.

Se mentioneaza ca nu este necesara conectarea suplimentara a liniei 110kV Tusnad-V. Crisului, deoarece la declansarea AT 220/110kV aflat in functiune in statia Gheorghieni, alimentarea poate fi asigurata din statia Fantanele cu incadrarea in limite admisibile a curentului pe linia 110kV M. Ciuc-Vlahita si a tensiunilor statiilor 110kV din zona.

De asemenea, in schemele de calcul A si B retragerea AT2 220/110kV in Gheorghieni si asigurarea functionarii axei 220kV Ungheni-Gutinas, conduc la functionarea cu o linie lunga 220kV Fantanele-Stejaru, cu 3 capete, cel de-al treilea capat fiind AT1 220/110kV ramas in

funcțiune în stația Gheorghieni. Criteriul N-1 este respectat la declansarea liniei lungi cu 3 capete, nefiind necesare alte măsuri suplimentare.

D9 In schemele de calcul B si C sectiunea caracteristica S4 functioneaza debuclet, cu exceptia unui singur element de retea, anume linia 110kV Salonta-Ch. Cris. Elementele deconectate sunt:

- in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV cu linia 110kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz;
- linia 110kV Tusnad-V. Crisului;
- linia 110kV Copsa Mica-Medias;
- linia 110kV Tauni-Blaj;
- liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud;
- CT Vascau

In schema de calcul A sectiunea caracteristica S4 functioneaza debuclet cu exceptia a doua elemente de retea: este conectata si CT Vascau, in plus fata de linia 110kV Salonta-Ch. Cris, pentru a rezerva zona 110kV Oradea S. pe perioada retragerii T2 250MVA Oradea S.

D10 In schemele de calcul A, B si C se va functiona in continuare cu un singur AT 220/110kV in statia Ungheni, pentru reducerea CPT in RET, conform solicitarii ST Sibiu din iarna 2009-2010. La trecerea in rezerva a unui AT 220/110kV in statia 110kV Ungheni se va conecta CTA sau CTB, cu CL intre 1A si 1B conectata, pentru respectarea criteriului N-1.

Se mentioneaza ca nu se va functiona cu un singur AT 220/110kV in Alba Iulia nici in perioada de vara 2010, deoarece pentru respectarea criteriului N-1 (la declansarea celui alt AT 220/110kV) ar trebui sa se conecteze liniile 110kV Campia Turzii-IMA, Campia Turzii-Aiud si Tauni-Blaj si astfel nu s-ar respecta principiul debucletarii pe interfata sectiunii S4 in 110kV.

D11 In schema de calcul A datorita lucrarilor de RK si montare SCCP din statia 220/110kV Pestis se conecteaza linia de 110kV Simeria-Calan, se creaza sunt intre statiile IRUM si Hasdat, CT Laminoare conectata, iar liniile 110kV Pestis-IRUM si Pestis-CFR Deva sunt deconectate. Raman in functiune liniile lungi noi 220kV Mintia-Hasdat, c2 si Mintia-Otelarie Hunedoara. Se va functiona cu un AT 220/110kV in Hasdat. De asemenea si in schema de calcul C, datorita lucrarilor de RTh Mintia, se va functiona cu ambele AT 220/110kV in Pestis si cu un AT 220/110kV in Hasdat.

D12 In schema de calcul C, in perioada retragerii din exploatare a unui AT 220/110kV Baia Mare se conecteaza linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala.

D13 In schemele de calcul A, B, datorita retragerii AT1 220/110kV FAI se functioneaza cu zona Iasi-Vaslui buclata cu zonele Roman N. si Gutinas in 110kV.

In schema de calcul C se va functiona cu Moldova debucletata intern si cu liniile provizorat din FAI 110kV desfiintate.

In schemele de calcul A si B este necesar sa se functioneze cu bobina din Suceava conectata. Bobina 400kV Suceava va fi deconectata prin automatizarea sa, la declansarea liniei 400kV Roman N.-Suceava sau Roman N.-Bacau S.

In schema de calcul C, bobina din Suceava se conecteaza doar in regimul de gol R4.

D14 In schemele de calcul A, B si C, la declansarea:

- liniei 400kV Roman-Suceava, se deconecteaza postavarie T 400/110kV Suceava,
- liniei 400kV Cernavoda-Medgidia, se deconecteaza postavarie T1,2 400/110kV Medgidia

De asemenea, in schemele de calcul B si C, la declansarea:

- liniei 400kV Rosiori-Oradea, se deconecteaza postavarie T 400/110kV Oradea.

D15 In schemele de calcul A, B si C in statia Barbosi nu se respecta criteriul N -1 pentru alimentarea Mital Steel in conditiile retragerii unei linii 220kV de pe axa Filesti-Barbosi-Focsani si la declansarea celeilalte linii de 220kV, sau la *declansarea* unui AT 220/110kV Barbosi, daca grupurile din CET Galati nu se insularizeaza pe consumul Mital Steel.

Se mentioneaza ca AT1 si AT2 220/110kV Barbosi debiteaza pe sectii de bare separate ale CS3-Mital Steel (cupla deschisa, alimentare radiala).

La *retragerea* unui AT 220/110kV Barbosi, consumatorii de pe sectia de bare corespunzatoare acelu AT se vor alimenta radial din statia 110kV Smardan.

D16 In schemele de calcul A, B, C, declansarea AT 220/110kV Lotru conduce la insularizarea eventualului consum pe productia centralelor din zona. Se mentioneaza ca se functioneaza cu linia 110kV Sadu-Dumbrava si cu CT Bradisor deconectate in schema normala.

La *retragerea* AT 220/110kV Lotru se iau masurile de la pct. 6.6 (la tabel AT-uri 220/110kV)

D17 In schemele de calcul A, B, C acolo unde sunt disponibile, unitatile de transformare sunt in functiune sau in rezerva, conform tabelului de mai jos.

Nr. crt.	Statii 220/110kV cu mai multe unitati de transformare	Retrageri din exploatare in anumite scheme de calcul	Cupla 220kV	Cupla 110kV	Propunere pt. SN In functiune / in rezerva
1	Dumbrava	-	conectata	conectata	1 / 1
2	FAI	AT1 retras in schema A, B	conectata	conectata	1 / 1
3	Gutinas	-	1.5 intr / circ	conectata	2 / 0
4	Gheorghieni	AT2 apoi AT1 A, B, C	conectata	conectata	1 / 0
5	Barbosi	-	conectata	deconectata	2 / 0
6	L. Sarat	-	conectata	conectata	2 / 0
7	Pestis	retrasa statia schema A	conectata	conectata	2 / 0
8	Hasdat	-	conectata	conectata	1 / 1
9	Mintia	AT1 retras schema C	deconectata	conectata	2 / 0 in A si 1 / 1 in B
10	Timisoara	-	conectata	conectata	2 / 0
11	Resita	-	conectata	conectata	1 / 1
12	Tn. Severin	-	deconectata	conectata	2 / 0
13	Craiova	-	conectata	conectata	1 / 1
14	Isalnita	-	conectata	conectata	1 / 1
15	Gradiste	-	conectata	conectata	2 / 0
16	Ghizdaru	-	conectata	conectata	1 / 1
17	Bradul	-	conectata	conectata	2 / 0
18	Arefu	-	conectata	conectata	1 / 1
19	TargovisteB	-	conectata	conectata	2 / 0
20	Tn. Magurele	-	conectata	conectata	1 / 2
21	B. Mare	retras AT2, schema C	conectata	deconectata	2 / 0
22	A. Iulia	-	conectata	deconectata	2 / 0
23	Ungheni	-	conectata	deconectata	1 / 1
24	Brazi Vest	-	conectata	deconectata	2 / 0

Se functioneaza cu AT 220/110kV Tg. Jiu, AT2 220/110kV Borzesti si cu un T 400/110kV Medgidia S. *in rezerva*.

Se functioneaza cu AT 220/110kV Salaj, Teleajen *conectate*.

D18 Analiza privind respectarea criteriului N-1 in zona Bucuresti, tinand cont de productiile prioritare si de opririle totale ale centralelor este prezentata in paragraful 3.4.

3.3.2 Functionarea in scheme suplimentare

3.3.2 Analiza RTh Mintia

Confidential

3.3.2.2 Analiza extindere bare statia 220kV Brazi V.

Confidential

3.3.3 Regimuri cu retragerea din exploatare a unor elemente de retea

I – Schema de calcul B (R2)

I.1 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Lacu Sarat (sau linia 400kV Lacu Sarat-Isaccea)** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Braila.

Pe perioada RTh st. 110kV Lacu Sarat nu se vor retrage programat nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a unuia din elementele respective in functie de etapa de lucrari din st. 110kV Lacu Sarat se va considera unul din seturile de masuri:

- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti;

- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17

I.5 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Roman Nord** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Dumbrava**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Roman. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

I.6 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Smardan. La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti;

- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17

I.7 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Bujoreni-Militari c1 la cca. 121% I_{30° , Militari-Grozavesti c1 la cca. 101% I_{30° si a CT 110kV Grozavesti la cca. 131% I_{TC} .

La retragerea din exploatare a T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV.

Nu se acorda retragerea programata a liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova in perioada retragerii din exploatare a liniilor 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru c1 cu derivatia Mostistea si Bucuresti Sud-Mostistea c2.

In perioada retragerii din exploatare a liniilor 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si Bucuresti Sud-Mostistea c2, in cazul retragerii accidentale a liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.

I.8 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Bucuresti S.-Pelicanu** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Calarasi. In cazul in care consumatorul SILCOTUB Calarasi functioneaza atunci la retragerea unuia din elementele respective este necesara luarea masurii de deconectare a T2 400/110kV Pelicanu.

În această situație linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori liniștiți de pe platforma SILCOTUB Calarasi) poate funcționa pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este în funcțiune și linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „liniștiți” de pe platforma SILCOTUB Calarasi vor fi afectați de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, dacă SILCOTUB Calarasi încheie un contract de distribuție cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „liniștiți”, pe perioada retragerii uneia din cele două linii de 400kV din Pelicanu.

I.9 Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV Gura Ialomitei** sau a **T2 400/110kV Pelicanu** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniilor 110kV Dudești-Solex la cca. 114% I_{30° și Solex-Tamadau la cca. 106% I_{30° și tensiuni mai mici decât limita admisibilă în stațiile 110kV din zona Calarasi. La retragerea uneia din elementele respective se va conecta T3 (sau T4) 400/110kV Gura Ialomitei aflat în rezervă.

I.10 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV București S.–Fundeni c1 (sau c2)** sau a **liniei 220kV Brazi Vest–Fundeni c1 (sau c2)** simultan cu declansarea celui alt element determină rămânerea fără tensiune a stațiilor din zonă. La retragerea uneia din elementele respective se conectează CL 220kV Fundeni.

I.11 Retragerea din exploatare a **AT1** sau **AT2 220/110kV Buc. Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniilor 110kV Domnești-IFA la cca. 178% I_{30° , IFA-Jilava la cca. 167% I_{30° , Jilava-Progresu la cca. 105% I_{30° . La retragerea uneia din elementele respective:

- se pune în funcțiune linia 220kV Ghizdaru-Mostistea și AT 220/110kV Mostistea;
- se deconectează linia 110kV București Sud-Filaret c2 și se conectează CL 110kV Panduri;

I.12 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV București Sud** sau a **AT4 400/220kV București Sud** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniilor 110kV Domnești-IFA la cca. 147% I_{30° , și IFA-Jilava la cca. 137% I_{30° .

Retragerea uneia dintre elementele respective se va face în zilele de sâmbătă sau duminică. Pentru obținerea unui regim admisibil:

- se vor conecta liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, R. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu și CT 110kV Doftana;
- se redă în exploatare linia 220kV Ghizdaru-București Sud c1 cu derivatia Mostistea și AT 220/110kV Mostistea.

Pentru a obține un regim admisibil în zilele lucrătoare:

- se redă în exploatare linia 220kV Ghizdaru- București Sud c1 cu derivatia Mostistea și AT 220/110kV Mostistea;
- se deconectează linia 110kV IFA-Jilava;
- se conectează liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, R. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu și CT 110kV Doftana;

I.13 Retragerea din exploatare a **T1 (sau T2) 400/110kV Constanta N.** sau a **liniei 400kV Medgidia S.–Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea T2 (sau T1) 400/110kV Constanta N. la cca. 116% S_n și a CT 110kV Constanta N. la cca. 124% I_{TC} . La retragerea uneia din elementele respective se conectează liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat c1 și c2.

I.14 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi c2** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** simultan cu declansarea celui alt element, determină rămânerea fără tensiune a stațiilor 110kV din zona Targoviste. La retragerea din exploatare uneia din elementele respective se conectează CT 110kV Doftana și liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.

I.15 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi, c1** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1** simultan cu declansarea celui alt element, determină rămânerea fără

tensiune a zonei alimentate din statia 220kV Targoviste A. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se ia acord de la consumatorul COS Targoviste.

I.16 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea–Tariverde (sau Constanta N.-Tariverde)** sau a **liniei 400kV Tulcea–Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Tulcea. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat c1 si c2.

I.17 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Brazi Vest–Teleajen** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Brazi Vest la cca. $119\%S_n$ si a liniei 110kV Brazi Vest-Ploiesti Sud la cca. $103\%I_{30^{\circ}}$ (respectiv a AT1 220/110kV Brazi Vest la cca. $119\%S_n$). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

I.18 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu–Targoviste c2** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Targoviste. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

I.19 Retragera din exploatare a **AT1 (sau AT2) 400/220kV 500MVA** sau **AT3 400/220kV Portile de Fier 500MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (sau AT1) 400/220kV 400MVA Portile de Fier la cca. $105\% S_n$, pentru *confidential*. La retragerea unuia din AT-urile respective se dispecerizeaza productia si logica automatizatorilor din Portile de Fier.

I.20 Retragera din exploatare a **AT1 400/220kV 500MVA** sau **AT2 400/220kV Portile de Fier 500MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV 400MVA Portile de Fier la cca. $123\% S_n$, pentru *confidential*. La retragerea unuia din AT-urile respective se dispecerizeaza productia si logica automatizatorilor din Portile de Fier.

I.21 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV Cetate (linia 220kV Portile de Fier-Cetate)** sau a **AT 220/110kV Calafat (liniei 220kV Portile de Fier-Calafat)**, simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei Cetate-Calafat.

- La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Cetate sau a AT 220/110kV Cetate se iau urmatoarele masuri:

Calafat 110kV:

- Se deconecteaza CT 110kV;
- linia 110kV Cetate-Calafat si AT Calafat in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV;

Cetate 110kV:

- Se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate
- Se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate;

Basarabi 110kV:

- Se conecteaza CT 110kV;

Ostrovu Mare 110kV:

- Se trec TH 3 si 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri (TH5,6,7,8).

- La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Calafat sau a AT Calafat se iau urmatoarele masuri:

- Se conecteaza CT 110kV Basarabi;
- Se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate;
- Consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate.

I.22 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV Urechesti** si declansarea **AT 220/110kV Sardanesti**, determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile din zona Tg.Jiu. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni.

I.23 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Urechesti-Tg. Jiu (sau a liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu)** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina separarea de sistem a statiilor din zona. La retragera unuia din elementele respective 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.

Aceeasi masura se aplica si la retragera **AT 220/110kV Paroseni** sau **AT 220/110kV Baru Mare**, simultan cu declansarea celuiilalt element.

I.24 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Stuparei** sau a **liniei 220kV Arefu-Raureni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Valcea. La retragera din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV P. Lacului-Cazanesti, Jiblea-Arges Sud, Valea Danului-Cornetu cu derivatia CHE. Gura Lotrului si AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva.

Aceeasi masura se aplica si la retragera **AT 220/110kV Stuparei** sau a **AT 220/110kV Raureni**, simultan cu declansarea celuiilalt element.

Pentru productie maxima in CHE de pe amenajarea Oltului Mijlociu la retragera din exploatare a AT 220/110kV Stuparei sau a AT 220/110kV Raureni, se vor conecta suplimentar linia 110kV Pojaru-Berbesti si CT 110kV Dragasani. La retragera AT 220/110kV Raureni se va conecta in plus linia 110kV Raureni-Rm.Valcea Sud pe bara B1-110kV in statia 110kV Raureni.

I.25 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Arefu** sau a **liniei 220kV Bradu-Stuparei**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT1 (sau AT2) 220/110 Arefu aflat in functiune la cca. $118\% S_n$ si liniile 110kV Arges Sud-Valea Danului la cca. $141\% I_{30^\circ}$, Valea Danului-El.Arges la cca. $139\% I_{30^\circ}$, E.Arges-Cerbureni la cca. $138\% I_{30^\circ}$, Cerbureni-Albesti la cca. $127\% I_{30^\circ}$ si Arefu-Albesti la cca. $117\% I_{30^\circ}$. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV P. Lacului-Cazanesti, Jiblea-Arges Sud, Valea Danului-Cornetu cu derivatia CHE. Gura Lotrului si AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva. Se recomanda functionarea AT 220/110kV Stuparei pe plotul 10.

I.26 Retragera din exploatare a **AT2 220/110kV Targoviste** sau a **AT3 220/110kV Targoviste**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Targoviste. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.

I.27 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea** sau a **T2 400/110kV Tulcea**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Tulcea. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat c1 si c2.

I.28 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Timisoara-Resita c1** sau a **liniei 220kV Timisoara-Resita c2**, determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Timisoara. La retragera unuia din elementele respective se recomanda functionarea cu AT 220/110kV Sacalaz pe plotul 11.

I.29 Retragera din exploatare a **T 400/110kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad**, determina un regim divergent. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin.

I.30 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Arad-Timisoara** sau a **liniei 220kV Arad-Calea Aradului**, determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda functionarea AT1 220/110kV Arad pe plotul 8.

I.31 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Resita-laz c1 (sau AT1 220/110kV laz)** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Resita**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Resita. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Resita aflat in rezerva.

I.32 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Pestis-Hasdat** sau a **liniei 220kV Hasdat-Mintia**, determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona Deva. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda functionarea AT1 si AT2 220/110kV Pestis pe plotul 10.

I.33 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Baru-Hasdat** sau a **liniei 220kV Hasdat-Otelarie**, determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona Deva. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda functionarea AT1 si AT2 220/110kV Pestis pe plotul 10.

I.34 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Mintia-Sibiu** sau a **AT 400/220kV Iernut**, determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Brasov. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda functionarea T1 si T2 400/110kV Brasov si T4 400/110kV Sibiu pe plotul 7.

I.35 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Cluj Floresti** sau a **AT2 220/110kV Cluj Floresti**, determina incarcarea liniei 110kV Tarnita-Cluj Floresti la cca. 110% $I_{30^{\circ}}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii.

I.36 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Hasdat** sau a **AT2 220/110kV Hasdat**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Hateg. La retragerea unuia din elementele respective 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.

I.37 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Alba Iulia** sau a **AT2 220/110kV Alba Iulia**, determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Alba Iulia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii.

II – Schema de calcul C (R3)

II.1 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniei 220kV Barbosi-Filesti la cca. 104% $I_{30^{\circ}}$.

Pe perioada RTh st. 110kV Lacu Sarat nu se vor retrage programat nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a unuia din elementele respective se scade deficitul sectiunii S5 sub *confidential* MW sau se conecteaza linia 110kV Rm.Sarat-Costieni si CT 110kV Liesti (si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti).

II.2 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **T 400/110kV Roman N**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina valori ale tensiunilor ce depasesc limita admisibila pe barele de 400kV ale statiilor Bacau S, Roman N, Suceava. La

retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea BC400kV Suceava.

II.3 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **T 400/110kV Suceava**, simultan cu declansarea celui alt element determina valori ale tensiunilor ce depasesc limita admisibila pe barele de 400kV ale statiilor Bacau S, Roman N, Suceava si pe barele de 110kV ale statiilor din zona Roman. La retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea BC400kV Suceava.

II.4 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Lacu Sarat (sau linia 400kV Lacu Sarat-Isaccea)** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Braila.

Pe perioada RTh st. 110kV Lacu Sarat nu se vor retrage programat nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a unuia din elementele respective in functie de etapa de lucrari din st. 110kV Lacu Sarat se va considera unul din seturile de masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni, Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

sau

- se conecteaza linia 110kV Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Gura Ialomitei.

Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17

II.5 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Lacu Sarat (sau linia 400kV Lacu Sarat-Isaccea)** sau a **T1 400/110kV Smardan**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni sub limita admisibila in statiile 110kV din zona Braila.

Pe perioada RTh st. 110kV Lacu Sarat nu se vor retrage programat nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a unuia din elementele respective se vor lua masurile de mai jos tinand cont si de etapele de lucrari RTh din st. 110kV Lacu Sarat:

- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti;

- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17

II.6 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-FAI** sau a **liniei 220kV Gutinas-Munteni**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

II.7 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Munteni** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV FAI**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV FAI aflat in rezerva.

II.8 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Munteni** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV FAI**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile din zona Iasi. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV FAI aflat in rezerva.

II.9 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Munteni** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV FAI**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara

tensiune a statiilor 110kV din zona Iasi. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV FAI aflat in rezerva.

II.10 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Focsani** sau a **liniei 220kV Barbosi-Filesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.

Pe perioada RTh st. 110kV Lacu Sarat nu se vor retrage programat nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a unuia din elementele respective se vor lua masurile de mai jos tinand cont si de etapele de lucrari RTh din st. 110kV Lacu Sarat:

- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti;

- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

Pe bara 110kV Barbosi ramane tensiune de 90-91kV deoarece G4 CET Galati debiteaza pe bara 110kV din Smardan si nu pe zona Barbosi. Pentru incadrarea tensiunilor in valorile admisibile se va functiona cu AT2 220/110kV Borzesti si cu AT3 si AT4 220/110kV Gutinas.

Daca in CET Galati functioneaza G3 sau G5 care debiteaza pe bara 110kV din Barbosi atunci acest caz nu exista.

II.11 Retragera din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava (sau AT 220/110kV Suceava)** sau a **liniei 400kV Roman N.-Suceava (sau T 400/110kV Suceava)**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 328kV pe B 400kV Suceava si de cca. 95-98kV in statiile 110kV din zona Suceava.

La retragerea liniei 220kV FAI-Suceava (sau AT 220/110kV Suceava) se vor lua urmatoarele masuri:

- se aduce AT 220/110kV Suceava (respectiv linia 220kV FAI-Suceava) in stare deconectat;
- se conecteaza CT 110kV Stejaru.

La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava (sau T 400/110kV Suceava)

- se deconecteaza T 400/110kV Suceava (respectiv linia 400kV Roman N.-Suceava);
- se conecteaza CT110kV Stejaru.

II.12 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Smardan. La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti;

- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17

II.13 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Smardan** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 88kV in statiile 110kV din zona Smardan. La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti;

- se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17

II.14 Retragera din exploatare a **T 400/110kV Roman N** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Dumbrava** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a

statiilor 110kV din zona Dumbrava. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

II.15 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman N-Suceava (sau T 400/110kV Suceava)** sau a **AT 220/110kV Stejaru** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.

La retragerea AT 220/110kV Stejaru se conecteaza CT 110kV Stejaru.

La retragerea liniei 400kV Roman N-Suceava (sau T 400/110kV Suceava) se conecteaza CT 110kV Stejaru si se deconecteaza T 400/110kV Suceava (respectiv linia 400kV Roman N-Suceava).

II.16 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Domnesti-Bucuresti Sud** sau a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Bucuresti Sud la cca. $115\%S_n$.

Ca urmare pe perioada retragerii din exploatare a liniei 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru c1 cu derivatia Mostistea si a liniei 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru c2 se recomanda retragerea liniei 400kV Domnesti-Bucuresti Sud sau a AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud in zilele de sambata sau duminica.

II.17 Retragerea din exploatare a **T1 sau T2 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV;

La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2B-110kV;

Se mentioneaza ca la retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre B1-110kV si B2B-110kV, pentru trecerea liniilor 110kV IFA si Masini Grele A pe bara 2B 110kV Domnesti.

II.18 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Domnesti** sau a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T1 400/110kV Domnesti la cca. $110\%S_n$. La retragerea din exploatare a T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2B-110kV.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova dupa declansarea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2B-110kV.

II.19 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **liniei 220kV Tr. Magurele-Ghizdaru** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Bujoreni-Militari c1 la cca. $111\%I_{30^\circ}$.

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV;

Nu se acorda retragerea programata a liniei 220kV Tr. Magurele-Ghizdaru in perioada retragerii din exploatare a liniilor 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si Bucuresti Sud-Mostistea c2.

In perioada retragerii din exploatare a liniilor 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si Bucuresti Sud-Mostistea c2, in cazul retragerii accidentale a liniei 220kV Tr. Magurele-Ghizdaru se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.

II.20 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T2 400/110kV Domnesti la cca. $107\%S_n$, a liniilor 110kV Bujoreni-Militari c1 la cca. $154\%I_{30^\circ}$, Militari-Grozavesti c1 la cca. $138\%I_{30^\circ}$, Domnesti-Bujoreni c1 la cca. $114\%I_{30^\circ}$ si a CT 110kV Grozavesti la cca. $131\%I_{TC}$.

La retragerea din exploatare a T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV.

Nu se acorda retragerea programata a liniei 220kV Tr.Magurele-Craiova in perioada retragerii din exploatare a liniilor 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si Bucuresti Sud-Mostistea c2.

In perioada retragerii din exploatare a liniilor 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si Bucuresti Sud-Mostistea c2, in cazul retragerii accidentale a liniei 220kV Tr.Magurele-Craiova se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.

II.21 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Tr. Magurele** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea a liniei 110kV Bujoreni-Militari c1 la cca. 104% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV;

La retragerea AT1 (sau AT2) 220/110kV Tr. Magurele se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva.

II.22 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Ghizdaru** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea a liniei 110kV Bujoreni-Militari c1 la cca. 110% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV;

La retragerea AT1 (sau AT2) 220/110kV Ghizdaru se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva.

II.23 Retragera din exploatare a **T5 400/110kV Domnesti** sau a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Bucuresti Sud la cca. 106% S_n .

La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV Domnesti intre B1-110kV si B2B-110kV, pentru alimentarea statiilor 110kV IFA si Masini Grele A din bara 2B 110kV Domnesti.

Pe perioada retragerii din exploatare a liniei 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si a liniei 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c2 se recomanda retragerea AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud in zilele de sambata sau duminica.

II.24 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Domnesti-Brazi V** sau a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Bucuresti Sud la cca. 111% S_n si a liniilor 110kV Domnesti-IFA la cca. 119% I_{30° si IFA-Jilava la cca. 108% I_{30° . La retragerea unuia elemente respective:

- retragerea din exploatare a unuia din elementele respective in zilele de sambata sau duminica

Sau

- se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 si AT 220/110kV Mostistea;
- se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri;
- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, R. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana;
- se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.

II.25 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Domnesti-Brazi V** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Bucuresti Sud** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniei 110kV Domnesti-IFA la cca. 106% I_{30° . La retragerea unuia elemente respective:

- se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1cu derivatia Mostistea si AT 220/110kV Mostistea;

II.26 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Domnesti-Brazi V** sau a **liniei 400kV Tantareni-Brad** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniei 110kV Domnesti-IFA la cca. 102% I_{30° . La retragerea unuia elemente respective se

conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

II.27 Retragerea din exploatare a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Bucuresti Sud** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniilor 110kV Domnesti-IFA la cca. 111% I_{30° si IFA-Jilava la cca. 101% I_{30° . La retragerea unuia elemente respective:

- retragerea din exploatare a unuia din elementele respective in zilele de sambata sau duminica

Sau

- se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 si AT 220/110kV Mostistea;
- se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri;
- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, R. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana;
- se conecteaza linia 110kV Icoana-Harlesti si CT 110kV Tr. Magurele.

II.28 Retragerea din exploatare a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Bucuresti Sud la cca. 119% S_n si a liniilor 110kV Domnesti-IFA la cca. 122% I_{30° si IFA-Jilava la cca. 110% I_{30° . La retragerea unuia elemente respective:

- retragerea din exploatare a unuia din elementele respective in zilele de sambata sau duminica

Sau

- se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru- Bucuresti Sud c1 si AT 220/110kV Mostistea;
- se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri;
- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, R. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana;
- se conecteaza linia 110kV Icoana-Harlesti si CT 110kV Tr. Magurele.

Cu aceste masuri de regim AT3 (4) 400/220kV Bucuresti Sud se incarca 100% S_n .

II.29 Retragerea din exploatare a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** sau a **liniei 220kV Fundeni-Brazi Vest c2** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniei 110kV Domnesti-IFA la cca. 102% I_{30° . La retragerea unuia elemente respective:

- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana;
- se functioneaza cu AT2 220/110kV Fundeni pe plotul 15.

II.30 Retragerea din exploatare a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** sau a **liniei 400kV Tantareni-Brad** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT4 (sau AT3) 400/220kV Bucuresti Sud la cca. 103% S_n si a liniei 110kV Domnesti-IFA la cca. 104% I_{30° . La retragerea unuia elemente respective La retragerea unuia elemente respective:

- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

II.31 Retragerea din exploatare a **AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2 (sau c1)** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniei 110kV Domnesti-IFA la cca. 103% I_{30° (respectiv 101% I_{30°). La retragerea unuia elemente respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

II.32 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Bucuresti Sud** sau a **AT4 400/220kV Bucuresti Sud** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest la cca. 110% S_n si a liniilor 110kV Domnesti-IFA la cca. 196% I_{30° , IFA-Jilava la cca. 184% I_{30° si Jilava-CET Progresu la cca. 118% I_{30° .

Retragerea unuia dintre elementele respective se va face in zilele de sambata sau duminica. Pentru obtinerea unui regim admisibil:

- se vor conecta liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, R. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana;
- se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 si AT 220/110kV Mostistea.

Pentru a obtine un regim admisibil in zilele lucratoare:

- se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru- Bucuresti Sud c1 si AT 220/110kV Mostistea;
- se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri;
- se deconecteaza linia 110kV IFA-Jilava;
- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, R. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana;
- se conecteaza linia 110kV Icoana-Harlesti si CT 110kV Tr. Magurele;
- **confidential**
- se recomanda functionarea T1,2,5 400/110kV Domnesti si AT3 400/220kV Brazi Vest pe plotul 9.

II.33 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Bucuresti S.–Pelicanu** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Calarasi. In cazul in care consumatorul SILCOTUB Calarasi functioneaza atunci la retragerea unuia din elementele respective este necesara luarea masurii de deconectare a T2 400/110kV Pelicanu.

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.

II.34 Retragerea din exploatare a **T4 (T3) 400/110kV Gura Ialomitei** sau a **T2 400/110kV Pelicanu** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se va conecta T3 (T4) 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva.

II.35 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c1** sau a **liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c2**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest la cca. 114% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana.

II.36 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c1** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c2 la cca. 113% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana.

II.37 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c2** si declansarea **CT 220kV Brazi Vest** determina un regim divergent. La retragerea din exploatare a liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c2:

- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana.
- se functioneaza cu AT2 220/110kV Fundeni pe plotul 15.

II.38 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c2** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana.
- se functioneaza cu AT2 220/110kV Fundeni pe plotul 15.

II.39 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c2** sau a **liniei 220kV Brazi Vest–Fundeni c2** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CL220kV Fundeni.

II.40 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.–Fundeni c2** sau a **liniei 220kV Bradu–Targoviste c2** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest la cca. 102% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

II.41 Retragerea din exploatare a **AT1** sau **AT2 220/110kV Buc. Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Domnesti-IFA la cca. 178% I_{30° , IFA-Jilava la cca. 167% I_{30° , Jilava-Progresu la cca. 105% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective:

- se pune in functiune linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 si AT 220/110kV Mostistea;
- se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele;
- se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri;
- confidential.

II.42 Retragerea din exploatare a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Buc. Sud** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Domnesti-IFA la cca. 105% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective:

- se pune in functiune linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 si AT 220/110kV Mostistea;
- se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana;

II.43 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Tr. Magurele–Ghizdaru** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Tr. Magurele**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila pe barele 110kV a statiilor din zona Tr. Magurele. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva.

II.44 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Tr. Magurele–Ghizdaru** sau a **liniei 220kV Tr. Magurele–Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila pe barele 110kV a statiilor din zona Tr. Magurele. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.

II.45 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Tr. Magurele–Craiova** sau a **liniei 220kV Slatina–Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Isalnita-Gradiste la cca. 117% I_{30° si Slatina-Gradiste la cca. 105% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele;
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2;
- se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva.

II.46 Retragerea din exploatare a **T1 (sau T2) 400/110kV Constanta N.** sau a **liniei 400kV Medgidia S.–Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina

incarcarea T2 (sau T1) 400/110kV Constanta N. la cca. $123\%S_n$ si a CT 110kV Constanta N. la cca. $130\% I_{TC}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat c1 si c2. Deficitul pentru zona 110kV Constanta-Medgidia-Tulcea va fi mai mic de **confidential** MW (din care consumul Feroaliaje Tulcea este de **confidential** MW).

II.47 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde (sau Constanta N.-Tariverde)** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Tulcea. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat c1 si c2.

II.48 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi c2** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Targoviste. La retragerea din exploatare unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.

II.49 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi, c1** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1** simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei alimentate din statia 220kV Targoviste A. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se ia acord de la consumatorul COS Targoviste.

II.50 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** si declansarea **CT 220kV Brazi Vest** determina incarcarea liniei 220kV Bucuresti Sud-Fundeni c2 la cca. $106\% I_{30^\circ}$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Targoviste. La retragerea din exploatare a liniei 220kV Bradu-Targoviste c2 se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana.

II.51 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Brazi Vest-Teleajen** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Brazi Vest la cca. $125\%S_n$ si a liniei 110kV Brazi Vest-Ploiesti Sud la cca. $112\%I_{30^\circ}$ (respectiv a AT1 220/110kV Brazi Vest la cca. $125\%S_n$). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

II.52 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi Vest** sau a **AT2 220/110kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Brazi Vest-Teleajen la cca. $107\%I_{30^\circ}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

II.53 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Domnesti-IFA la cca. $101\% I_{30^\circ}$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Targoviste. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

II.54 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Slatina-Craiova** si declansarea **CLT 400kV Tantareni**, determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Gradiste la cca. $109\% I_{30^\circ}$. La retragerea din exploatare a liniei 220kV Slatina-Craiova se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2.

II.55 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Slatina-Gradiste** sau a **liniei 220kV Isalnita-Craiova c1 (sau c2)**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Craiova c2 la cca. $111\% I_{30^\circ}$ (respectiv a liniei 220kV Isalnita-Craiova c1 la cca. $122\% I_{30^\circ}$). La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**

II.56 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Slatina-Gradiste** si declansarea **CT 220kV Craiova**, determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Craiova c1 la cca. 119% I_{30° . La retragerea din exploatare a liniei 220kV Slatina-Gradiste: *confidential*

II.57 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Craiova-Isalnita c2** si declansarea **CT 220kV Isalnita**, determina incarcarea AT2 220/110kV Isalnita la cca. 128% S_n si a CT110kV Isalnita la cca. 186% I_{TC} . La retragerea din exploatare a liniei 220kV Craiova-Isalnita c2:
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si CT 110kV Dragasani, *confidential*.

II.58 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Craiova-Isalnita c1** sau a **liniei 220kV Craiova-Isalnita c2**, determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Gradiste la cca. 112% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*

II.59 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Craiova-Isalnita c1 (sau c2)** sau a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste**, determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Craiova c2 la cca. 135% I_{30° (respectiv a liniei 220kV Isalnita-Craiova c1 la cca. 148% I_{30° si a CT 220kV Craiova la cca. 147% I_{TC}). La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*

II. 60 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste** si declansarea **CT 220kV Craiova**, determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Craiova c1 la cca. 142% I_{30° . La retragerea din exploatare a liniei 220kV Slatina-Gradiste: *confidential*

II.61 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Craiova-Isalnita c1** si declansarea **CT 220kV Craiova**, determina incarcarea liniilor 220kV Isalnita-Gradiste la cca. 121% I_{30° si Gradiste-Slatina la cca. 111% I_{30° . La retragerea din exploatare a liniei 220kV Craiova-Isalnita c1:
- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si CT 110kV Dragasani.

II.62 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Urechesi** si declansarea **AT 220/110kV Sardanesti**, determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile din zona Tg.Jiu. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni.

II.63 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Urechesi-Tg. Jiu (sau a liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu)** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective 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.

Aceeasi masura se aplica si la retragerea **AT 220/110kV Paroseni** sau **AT 220/110kV Baru Mare**, simultan cu declansarea celui alt element.

II.64 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Arefu** sau a **liniei 220kV Bradu-Stuparei**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 (sau AT2) 220/110 Arefu aflat in functiune la cca. 102% S_n si liniile 110kV Arges Sud-Valea Danului la cca. 121% I_{30° , Valea Danului-El.Arges la cca. 118% I_{30° , E.Arges-Cerbureni la cca. 117% I_{30° , Cerbureni-Albesti la cca. 107% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV P. Lacului-Cazanesti, Jiblea-Arges Sud, Valea Danului-Cornetu cu derivatia CHE. Gura Lotrului si AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva.

II.65 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Stuparei** sau a **liniei 220kV Arefu-Raureni**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Valcea. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile

110kV P. Lacului-Cazanesti, Jiblea-Arges Sud, Valea Danului-Cornetu cu derivatia CHE. Gura Lotrului si AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva.

Aceeasi masura se aplica si la retragerea **AT 220/110kV Stuparei** sau a **AT 220/110kV Raureni**, simultan cu declansarea celuiilalt element.

Pentru productie maxima in CHE de pe amenajarea Oltului Mijlociu la retragerea din exploatare a AT 220/110kV Stuparei sau a AT 220/110kV Raureni, se vor conecta suplimentar linia 110kV Pojaru-Berbesti si CT 110kV Dragasani. La retragerea AT 220/110kV Raureni se va conecta in plus linia 110kV Raureni-Rm.Valcea Sud pe bara B1-110kV in statia 110kV Raureni.

II.66 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c1** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest la cca. 101% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana.

II.67 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Cetate (linia 220kV Portile de Fier-Cetate)** sau a **AT 220/110kV Calafat (liniei 220kV Portile de Fier-Calafat)**, simultan cu declansarea celuiilalt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei Cetate-Calafat.

- La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Cetate sau a AT 220/110kV Cetate se iau urmatoarele masuri:

Calafat 110kV:

- Se deconecteaza CT 110kV;
- linia 110kV Cetate-Calafat si AT Calafat in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV;

Cetate 110kV:

- Se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate
- Se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate;

Basarabi 110kV:

- Se conecteaza CT 110kV;

Ostrovu Mare110kV:

- Se trec TH 3 si 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri(TH5,6,7,8).

- La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Calafat sau a AT Calafat se iau urmatoarele masuri:

- Se conecteaza CT 110kV Basarabi;
- Se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate;
- Consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate.

II.68 Retragerea din exploatare a **AT1 400/220kV 500MVA** sau **AT2 400/220kV Portile de Fier 500MVA** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT3 400/220kV 400MVA Portile de Fier la cca. 123% S_n , pentru o productie de **confidential** MW in PdFI. La retragerea unuia din AT-urile respective se dispecerizeaza productia si logica automatizatorilor din Portile de Fier.

II.69 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Targoviste** sau a **AT3 220/110kV Targoviste**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Targoviste. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.

II.70 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea** sau a **T2 400/110kV Tulcea**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Tulcea. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat c1 si c2.

II.71 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Timisoara-Resita c1** sau a **liniei 220kV Timisoara-Resita c2**, determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Timisoara. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda functionarea cu AT 220/110kV Sacalaz pe plotul 11.

II.72 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad**, determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin.

II.73 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Resita-laz c1 (sau AT1 220/110kV laz)** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Resita**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Resita. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Resita aflat in rezerva.

II.74 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Mintia-Hasdat** sau a **liniei 220kV Pestis-Mintia**, determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Deva. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CC2 220kV Mintia cu functie de CT.

II.75 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Salaj** sau a **AT 220/110kV Tihau**, determina tensiuni mari in statiile din zona Cluj. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda functionarea AT2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 13.

II.76 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** sau a **AT 220/110kV Iernut**, determina incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. $106\%S_n$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

II.77 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Alba Iulia** sau a **AT2 220/110kV Alba Iulia**, determina incarcarea liniei 110kV Sibiu N-Orlat la cca. $101\% I_{30^\circ}$ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Alba Iulia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii.

II – Schema de calcul C (calculare sensibilitati diferite productii in CEE Fantanele)

Verificarea criteriului de siguranta N-1 in schema cu retrageri de lunga durata

La functionare in schemele de calcul cu retrageri de lunga durata pentru vara 2010, declansarea unui element de retea conduce la regimuri cu tensiuni si curenti care se incadreaza in limitele admisibile.

Verificarea criteriului N-1 in schema cu retrageri din exploatare a unor elemente de retea suplimentare fata de cele de lunga durata

II.78 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gura Ialomitei-Smardan** sau a **liniei 400kV Constanta Nord-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T1 (T2) 400/110kV Medgidia Sud aflat in functiune la cca. 137% S_n .

Pentru evitarea incarcarii T1 (T2) 400/110kV Medgidia Sud aflat in functiune la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se aduce in functiune T2 (T1) 400/110kV Medgidia Sud aflat in rezerva. In aceasta situatie declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia Sud c1 la cca. 124% I_{30° . In plus la retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Gura Ialomitei si CT 110kV Gura Ialomitei;
- se functioneaza cu liniile 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 si c2 pe B2-110kV Medgidia S.;
- se functioneaza cu liniile 110kV M.Voda-Medgidia S. si Medgidia1-Medgidia S. pe B1-110kV Medgidia S.
- se deconecteaza liniile 110kV Basarabi-Lumina si Medgidia Nord-Medgidia 1.

II – Schema de calcul C (calculare sensibilitati diferite productii in CEE Fantanele)

Verificarea criteriului de siguranta N-1 in schema cu retrageri de lunga durata

La functionare in schemele de calcul cu retrageri de lunga durata pentru iarna 2009-2010, 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 post-avarie, astfel:

1. Declansarea T1 (sau T2) 400/110kV Tariverde determina incarcarea T2 respectiv T1 400/110kV Tariverde la cca. 137% S_n . In cazul declansarii unui T 400/110kV Tariverde *confidential*.

Verificarea criteriului N-1 in schema cu retrageri din exploatare a unor elemente de retea suplimentare fata de cele de lunga durata

II.79 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T4 400/110kV Gura Ialomitei la cca. 103% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza T3 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva.

II.80 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde** si declansarea **CL 400kV Constanta Nord** determina incarcarea T2 400/110kV Constanta Nord la cca. 134% S_n si a CT 110kV Constanta Nord la cca. 166% I_{TC} . La retragerea din exploatare a liniei 400kV Tulcea-Tariverde *confidential*.

II.81 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** si declansarea **CL 400kV Constanta Nord** determina incarcarea T2 400/110kV Constanta Nord la cca. 108% S_n si a

CT 110kV Constanta Nord la cca. 129% I_{TC} . La retragerea din exploatare a liniei 400kV Tulcea-Isaccea *confidential*.

3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR

3.4.1 Estimarea varfului maxim de consum in zona

Analiza congestiilor in zona Bucuresti s-a efectuat pornind de la balanta de varf de sarcina nr.3 din anexa 2.3.1 considerata in cadrul studiului.

S-a luat in considerare consumul municipiului Bucuresti si al Judetului Ilfov la orele de varf in perioada 01.04.2009-30.09.2009, utilizandu-se pentru aceasta citirile efectuate in cadrul DET Bucuresti in zilele de miercuri, respectiv duminica la orele 12, respectiv 21. Tinand cont ca varful de sarcina se modifica in functie de luna din an si de tipul zilei (lucratoare sau de weekend), pe baza curbelor de sarcina medii lunare s-au stabilit intervalele de varf de sarcina pentru fiecare luna analizata si fiecare tip de zi. Pe baza acestor curbe si a citirilor efectuate in cadrul DET Bucuresti s-au estimat consumurile pentru ora de varf (valori instantanee ale puterilor), corespunzatoare zilelor lucratoare pentru fiecare luna in parte. Toate aceste informatii sunt prezentate in tabelul 3.4.1.

Tabel 3.4.1

Luna	Ziua	Consum instantaneu citit la ora 12 sau 21* [MW]	Ora de varf	Consum instantaneu estimat la ora de varf in vara 2009 [MW]
Aprilie '09	lucratoare	855-917*	22	875-950
Mai '09	lucratoare	817-845*	22	875-900
Iunie '09	lucratoare	758-898*	22	800-950
Iulie '09	lucratoare	883-973	14	900-1000
August '09	lucratoare	787-942	14	825-975
Septembrie '09	lucratoare	827-935*	21	825-950

Pe baza acestor date s-au estimat diferite varfuri de consum (valori instantanee ale puterilor) posibil a se inregistra in perioada 01.04.2010-30.09.2010 in zona Bucuresti+Ilfov si s-au aproximat consumurile la ora de varf pentru zonele din Bucuresti posibil a fi congestionate: zona de vest, respectiv cea de sud. S-a indicat consumul aproximativ alimentat prin LEA 110kV d.c. Bujoreni-Militari, respectiv LEA 110kV Militari-Bujoreni, tinand cont de faptul ca, in cadrul zonei de vest, acest consum are o influenta majora asupra valorii congestiilor (tabel 3.4.2).

Tabel 3.4.2

Zona	Valori instantanee ale varfului de consum estimate pentru vara 2010 [MW]						
Bucuresti+Ilfov	800	850	900	950	1000	1050	1100
Sud	225	245	255	270	285	300	315
Fundeni	310	325	345	365	385	405	425
Vest	235	245	260	270	285	300	315
d.c.110kV Bujoreni-Militari *)	115	122	130	135	145	150	155
d.c.110kV Domnesti-Bujoreni **)	158	168	178	190	200	210	220

*) Consum alimentat prin LEA 110kV d.c. Bujoreni-Militari

**) Consum alimentat prin LEA 110kV d.c. Domnesti-Bujoreni

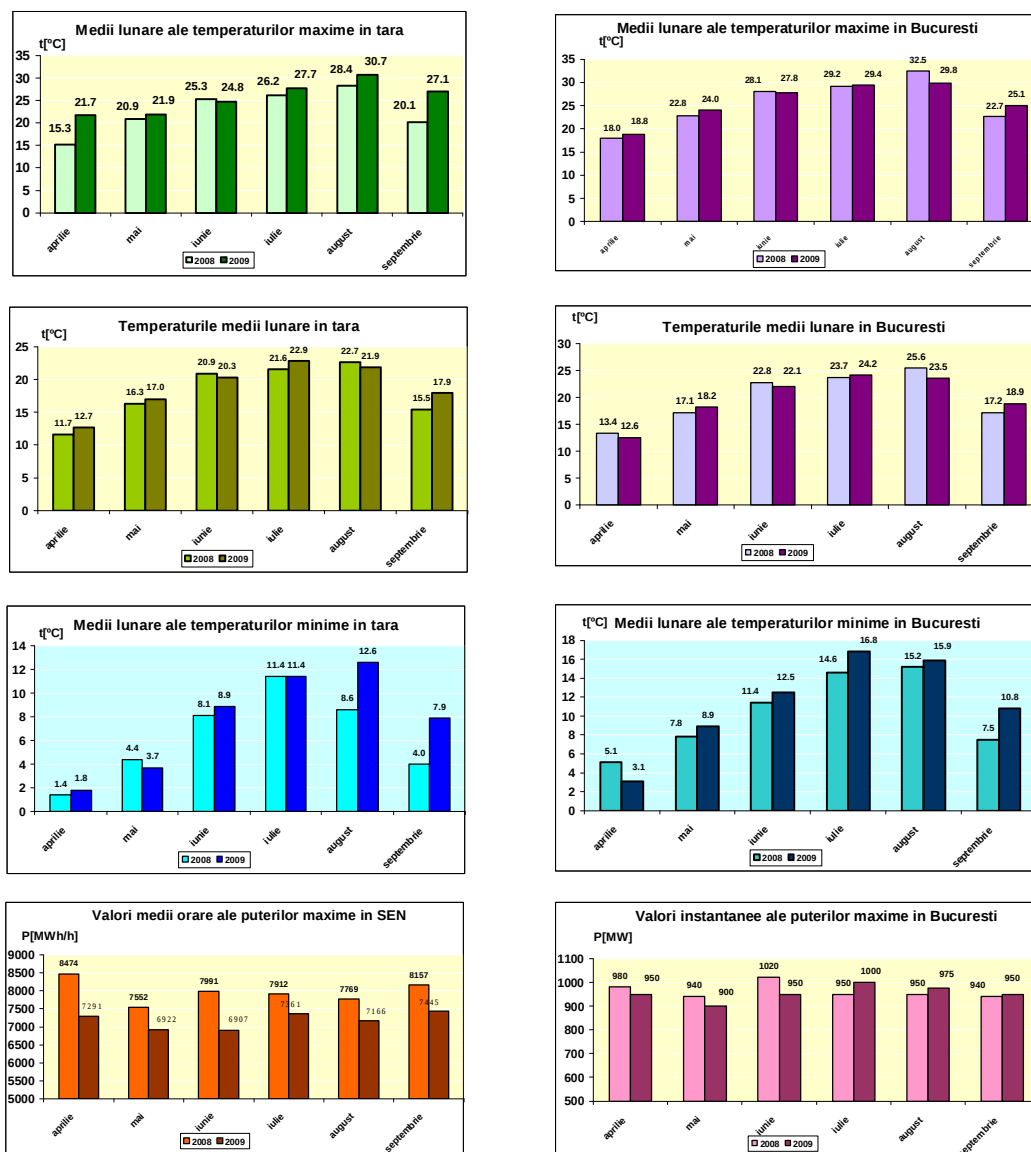
La estimarea consumului maxim instantaneu posibil sa se inregistreze in vara 2010, s-a tinut cont de evolutia consumului in zona analizata si de gradul de influenta a conditiilor

meteorologice asupra acestuia. In acest scop sunt prezentate valorile consumului maxim lunar in Bucuresti (valori instantanee) si la nivelul SEN (valori medii orare) si temperaturile minime, medii si maxime in Bucuresti si la nivelul intregii tari, pentru perioada analizata (aprilie-septembrie), corespunzator anilor 2008 si 2009 (fig.3.4.1).

Se observa o reducere majora a puterilor maxime in SEN in 2009 fata de 2008 (intre 7% si 15%), in conditiile in care temperatura medie si maxima lunara la nivelul tarii a avut valori comparabile in 2009 cu cele din 2008 (in luna septembrie 2008 varful de consum, atat in tara cat si in Bucuresti, a fost determinat de scaderea accentuata a temperaturilor in partea a doua a lunii).

In Bucuresti, consumul maxim a inregistrat in 2009 o reducere de max 5% fata de 2008 in primele trei luni (aprilie-iunie), crescand in urmatoarele trei luni analizate cu max.5%, chiar in conditiile unor temperaturi medii si maxime similare cu cele din 2008 (iulie) sau mai mici (august). In luna septembrie 2009 consumul maxim inregistrat a fost mai mare decat in luna similara din 2008, desi in 2008 a fost puternic influentat de valorile minime foarte scazute ale temperaturii din a doua jumatate a lunii.

Fig. 3.4.1



Pe baza acestor date s-au analizat varfuri de consum pentru zona Bucuresti+Ilfov cuprinse intre 800MW si 1100MW, considerand foarte probabila cresterea varfului de putere in zona, daca temperaturile maxime vor fi mai ridicate decat cele din anul trecut (anul 2009 nu a fost caracterizat de o vara caniculara).

Obs: Valorile maxime ale puterilor instantanee din Bucuresti au fost selectate din valorile citite in cadrul DET Bucuresti in zilele de miercuri din fiecare saptamana la orele 12 si 21 si au fost corectate cu un coeficient corespunzator varfului de sarcina.

3.4.2 Ipoteze privind productia de energie electrica in zona

Din punct de vedere al productiei, caracteristica esentiala a perioadei analizate o reprezinta absenta termoficarii, avand drept consecinta o putere generata redusa (sau nula) in zona.

confidential

In cadrul analizei s-a pornit de la regimuri fara productie in zona de sud, respectiv de vest a Bucurestiului, determinandu-se puterea minima necesara a fi generata in fiecare dintre zone, pentru fiecare palier de varf de consum considerat, astfel incat sa se respecte criteriul N-1 de siguranta.

3.4.3 Scheme analizate

S-au analizat regimuri cu N-1 si N-2 elemente in functiune.

Conform PAR 2010, in perioada 24 mai-11 iulie urmeaza a se retrage din exploatare c1 al LEA 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru cu derivatie Mostistea. Avand in vedere influenta acestei retrageri asupra zonei studiate, in special a celei de sud, analiza s-a efectuat pentru doua scheme de functionare:

§ **Schema A:** c1 al LEA 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru cu derivatie Mostistea retras din exploatare;

§ **Schema B:** fara retrageri in zona.

S-au luat in considerare programele de retehnologizare din statiile 110kV Jilava si Dudesti, tinandu-se cont de intarzierile acestora. Cu exceptia acestora, nu s-a dispus de informatii privind eventualele retrageri programate in reseaua de distributie din zonele analizate.

Pentru zona de sud a municipiului Bucuresti mai este prevazuta retragerea programata a AT3 400MVA 400/220kV doua zile la sfarsitul lunii august, si a AT4 400MVA 400/220kV si AT1 200MVA 220/110kV Bucuresti Sud, cate doua zile la mijlocul lunii aprilie.

Pentru zona de vest a municipiului Bucuresti nu sunt prevazute retrageri programate ale elementelor din RET care pot genera congestii.

Avand in vedere intentia de lucru sub tensiune la barele de 400kV din statia Domnesti, in luna august, s-au estimat congestiile care pot sa apara la retragerea uneia din barele respective, pentru a stabili oportunitatea utilizarii tehnologiei LST pentru aceste lucrari, tinand cont de faptul ca aceasta tehnologie este considerabil mai scumpa decat cea clasica.

S-a analizat si posibilitatea eliminarii/reducerii congestiilor prin buclarea retelei 110kV din zona.

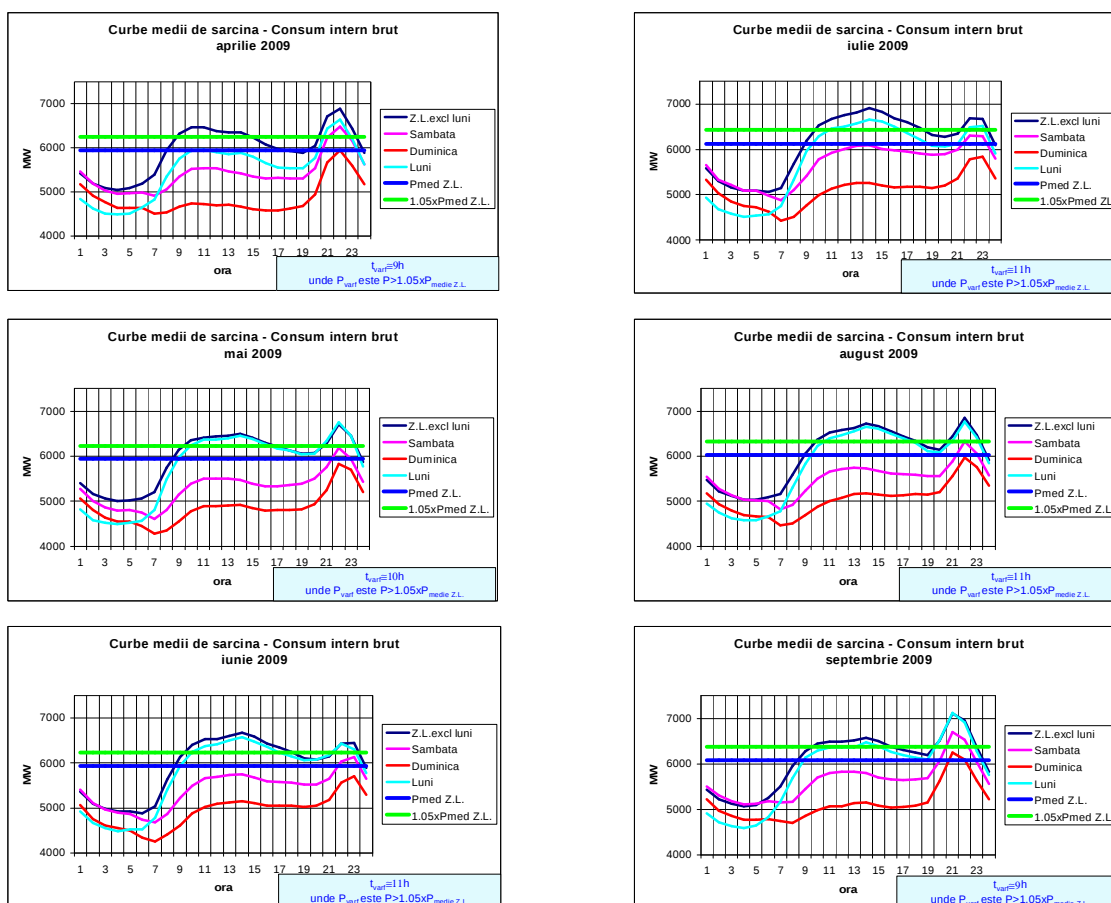
3.4.4 Metodologia utilizata

La analiza congestiilor s-a tinut cont de urmatoarele aspecte:

- pentru perioada analizata s-au considerat puterile prioritare (valori medii nete lunare) estimate de catre **confidential**

- s-a considerat putere necesara pentru eliminarea congestiilor diferenta dintre puterea minima necesara a fi generata intr-o zona pentru respectarea criteriului N-1 si puterea prioritara stabilita pentru centrala/zona respectiva in perioada analizata;
- la calculul cantitatii de energie selectata pentru eliminarea congestiilor se tine cont ca un grup nu se poate incarca la o putere mai mica decat minimul tehnic al acestuia;
- in timpul zilelor lucratoare, grupurile pornite pentru eliminarea congestiilor la orele de varf de sarcina raman in functiune si in afara orelor de varf de sarcina, la minimul tehnic, daca este necesara functionarea lor pentru mai multe zile;

Fig. 3.4.2



- s-a considerat ca numarul zilnic al orelor de functionare la varf de sarcina reprezinta numarul orelor in care puterea consumata este mai mare decat $1.05 \times P_{medie}$ (conform metodologiei pentru determinarea orelor de gol si de varf ale SEN aprobata de catre ANRE prin Decizia nr. 301 din 2000); conform curbelor medii de sarcina din fig.3.4.2, rezulta urmatoarele valori pentru lunile aprilie-septembrie:

aprilie – 9h, mai – 10h, iunie-august – 11h; septembrie – 9h

- durata functionarii la varf de sarcina este data de :

$$T_{\text{functionare varf}} = \text{Nr.zile lucratoare} \times \text{Nr.ore functionare la varf de sarcina}; \quad [h]$$

- durata functionarii la minimul tehnic in afara orelor de varf de sarcina (din cauza selectiei pentru eliminarea congestiilor la varf de sarcina) este data de:

$$T_{\text{functionare in afara varf}} = \text{Nr.zile lucratoare} \times (24 - \text{Nr.ore functionare la varf de sarcina}); \quad [h]$$

- energia selectata intr-o perioada pentru eliminarea congestiilor este data de puterea momentana necesara pentru eliminarea congestiilor, inmultita cu durata functionarii la

varf de sarcina plus puterea minima tehnica inmultita cu durata functionarii la minimul tehnic in afara orelor de varf;

$$E_{\text{cong}} = P_{\text{cong}} \times T_{\text{functionare varf}} + P_{\text{min tehn}} \times T_{\text{functionare in afara varf}} \quad [\text{MWh}]$$

- costul congestiilor s-a considerat egal cu energia necesara pentru eliminarea congestiilor inmultita cu pretul mediu unitar al acestei energiei:

$$C_{\text{cong}} = E_{\text{cong}} \times \text{Pret}_{\text{mediu en cong}} \quad [\text{lei}]$$

- pretul mediu al unui MWh de energie pentru eliminarea congestiilor s-a considerat 350lei/MWh.

3.4.5 Analiza rezultatelor

3.4.5.1 Functionarea cu schema normala in zona

Zona de sud a municipiului Bucuresti

Se constata ca pentru zona de sud (tabelele 3.4.4-3.4.5), la functionarea in schema normala, este posibila aparitia congestiilor *confidential* daca varful de consum in Bucuresti depaseste 1000MW (285MW consumul zonei de sud si cel alimentat din Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti), pentru ambele scheme analizate. Aceste rezultate sunt valabile pentru varfurile de consum prognozate daca nu sunt retrageri din exploatare (programate sau accidentale) in zonele analizate si *confidential*.

Se estimeaza ca, *confidential*, la functionarea in schema A costul eliminarii congestiilor pentru zona de sud poate ajunge la cca.1.7 milioane lei, pentru varfuri maxime de consum de 1050MW sau la cca.4.9 milioane lei, pentru varfuri maxime de consum de 1100MW si *confidential*.

Daca perioada retragerii c1 al LEA 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru cu derivatie Mostistea nu se suprapune cu perioada opririi totale a CET Bucuresti Sud, se estimeaza un cost total al congestiilor de cca.1.7 milioane lei, pentru varfuri de consum de 1100MW *confidential*.

confidential

Se estimeaza ca finalizarea lucrarilor de retehnologizare in statia 110kV Jilava va elimina riscul de aparitie a congestiilor in zona de sud, la functionarea in schema normala, pentru varfuri maxime de 1100MW in Bucuresti confidential, deoarece elementul care impune limita deficitului in zona in prezent este reprezentat de axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu.

**Tabel 3.4.4 Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului
in perioada aprilie-septembrie 2010 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – SCHEMA A**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong		Cost cong. [mil.lei]	Observatii
800 ¹⁾ (225) ²⁾	-	-	confidential	-	confidential
850 ¹⁾ (245) ²⁾	-	-		-	
900 ¹⁾ (255) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	105%I _{tr} pe LEA 110kV Domnesti- IFA-Jilava		-	
950 ¹⁾ (270) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	108%I _{tr} pe LEA 110kV Domnesti- IFA-Jilava		-	
1000 ¹⁾ (285) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	119%I _{tr} pe LEA 110kV Domnesti- IFA-Jilava		-	
1050 ¹⁾ (300) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	130%I _{tr} pe LEA 110kV Domnesti- IFA-Jilava		1,68 *)	
1100 ¹⁾ (315) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	136%I _{tr} pe LEA 110kV Domnesti- IFA-Jilava		2,45 *) 2,31	

confidential

- 1) Consum total zona Bucuresti+Ilfov
2) Consum zona de sud a Bucurestiului

§ Durata congestii:

Nr.zile lucratoare x Nr.ore de functionare la varf de sarcina
unde Nr.ore de functionare la varf de sarcina zilnic, conform curbelor medii de sarcina, are urmatoarele valori: aprilie – 9h, mai – 10h, iunie-august – 11h; septembrie – 9h

§ In afara orelor de varf s-a considerat durata de functionare a grupului selectat pentru eliminarea congestiei la $P_{min\text{ tehnic}}$ pentru a se evita oprirea/pornirea zilnica a grupului.

§ Nr.ore functionare la varf de sarcina:

Nr.ore in care $P > 1.05 \times P_{medie}$

§ Cost mediu energie selectata pentru congestii: **confidential**

**Tabel 3.4.5 Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului
in perioada aprilie-septembrie 2010 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – SCHEMA B**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong.		Cost cong. [mil.lei]	Observatii
800 ¹⁾ (225) ²⁾	-	-	<i>confidential</i>	-	<i>confidential</i>
850 ¹⁾ (245) ²⁾	-	-		-	
900 ¹⁾ (255) ²⁾	-	-		-	
950 ¹⁾ (270) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	104%I _k pe LEA 110kV Domnesti-IFA- Jilava		-	
1000 ¹⁾ (285) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	112%I _k pe LEA 110kV Domnesti-IFA- Jilava		-	
1050 ¹⁾ (300) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	123%I _k pe LEA 110kV Domnesti-IFA- Jilava		-	
1100 ¹⁾ (315) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	127%I _k pe LEA 110kV Domnesti-IFA- Jilava		1,68	

Zona de vest a municipiului Bucuresti

Pentru zona de vest (tabel 3.4.6) se estimeaza aparitia congestiilor **confidential** pentru varfuri de consum in Bucuresti de peste 950MW (consum mai mare de cca. 270MW in zona de vest si peste 135MW in zona alimentata prin d.c.110kV Bujoreni-Militari).

Se estimeaza **confidential** costul eliminarii congestiilor pentru zona de vest poate varia intre 2.4 milioane lei, pentru varfuri de consum de 1000MW si 2.9 milioane lei, pentru varfuri de consum de 1100MW.

confidential

Finalizarea lucrarilor de retehnologizare in statia 110kV Jilava si disponibilizarea TR5 400/110kV Domnesti pentru a putea alimenta zona de vest nu elimina acest risc, deoarece elementele a caror declansare poate genera un regim congestionat sunt cele doua circuite 110kV ale LEA Domnesti-Bujoreni.

Avand in vedere evolutia consumului, se impune urgentarea realizarii unei noi injectii de putere din RET in zona Grozavesti . Aceasta injectie va permite si descarcarea zonei Fundeni, care a atins anul trecut varfuri de consum de 400MW (citiri instantanee). La aceasta valoare a consumului, declansarea unui AT 400MVA 220/110kV din statia Fundeni poate conduce in prezent la supraincercarea celui ramas in functiune (tinand cont si de consumul de putere reactiva al zonei Fundeni si de faptul ca doar o mica parte din sarcina se preia prin AAR pe alte zone din Bucuresti la declansarea unui AT 400MVA 220/110kV Fundeni) sau la supraincercarea unor elemente de retea din alte zone ale Bucurestiului (ca urmare a preluarii unei parti din sarcina zonei Fundeni).

O solutie, pana la realizarea unei noi injectii de putere, o reprezinta schimbarea conductoarelor pe LEA 110kV Domnesti-Bujoreni-Militari si montarea unor intreruptoare cu putere de rupere mare, astfel incat sa fie posibila functionarea buclata (cuplele 110kV conectate) in statiile Domnesti, Bujoreni, Militari. In acest scop, **in cadrul retehnologizarii statiei 400/110kV Domnesti, pentru statia de 110kV este necesara achizitionarea unor intreruptoare avand curent de rupere de 50kA**, tinand cont ca valoarea curentului de scurtcircuit monofazat in aceasta statie depaseste in prezent 40kA.

Modernizarea echipamentelor respective, corelata cu cea demarata de catre ENEL in reseaua de distributie, va permite functionarea buclata a unei parti din reseaua de 110kV din zona, cu consecinta directa cresterea capacitatii de alimentare a zonei.

confidential

**Tabel 3.4.6 Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010
pentru regimuri fara retrageri din exploatare – SCHEMELE A + B**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong.	Masuri complem.	confidential	Cost cong. [mil.lei]	Obs.
800 ¹⁾ (235) ²⁾ (115) ³⁾	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	108%I _{lt} c1 110kV Bujoreni-Militari	Cupla110kV Groz.dec.		0	confidential
			Cupla110kV Groz. con.			
1000 ¹⁾ (285) ²⁾ (145) ³⁾	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	Max.139%I _{lt} c1 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz.dec.		2,352	
			Cupla110kV Groz. con.			

confidential

1) Consum total zona Bucuresti+Ilfov

2) Consum zona de vest a Bucurestiului

3) Consum alimentat prin linia d.c. 110kV Buioreni-Militari

*) Suplimentar este necesara reducerea consumului alimentat prin LEA d.c 110kV Bujoreni-Militari la max. 135MW.

3.4.5.2 Functionarea in scheme cu retrageri

Zona de sud a municipiului Bucuresti

Din analiza efectuata, elementele din RET a caror retragere din exploatare poate genera congestii in zona, sunt unitatile de transformare AT1(2) 200MVA 220/110kV, AT3(4) 400MVA 400/220kV din statia Bucuresti Sud si Tr5 250MVA 400/110kV din statia Domnesti.

Dintre acestea, singurele retrageri programate in PAR 2010 sunt pentru AT3 400MVA 400/220kV, doua zile la sfarsitul lunii august si pentru AT4 400MVA 400/220kV si AT1 200MVA 220/110kV, cate doua zile la mijlocul lunii aprilie.

OBS: Pentru a evita aparitia congestiilor se recomanda retragerea elementelor respective la sfarsit de saptamana (sambata si duminica), in perioade cu varfuri reduse de consum, avand in vedere si perioada redusa solicitata pentru retragere.

In cadrul analizei nu s-a dispus de informatii privind eventualele retrageri programate din exploatare in reseaua de 110kV.

Analizele pentru scheme cu retrageri din exploatare pentru aceasta zona in timpul varfului de sarcina din zilele lucratoare, s-au facut **pentru situatii accidentale** in RET si sunt prezentate in tabelele 3.4.7-3.4.8. Avand in vedere ca nu se cunosc perioadele de retragere pentru elementele respective, s-a estimat doar puterea medie orara necesara pentru eliminarea congestiilor, fara a determina energia totala necesara si costul acesteia.

confidential

Energia necesara pentru eliminarea congestiilor si costul aferent acesteia va depinde de durata retragerii din exploatare si de perioada in care aceasta retragere va avea loc.

Finalizarea lucrarilor de retehnologizare a statiei 110kV Jilava va elimina riscul de aparitie a congestiilor in zona de sud a Bucurestiului pentru varfuri de sarcina mai mici de 1100MW, avand in vedere ca, in prezent, elementul care limiteaza deficitul in zona este reprezentat de axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu.

Zona de vest a municipiului Bucuresti

Din analiza efectuata, elementele din RET a caror retragere din exploatare poate genera congestii in zona, sunt unitatile de transformare Tr1 si Tr2 250MVA 400/110kV din statia Domnesti si liniile 110kV din axa d.c. Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti.

Mentionam ca in PAR 2010 in statia Domnesti nu este programata retragerea unitatilor de transformare 400/110kV in perioada analizata. Analizele pentru scheme cu retrageri din exploatare s-au facut pentru situatii accidentale si sunt prezentate in tabelul 3.4.9.

In cadrul analizei nu s-a dispus de informatii privind eventualele retrageri programate din exploatare in reseaua de 110kV.

**Tabel 3.4.7a Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010
pentru regimuri cu retrageri din exploatare – SCHEMA A**

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.	<i>confidential</i>
800 ¹⁾ (225) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.204%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	107%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.198%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
850 ¹⁾ (245) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.221%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	113%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.220%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
900 ¹⁾ (255) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.244%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	119%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.238%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
950 ¹⁾ (270) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.262%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	

*) Suplimentar se bucleaza rețeaua de 110kV între zonele Gradiste-Tr.Magurele-Domnesti-Targoviste-Darste-Brazi-Focsani-Gr.Ialomitei

Tabel 3.4.7b Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010 pentru regimuri cu retrageri din exploatare – SCHEMA A

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.	<i>confidential</i>
950 ¹⁾ (270) ²⁾	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	125%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.265%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
1000 ¹⁾ (285) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	136%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc.Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Regim divergent	
1050 ¹⁾ (300) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	146%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Regim divergent	
1100 ¹⁾ (315) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	157%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Regim divergent	

*) Suplimentar se bucleaza retea de 110kV intre zonele Gradiste-Tr.Magurele-Domnesti-Targoviste-Darste-Brazi-Focsani-Gr.Ialomitei

**Tabel 3.4.8a Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010
pentru regimuri cu retrageri din exploatare – SCHEMA B**

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong	<i>confidential</i>
800 ¹⁾ (225) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.168%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	107%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.198%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
850 ¹⁾ (245) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.181%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	103%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.175%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
900 ¹⁾ (255) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.195%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	109%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.184%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
950 ¹⁾ (270) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.207%Ilt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	115%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	

***) Suplimentar se bucleaza retea de 110kV intre zonele Gradiste-Tr.Magurele-Domnesti-Targoviste-Darste-Brazi-Focsani-Gr.Ialomitei**

**Tabel 3.4.8b Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010
pentru regimuri cu retrageri din exploatare – SCHEMA B**

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.	<i>confidential</i>
950 ¹⁾ (270) ²⁾	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.196%lIt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
1000 ¹⁾ (285) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.223%lIt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	124%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc.Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.223%lIt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
1050 ¹⁾ (300) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Max.247%lIt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	133%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Max.247%lIt pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava-Progresu	
1100 ¹⁾ (315) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	141%Sn AT2(1) 220/110kV Buc Sud	
	AT3(4) Buc Sud 400/220kV	AT4(3) Buc Sud 400/220kV	Regim divergent	

***) Suplimentar se bucleaza retea de 110kV intre zonele Gradiste-Tr.Magurele-Domnesti-Targoviste-Darste-Brazi-Focsani-Gr.Ialomitei**

Avand in vedere ca nu se cunosc perioadele de retragere pentru elementele respective, s-a estimat doar puterea medie orara necesara pentru eliminarea congestiilor, fara a determina energia totala necesara si costul acesteia.

Avand in vedere lucrarile din statia Jilava, s-a considerat situatia defavorabila in care, la retragerea Tr1 sau Tr2 Domnesti, acesta nu se poate inlocui cu Tr5 (care alimenteaza in prezent zona de sud si o parte din zona de vest).

Pentru retragerile accidentale (tabel 3.4.9) este posibila aparitia congestiilor la oricare dintre palirele de putere analizate *confidential*. Finalizarea lucrarilor din statia Jilava va permite trecerea Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti pe zona de vest in cazul retragerii accidentale a TR1 sau Tr2 in statia respectiva. In aceasta situatie retragerea unui trafo in aceasta statie nu va mai genera congestii.

Dupa finalizarea lucrarilor din statia 110kV Jilava pot sa apara in continuare congestii la retragerea unor linii din reseaua de distributie, chiar si pentru varfuri de sarcina de 800MW, daca nu va fi posibila descarcarea sarcinii pe alte zone.

confidential

Energia necesara pentru eliminarea congestiilor si costul aferent acesteia va depinde de durata retragerii din exploatare si de perioada in care aceasta retragere va avea loc.

Avand in vedere intentia de lucru sub tensiune la barele de 400kV din statia Domnesti in luna august, s-au estimat congestiile care pot sa apara la retragerea uneia din barele respective, pentru a stabili oportunitatea utilizarii tehnologiei LST pentru aceste lucrari, tinand cont de faptul ca aceasta tehnologie este considerabil mai scumpa decat cea clasica.

Analiza s-a efectuat pentru palierul de 1100 MW. In acest caz, un defect pe bara ramasa in functiune va conduce la declansarea tuturor elementelor din statia de 400kV, inclusiv a unitatilor de transformare. *confidential* criteriul N-1 este respectat daca se bucleaza reseaua 110kV (LEA 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Icoana-Harlesti, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm.Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu, Valea Calugareasca-Urziceni, cuplele transversale in Doftana si Valea Larga, eventual cupla de interconexiune din Tr.Magurele). Tensiunile in zona Bucurestiului, in regimul post-avarie depasesc 102kV.

Rezulta ca pentru varfuri de putere mai mici de 1100MW *confidential* se pot retrage pe rand barele de 400kV Domnesti, mentenanta efectuandu-se cu tehnologia clasica.

OBS1: Se recomanda totusi ca retragerea elementului respectiv sa se faca in perioade cu sarcina mai mica *confidential*.

confidential

Tabel 3.4.9a Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010 pentru regimuri cu retrageri din exploatare – SCHEMA A+B

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.	Masuri complementare	
800¹⁾ (235)²⁾ (115)³⁾	Tr1 400/110kV Domnesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	113% I_{lt} C1 110kV Chitila-Domnesti	- Se con. LEA110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Ic-Harlesti - Cupla110kV CET Groz. § dec. daca $P_{g_{Groz}}=0MW$ sau § con. daca $P_{g_{Gro}} > 0$ ¹⁾ Se muta LEA 110kV Domnesti-Copaceni pe bara 2B	confidential
	Tr2 400/110kV Domnesti	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	123% I_{lt} C2 110kV Chitila-Domnesti ¹⁾		
	c1(2)LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C2(1) LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	166% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Bujoreni-Militari	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	136% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Militari-Grozavesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	109% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
850¹⁾ (245)²⁾ (122)³⁾	Tr1 400/110kV Domnesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	118% I_{lt} C1 110kV Chitila-Domnesti		
	Tr2 400/110kV Domnesti	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	130% I_{lt} C2 110kV Chitila-Domnesti ¹⁾		
	c1(2)LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C2(1) LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	179% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Bujoreni-Militari	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	146% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Militari-Grozavesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	117% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
900¹⁾ (260)²⁾ (130)³⁾	Tr1 400/110kV Domnesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	124% I_{lt} c2 110kV Chitila-Crangasi		
	Tr2 400/110kV Domnesti	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	136% I_{lt} C2 110kV Chitila-Domnesti ¹⁾		
	c1(2)LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C2(1) LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	193% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Bujoreni-Militari	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	154% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Militari-Grozavesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	123% I_{lt} 110kV Chitila-Crangasi		

Tabel 3.4.9b Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010 pentru regimuri cu retrageri din exploatare – SCHEMA A+B

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.	Masuri complementare	
950 ¹⁾ (270) ²⁾ (135) ³⁾	Tr1 400/110kV Domnesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	128%I _{lt} C1 110kV Chitila-Domnesti	- Se con. LEA110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Ic-Harlesti - Cupla110kV CET Groz. § dec. daca Pg_{Groz}=0MW sau § con. daca Pg_{Gro}>0 ¹⁾ Se muta LEA 110kV Domnesti-Copaceni pe bara 2B	<i>confidential</i>
	Tr2 400/110kV Domnesti	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	141%I _{lt} C2 110kV Chitila-Domnesti ¹⁾		
	c1(2)LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C2(1) LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	204%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Bujoreni-Militari	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	165%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Militari-Grozavesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	131%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
1000 ¹⁾ (285) ²⁾ (145) ³⁾	Tr1 400/110kV Domnesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C1138%I _{lt} 110kV Chitila-Domnesti		
	Tr2 400/110kV Domnesti	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	154%I _{lt} C2 110kV Chitila-Domnesti ¹⁾		
	c1(2)LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C2(1) LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	227%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Bujoreni-Militari	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	180%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Militari- Grozavesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	143%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
1050 ¹⁾ (300) ²⁾ (150) ³⁾	Tr1 400/110kV Domnesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	150%I _{lt} c2 110kV Chitila-Crangasi		
	Tr2 400/110kV Domnesti	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	168%I _{lt} C2 110kV Chitila-Domnesti ¹⁾		
	c1(2)LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C2(1) LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	246%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Bujoreni-Militari	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	193%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Militari-Grozavesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	152%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		

Tabel 3.4.9c Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada aprilie-septembrie 2010 pentru regimuri cu retrageri din exploatare – SCHEMA A+B

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.	Masuri complementare	confidential
1100¹⁾ (315)²⁾ (155)³⁾	Tr1 400/110kV Domnesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	128%I _{lt} C1 110kV Chitila-Domnesti	- Se con. LEA110kV Arcuda-Titu, Chitila- Potlogi, Ic-Harlesti - Cupla110kV CET Groz. § dec. daca Pg_{Groz}=0MW sau § con. daca Pg_{Gro} >0 ¹⁾ Se muta LEA 110kV Domnesti-Copaceni pe bara 2B	
	Tr2 400/110kV Domnesti	C2 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	141%I _{lt} C2 110kV Chitila-Domnesti ¹⁾		
	c1(2)LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	C2(1) LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	204%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Bujoreni-Militari	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	165%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		
	C2 LEA 110kV Militari-Grozavesti	C1 LEA 110kV Bujoreni-Domnesti	131%I _{lt} 110kV Chitila-Crangasi		

confidential

3.4.3 Concluzii

Pe baza analizei prezentate mai sus, rezulta urmatoarele consideratii:

3.4.3.1. Se constata ca, pentru schemele analizate, elementele a caror declansare are influenta asupra parametrilor regimurilor sunt:

- pentru zona de sud:
 - AT-urile 200MVA 220/110kV Bucuresti Sud
- pentru zona de vest:
 - liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti.

1. **Congestiile posibil sa apara la declansarea unui AT 200MVA 220/110kV din Bucuresti Sud, sunt generate de fapt de lucrarile de re tehnologizare din statia 110kV Jilava.** Dupa finalizarea lucrarilor respective se estimeaza ca nu vor mai fi congestii in zona de sud a Bucurestiului, la functionarea in schema normala, pentru paliere de sarcina mai mici de 1100MW.

2. La functionarea in schema normala in perioada 01 aprilie 2010–30 septembrie 2010, nu se estimeaza aparitia congestiilor in Bucuresti daca varful de consum nu va depasi 1000MW (valoarea maxima inregistrata anul trecut), **confidential**. Pentru varfuri mai mari costul congestiilor poate atinge:

§ **2.9 milioane lei pentru zona de vest** (corespunzator unui varf de 1100MW);

§ **4.9 milioane lei pentru zona de sud** (corespunzator unui varf de 1100MW suprapus cu perioada de retragere a liniei Bucuresti Sud-Ghizdaru cu derivatie Mostistea si in conditiile amanarii finalizarii re tehnologizarii statiei 110kV Jilava).

3. Avand in vedere evolutia consumului, **se impune urgentarea realizarii unei noi injectii de putere din RET in zona de vest.** Fara aceasta intarire a retelei, cresterea consumului poate conduce la situatii in care, chiar la functionarea in schema normala, nu se va putea asigura respectarea criteriului N-1 nici prin managementul congestiilor, din cauza puterii disponibile reduse in zona, corelat cu imposibilitatea descarcarii sarcinii de pe o zona pe alta..

4. **In cadrul re tehnologizarii statiei 400/110kV Domnesti, pentru statia de 110kV este necesara achizitionarea unor intreruptoare avand curent de rupere 50kA,** tinand cont de faptul ca in prezent curentul de scurtcircuit homopolar in aceasta statie depaseste 40kA. Montarea unor astfel de intreruptoare, corelat cu modernizarea celor din instalatiile ENEL, va permite buclarea retelei 110kV in zona de vest prin conectarea cuplelor din statiile Bujoreni si Militari, reducand astfel riscul de aparitie a congestiilor in zona.

3.4.3.2. Se constata ca, pentru zonele analizate, elementele a caror retragere din exploatare are influenta asupra parametrilor regimurilor sunt:

- pentru zona de sud:
 - AT-urile 200MVA 220/110kV Bucuresti Sud
 - Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti;
 - AT-urile 400MVA 400/220kV Bucuresti Sud
- pentru zona de vest:
 - Tr1 si Tr2 250MVA 400/110kV Domnesti
 - liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti.

5. **Congestiile posibil sa apara la retragerea unui element din retea de transport, pentru ambele zone analizate, sunt generate de lucrarile de re tehnologizare din statia 110kV Jilava.** Dupa finalizarea lucrarilor respective se estimeaza ca, la retragerea unor unitati de transformare in zonele analizate, nu vor mai fi congestii retea Bucurestiului, pentru paliere de sarcina mai mici de 1100MW.

6. Pana la finalizarea lucrarilor de retehnologizare in statia Jilava 110kV, retragerea unei unitati de transformare 220/110kV sau 400/220kV din statia Bucuresti Sud sau a Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti poate genera congestii la oricare din palierele de sarcina analizate.
7. Pana la finalizarea lucrarilor din statia Jilava 110kV, in cazul retragerii accidentale a Tr1 sau Tr2 250MVA 400/110kV in statia Domnesti, daca varful de consum nu va depasi 1100MW *confidential*, este probabila aparitia congestiilor *confidential*. Finalizarea lucrarilor din statia Jilava va permite trecerea Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti pe zona de vest in cazul retragerii accidentale a Tr1 sau Tr2 in statia respectiva. Se va elimina astfel posibilitatea aparitiei congestiilor in zona de vest la retragerea unui transformator, pentru palierele de putere considerate.
8. ***Dupa finalizarea lucrarilor din statia Jilava 110kV, vor continua sa apara congestii in zona de vest a Bucurestiului in cazul unor retrageri in reseaua de distributie.***
9. ***Pentru varfuri de putere mai mici de *confidential* se pot retrage pe rand barele de 400kV Domnesti, mentenanta efectuandu-se cu tehnologia clasica.*** Se recomanda totusi ca retragerea elementului respectiv sa se faca in perioade cu sarcina mai mica *confidential*, daca vremea va permite.

confidential

3.5 CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)

3.5.1 NTC maxime, pentru topologie normala

In cadrul grupului de lucru ENTSO-E "Modele de retea si mijloace de prognoza" (NMFT) s-au calculat capacitati nete de schimb pentru vara 2010, in schema normala sezoniera (incluzand retrageri de durata), pentru SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona prin L400kV Portile de Fier-Djerdap, 1cTantareni-Kozlodui, Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva,(Arad-) Nadab-Bekecsaba, Rosiori-Mukacevo.

S-au calculat:

- capacitati nete de schimb aditionabile in interfetele partiale RO/RS+BG, RO/RS+HU, RO+BG/RS, HU/RO+RS, UA+HU/RO;
- capacitati nete de schimb totale intre Romania si reseaua interconectata europeana continentală sincrona.

S-a verificat criteriul N-1 si s-au determinat limitele impuse de echipamente si de reglajele protectiilor/automaticilor in functiune, tinand cont de utilizarea comuna a interfetelor de interconexiune si considerand scenarii optimiste de schimb si masuri preventive / postavarie.

S-a considerat o rezerva de fiabilitate TRM de 100MW/granita pentru capacitati bilaterale si partial aditionabile, si TRM de export/import in interfata Romaniei 300/400MW pentru calculul capacitatilor coordonate aditionabile.

Aceste valori sunt **indicative, negarantate**, si pot fi utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil in vara 2010.

Pe baza calculelor au rezultat urmatoarele valori NTC maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN:

RO export NTC 1700 MW

RO import NTC 2300 MW (1400MW cu LEA 400kV Iernut-Rosiori deconectata);

Scenariile limitatoare sunt :

Pentru export :

- declansarea LEA 400kV Tantareni-Kozlodui -> 100% pe LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap;
- declansarea LEA400kV Portile de Fier-Djerdap -> 100-105% AT3 400/220kV Mintia (specific pentru topologia in vara 2010).

Pentru import :

- declansarea LEA 400kV Iernut-Rosiori -> 100% AT 400/220kV Rosiori;
- declansarea T400/110kV Oradea -> 100% AT 400/220kV Rosiori (LEA 400kV Iernut-Rosiori deconectata).

Pentru publicare pe site-ul ENTSO-E se propun pentru vara 2010 urmatoarele valori **NTC bilaterale indicative negarantate, neagregabile in interfata Romaniei:**

RO=>HU 700 MW

HU=>RO 800 MW

RO=>RS 800 MW

RS=>RO 800 MW

RO=>BG 600 MW

BG=>RO 800 MW

RO=>UA 250 MW

UA=>RO 700 MW

Aceste valori nu sunt armonizate cu partenerii, datorita intarzierii in realizarea modelului comun si calcule.

Se remarca urmatoarele:

- marirea reglajului de vara al protectiilor de suprasarcina in SE Sarb pe LEA 400kV Djerdap-Bor-Nis la 1740A determina cresterea capacitatii de export in interfata Romaniei fata de valorile de vara in anii anteriori;
- in conditiile functionarii cu un AT400/220kV retras in Mintia , exportul este limitat si de suprasarcina pe celalalt AT400/220kV Mintia;
- functionarea cu LEA lunga Rosiori-Iernut mareste capacitatea de import; daca se ia in considerare si posibilitatea deconectarii acestei linii pentru asigurarea respectarii benzii normale de tensiune, valoarea NTC import in interfata Romaniei se reduce cu 900MW;
- considerarea unui deficit mai scazut in sectiunea S4 in perioada de vara determina cresterea capacitatii de import prin granitele cu Ungaria si Ucraina de vest.

3.5.2 NTC lunare ferme

Conform acordurilor bilaterale incheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR, EMS, ESO EAD), se furnizeaza pentru utilizare comerciala:

- NTC anuale ferme, pentru toate programele de reparatii anuale coordonate convenite in SEN si interconexiune (in toamna anului anterior)
- NTC lunare ferme, pentru programele de reparatii lunare in SEN si interconexiune.

NTC lunare ferme pe granite se calculeaza lunar cu metodologia de calcul dezvoltata la SPO/DEN pe baza recomandarilor UCTE&ETSO/ 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, BPSN/SPO/DEN calculeaza in luna anterioara si furnizeaza pentru piata de energie 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, scenarii de schimb pesimiste cu alocari succesive pe mai multe granite;
- masuri operative preventive/ postavarie.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru Aprilie 2010 sunt prezentate in Anexa 3.11. 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.

Se pot observa :

- reducerea importului pe granitele cu Ucraina si Ungaria determinata de retehnologizarea statiei Gadalin si considerarea deconectarii LEA Iernut-Rosiori la tensiuni inalte, retragerea T400/110kV Oradea si retragerea LEA 400kV Arad-Mintia;
- reducerea exportului in interfata SEN determinata de retragerea simultana a LEA 1,2 400kV Tantareni-Kozlodui si retragerea LEA 400kV Arad-Mintia.

Trecerea de la reglaje de iarna la reglaje de vara ale protectiilor in RS, MK, SE ME va realiza in luna mai si in consecinta valorile NTC pentru aprilie nu reflecta acest factor.

4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE

4.1. Puteri medii admisibile pentru schema reala de functionare.

In tabelul de mai jos sunt prezentate valorile inregistrate pentru puterile admisibile in sistemul EMS-SCADA pentru perioada de vara din anul 2009.

Sectiunea	Elementele care formeaza sectiunea	Puterea admisibila pentru schema cu N elemente in functiune (MW)	Puterea medie admisibila pentru schema reala de functionare (MW)	Obs.
a	B	c	d	e
1	L400kV Urechesi-Domnesti L400kV Slatina-Bucuresti Sud L400kV P.d.F-Djerdap L400 kV Tantareni-Sibiu L400 kV Tantareni-Kozlodui (d c.) L400kV Tantareni-Bradul L220kV Portile de Fier-Resita(d.c) L220kV Craiova N.-Tr.Magurele L220kV Urechesi-Tg.Jiu N	3770	3570	0.94 %
2	L400kV Sibiu-Brasov L400kV Tantareni-Bradul L400kV Urechesi-Domnesti L400kV Slatina-Bucuresti S L400 kV Dobrudja-Isaccea L220kV Iernut-Ungheni 1,2 L220kV Craiova N.-Tr.Magurele	2270	2170	0.95 %
3 Est->Vest	L400kV Brasov-Gutinas L400kV Bucuresti S-G.Ialomitei L400kV Bucuresti S-Pelicanu L400 kV Dobrudja-Isaccea L220kV Gheorghieni-Stejaru	810	700	0.86%
3 Vest->Est	L400kV Brasov-Gutinas L400kV Bucuresti S-G.Ialomitei L400kV Bucuresti S-Pelicanu L400 kV Dobrudja-Isaccea L220kV Gheorghieni-Stejaru	750	635	0.84%
4	L400kV Mukacevo –Rosiori L400kV Sibiu – Iernut L220kV Alba Iulia -Cluj Fl L220kV Stejaru – Gheorghieni	720	700	0.97%
5	L400kV Brasov-Gutinas L400kV Smardan-Gutinas L220kV Gheorghieni-Stejaru L220kV Barbosi-Focsani V.	710	700	0.98%
6	L400kV Smardan-Gutinas L400kV Bucuresti S-G.Ialomitei L400kV Bucuresti S-Pelicanu L400 kV Dobrudja-Isaccea L220kV Focsani V.-Barbosi	960	785	0.82%

In coloana d) sunt prezentate puterile admisibile alese de sistemul SCADA conform procedurii „Puterile admisibile prin sectiunile caracteristice ale SEN” in momentul in care in functionare se produc retrageri din exploatare sau declansari de elemente de retea.

In coloana e) se prezinta valoarea in procente a raportului intre valoarea din coloana d) si c). Cu alte cuvinte valoarea din coloana e) arata cat de departe (in procente) a scazut puterea admisibila medie datorate modificarilor de retea, fata de puterea admisibila determinata pentru schema normala (coloana c).

4.2. 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 conform cap. 3.

Calculul s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 (varf) 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.

Inrautatarea 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 indisponibilitati 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 indisponibilitati suplimentare de linii in cadrul SEN sau se functioneaza cu o alta repartitie a puterilor produse. Aceste modificari sunt necesare 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 rețeaua de 750kV: 735kV – 765kV;
- (2) în rețeaua de 400kV: 380kV – 420kV;
- (3) în rețeaua de 220kV: 198kV – 242kV;
- (4) în rețeaua 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 B.

- 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. 2170 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea L 400 kV Tantareni-Kozlodui, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4020$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3370 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti; In cazul in care aceasta limitare locala este eliminata, puterea admisibila in sectiune este de 3940 MW valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3330 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti; In cazul in care aceasta limitare locala este eliminata, puterea admisibila in sectiune este de 3910 MW valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Bradul, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3670$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3320 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti; In cazul in care aceasta limitare locala este eliminata, puterea admisibila in sectiune este de 3390 MW valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3290 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti; In cazul in care aceasta limitare locala este eliminata, puterea admisibila in sectiune este de 4180 MW valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea ambelor circuite ale L 220 kV Portile de Fier - Resita, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4100$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3350 MW , valoare peste apar suprasarcini pe un AT 400/220 kV Portile de Fier;
- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 400 kV Tantareni- Bradul ; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3260 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3080 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 400 kV Tantareni- Sibiu; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3610 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3300 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 400 kV Portile de Fier – Djerdap; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3620 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3390 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.

4.2. Sectiunea S2

Deficitul initial al sectiunii S2 este de cca. 1381 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declansarea L 400kV Urechesi - Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2190 MW valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400kV Tantareni - Bradu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2430$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2030 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti; In cazul in care aceasta limitare locala este eliminata, puterea admisibila in sectiune este de 2140 MW valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400kV Sibiu - Brasov, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2550$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2110 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Fagaras - Hoghiz.
- La declansarea U1 sau U2 CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3200$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2030 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti; In cazul in care aceasta limitare locala este eliminata, puterea admisibila in sectiune este de 2910 MW valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Urechesi - Domnesti si declansarea L400kV Tantareni – Bradu; puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2030 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 1910 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400kV Sibiu - Brasov si declansarea L400kV Tantareni – Bradu puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 1970MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 1600 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Fagaras – Hoghiz;

4.3. Sectiunea S3

4.3.1. Sectiunea S3 pentru perioada in care se functioneaza cu 2 unitati in CNE Cernavoda.

Excedentul initial al sectiunii S3 este de cca. 407 MW. Puterile admisibile au fost determinate pentru cazurile in care sectiunea S3 initial excedentara devine deficitara. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.1):

- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=450$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 350 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=500$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 410 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=680$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 480 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud - Pelicanu , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=680$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 470 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Constanta - CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=650$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 440 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Smardan- Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=640$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 380 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=710$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 490 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=410$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 310 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Smardan- Gura Ialomitei puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=340$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 210 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Gutinas – Brasov ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=230$ MW este si putere admisibila in sectiune;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 350 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.

4.3.2. Sectiunea S3 pentru perioada in care se functioneaza cu 2 unitati in CNE Cernavoda.

Excedentul initial al sectiunii S3 este de cca. 407 MW. Puterile admisibile au fost determinate pentru cazurile in care sectiunea S3 este marit excedentul initial. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.2):

- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2080 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2510$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1980 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET si se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Lacul Sarat – Filesti;

- La declansarea L400kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2930$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1770 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 400 kV Cernavoda – Pelicanu.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelicanu , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3070$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2190 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Constanta - CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3120$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2340 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Lacul Sarat – Filesti;
- La declansarea L400 kV Smardan- Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2960$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2390 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RETsi se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Lacul Sarat – Filesti;
- La declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3030$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2340 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Lacul Sarat – Filesti;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1890 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RETsi se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Lacul Sarat – Filesti;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Smardan- Gura Ialomitei puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2190$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1780 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Gutinas – Brasov ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=2040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1700 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2310$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1840 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.

4.3.3. Sectiunea S3 pentru perioada in care se functioneaza cu o unitate in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii S3 este de cca. 106 MW. Puterile admisibile au fost determinate pentru cazurile in care sectiunea S3 este marit deficitul initial. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.3):

- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1110$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1040 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET si se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Gheorghieni – Stejaru;

- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1170$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1140 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1340$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1210 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelicanu , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1330$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1150 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Constanta - CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1360$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1180 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Smardan- Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1220 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1200 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1110$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1040 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Smardan- Gura Ialomitei puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1130$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1040 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Gutinas – Brasov ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=880$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 860 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Gheorgheni – Stejaru;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1180$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1110 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.

4.4. Sectiunea S4

Sectiunea S4 cu retea de 110 kV partial buclata.

Sectiunea S4 este cu retea de 110 kV partial buclata fiind conectata numai L110 kV Chisinau Cris – Salonta.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 460 MW.
Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4):

- La declansarea L400 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1160$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 960 MW (900MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti.;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl., puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1260$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1110 MW (1040MW – 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 $P_{8\%}=1040$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 880 MW (830MW – 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 $P_{8\%}=1260$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1110 MW (1040MW – 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 $P_{8\%}=1340$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1150 MW (1070MW – 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 $P_{8\%}=1270$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1130 MW (1060MW – 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 $P_{8\%}=980$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 830 MW (780 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV scade 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 $P_{8\%}=890$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 760 MW (690MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris - Salonta;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=680$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 480 MW (430MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris - Salonta;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Rosiori – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=850$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 670 MW (600MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=950$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 820 MW (760MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris – Salonta;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=920$ MW, iar *puterea admisibila in*

sectiune este 790 MW (730MW – reseaua vizibila), valoare peste care valoarea tensiunilor in reseaua de transport si 110kV scade sub valorile din Codul RET;

- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl. si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%} = 960$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 810 MW (580MW – reseaua vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in reseaua de transport si 110kV scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%} = 970$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 830 MW (780 MW – reseaua vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in reseaua de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Rosiori - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%} = 950$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 810 MW (730MW – reseaua vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in reseaua de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;

4.5. Sectiunea S5

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 385 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5):

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sau L400 kV Brasov – Gutinas este necesara buclarea retelei de 110 kV prin conectarea L110 kV Maximeni – Liesti pe bara B1 110kV Liesti; L110 kV Tudor Vladimirescu – Liesti pe bara B2 110kV Liesti si L110 kV Ramnicu Sarat – Costieni.

- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 840 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 790;*
- La declansarea L400 kV Roman – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 780 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 720*, valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incep sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%} = 580$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 510*, valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET si valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Smardan - Schela;
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L220 kV Gheorghieni - Stejaru, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%} = 730$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 730* valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Bacau - Roman, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%} = 730$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 710.*

- La retragerea L220 kV Barbosi - Focsani si declansarea L400 kV Bacau - Roman , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=760$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 720 MW valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Gheorghieni - Stejaru si declansarea L400 kV Bacau - Roman puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=650$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 650 MW;
- La retragerea L400 kV Bacau - Roman si declansarea L400 kV Gutinas - Bacau puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=770$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 740 MW valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET .

4.6. Sectiunea S6

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 806 MW pentru perioada in care se functioneaza cu 2 unitati in CNE Cernavoda.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.):

- La declansarea L400kV Smirdan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3190$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1570 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Filesti - Barbosi;
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelican , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3550$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2620 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Lacu Sarat – Filesti.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3460$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2220 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Filesti - Barbosi.
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3030$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2360 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Lacu Sarat – Filesti si valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2900 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1440 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Filesti - Barbosi;
- La retragerea L400 kV Smirdan - Gutinas si declansarea L400 kV , Bucuresti Sud – Gura Ialomitei puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2640 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1440 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 220 kV Barbosi - Filesti;

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR

Verificarea stabilitatii tranzitorii si a automaticilor s-a facut pentru functionarea interconectata a SEN cu reseaua europeana continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest, pe LEA400KV Portile de Fier-Djerdap, 1c 400kV Tantareni-Kozlodui, LEA400kV Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, Nadab-Bekescsaba (+Arad-Nadab), Rosiori-Mukacevo.

S-a studiat stabilitatea pentru varful de sarcina de vara si un sold 600MW export pe LEA400kV de interconexiune sincrona.

Modelul dinamic al SEN include ultimele date privind programele de retehnologizare ale statiilor, modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor si punerea in functiune de grupuri noi sau retehnologizate (CEE Fantanele).

Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate pentru vara 2010 in cadrul grupului de lucru ENTSO-E NM&FT. Se remarca prognozarea unui export de 800MW din Bulgaria si a unui import sincron de $900+190+260=1350$ MW in Grecia+Albania+Macedonia.

S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia+Munteneagu, Bulgaria, Ungaria, insula Burshtyn, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herzegovina, Slovenia, Croatia, si un numar de generatoare mari din restul interconexiunii (reprezentate printr-un echivalent redus).

A fost utilizat programul de simulare dinamica EUROSTAG 4.2.

5.1 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI CERNAVODA

S-a studiat comportarea dinamica a zonei Cernavoda si CTE Braila in schema corespunzand etapei a 2-a a lucrarilor de retehnologizare in statia 400kV Lacu Sarat, cu linie lunga 400kV Gura Ialomitei-Smardan si AT4 400/220kV Lacu Sarat indisponibil.

S-au considerat in functiune 2 unitati in CNE (2x710MW), 1 grup in CTE Braila (180MW), si CEE Fantanele cu productii de 0-70%-100% din puterea instalata la 01.09.2010.

Au fost reprezentate statia 400/110kV Tariverde, statiile 110/33kV Fantanele Est si Fantanele Vest 1,2,3, si 4 generatoare echivalente la 0.69kV, tip turbina eoliana-generator sincron cu conversie completa, fiecare conectat la bara respectiva 33kV Fantanele printr-o legatura echivalenta tip cablu (X 0.999 ohm) si un transformator echivalent 33/0.69kV.

Au fost modelate dinamic performantele specifice incluzand:

- logica de reducere a puterii active la tensiune scazuta, cu evitarea accelerarii excesive a turbinei prin franare dinamica;
- logica limitelor de curent de durata si dependente de tensiune la convertor;
- reglajul tensiunii intr-un nod selectat.

S-au studiat:

- efectul functionarii fara teleprotectie pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan si pe LEA 400kV Tariverde;
- comportarea dinamica a CEE Fantanele si efectul asupra stabilitatii CNE si a zonei;
- posibilitatea retragerii suplimentare a unei LEA 400kV in Cernavoda sau in zona;

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de scurtcircuite trifazate metalice pe LEA 400kV din Cernavoda si din zona, izolate cu:

- actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor;
- refuz de intrerupator si DRRI.

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule sunt :

- in Cernavoda, Constanta Nord, Bucuresti Sud, Tariverde : ZI 0.1s; DRRI 0.24s;

- teleprotectie indisponibila pe LEA 400kV Bucuresti Sud, ZII 0.5s;
- teleprotectie indisponibila pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan, ZII 0.5-0.9s;
- pe LEA 400kV din Tariverde teleprotectii in functiune: 0.11s / indisponibile: ZII 0.5s pe LEA 400kV Constanta –Tariverde si ZII 0.9s pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea;
- in alte statii : ZI 0.12-0.16s; DRRI 0.42s.
- In statia Lacu Sarat 400kV noua: ZI 0.1; fara/ cu protectie diferentiala de bare si DRRI (0.24s); AT3 Lacu Sarat ZII/III 0.50/1.30s;
- pe LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea si Isaccea-Tulcea (fara teleprotectie), ZII 0.5-0.52s.

Unele rezultate sunt ilustrate grafic in anexa 5.1.

Concluzii

5.1.1 In schema fara retrageri neplanificate un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan determina desincronizarea rapida a U1+2 Cernavoda daca este izolat fara teleprotectie, cu actionarea protectiei de distanta din Gura Ialomitei in treapta II si temporizare 0.8s (timp de calcul 0.9s).

In acest caz pentru pastrarea stabilitatii este necesara **confidential**.

Scurtcircuitul nu este periculos in cazul actionarii protectiilor de distanta pe linie cu temporizare 0.4s in treapta II.

Un scurtcircuit trifazat pe o alta LEA 400kV din zona, izolat cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor in functiune si intrerupatoarelor, nu este periculos pentru stabilitatea CNE.

Daca statia 400kV Tariverde se pune in functiune initial fara teleprotectii active pe LEA 400kV, un scurtcircuit pe una din LEA 400kV Constanta-Tariverde sau Tariverde-Tulcea izolat cu actionarea protectiei de distanta in treapta a II-a la unul din capete nu este periculos pentru stabilitatea CNE sau a CTE Braila.

Functionarea **confidential** asupra stabilitatii zonei in special in cazul scurtcircuitelor izolate cu temporizare, determinand regimuri mai grele, mai apropiate de limita de stabilitate, dar fara cazuri suplimentare de pierdere a stabilitatii CNE.

5.1.2 Urmatoarele cazuri de scurtcircuit trifazat metalic pe linii fara teleprotectie pot fi periculoase pentru stabilitatea CTE Braila chiar daca sunt izolate cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor:

- pe LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea sau Isaccea-Tulcea, izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat, respectiv Isaccea; **confidential**;
- pe LEA 220kV Lacu Sarat – Filesti, izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat; **confidential**.

5.1.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in Cernavoda sau o alta statie din zona, urmatoarele cazuri de scurtcircuit trifazat pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei indiferent de nivelul productiei in CEE Fantanele:

5.1.3.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan poate fi periculos pentru stabilitatea CNE si a zonei in urmatoarele scenarii de defect cu refuz de intrerupator si DRRI:

- Un scurtcircuit izolat cu DRRI in Smardan si treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei; determina desincronizarea rapida a CTE Braila si desincronizarea mai lenta a U1+2 Cernavoda chiar la actionarea protectiei de distanta pe linie in treapta II cu temporizare 0.4s;
- Un scurtcircuit izolat cu treapta II a protectiei de distanta+DRRI in Gura Ialomitei:
 - la actionarea protectiei de distanta pe linie in treapta II cu temporizare 0.4s determina un regim periculos la limita de stabilitate cu o trecere in regim motor la U2 (-32%Pn) si pendulatie de tensiune

adanca la bornele unitatilor (pana la 0.55-0.4Un, sub 0.8Un timp de 1.5-1.8s) pentru productie 0 in CEE, si pierderea stabilitatii U1+2 pentru o productie 240-347MW in CEE Fantanele;

- la actionarea protectiei de distanta pe linie in treapta II cu temporizare 0.8s determina pierderea stabilitatii CNE.
- Un scurtcircuit izolat cu DRRI in Gura Ialomitei si treapta II a protectiei de distanta in Smardan:
- la actionarea protectiei de distanta pe linie in treapta II cu temporizare 0.4s determina un regim greu pentru **confidential**;
 - la actionarea protectiei de distanta pe linie in treapta II cu temporizare 0.8s determina pierderea stabilitatii CNE.

Aceste scenarii de defect impun **confidential** in functie de temporizarea treptei II a protectiei de distanta pe linie si de productia in CEE Fantanele 0-100% Pinst:

- **confidential** pentru temporizare 0.4s;
- **confidential** pentru temporizare 0.8s.

Echiparea LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan cu teleprotectie asigura pastrarea stabilitatii CNE in scenariile de mai sus chiar la functionare cu productie maxima in CEE Fantanele.

Limitarea productiei din CTE Braila la 140MW (5.1.2) asigura pastrarea stabilitatii si in cazul unui scurtcircuit izolat cu DRRI in Smardan.

5.1.3.2 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea izolat cu DRRI intr-o statie si treapta II a protectiei de distanta in cealalta statie determina desincronizarea rapida a CTE Braila si un regim periculos la CNE Cernavoda, posibil cu pierderea mai lenta a sincronismului.
Este necesara **confidential**.

5.1.3.3 Orice scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea sau Isaccea-Tulcea izolat cu refuz de intrerupator in Lacul Sarat, respectiv Isaccea, determina desincronizarea CTE Braila.
In cazul unui scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea izolat cu refuz de intrerupator de linie in Lacu Sarat si actionarea protectiei de distanta pe AT4 Lacu Sarat in treapta II sau III, pentru pastrarea stabilitatii CTE Braila este necesara **confidential**.

5.1.4 Urmatoarele scenarii de scurtcircuit trifazat pot fi de asemenea periculoase pentru CNE:

5.1.4.1. Urmatoarele cazuri de scurtcircuit trifazat determina regimuri grele, cu o trecere tranzitorie in regim motor la U2 (-9-20%Pn) si o pendulatie de tensiune la bornele unitatilor cu scaderea sub 0.8Un timp de 0.9-1.3s, chiar la functionare fara productie in CEE:

- pe o LEA 400kV Cernavoda izolat cu DRRI in Cernavoda ;
- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu izolat cu DRRI in Pelicanu;
- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat cu DRRI in Gura Ialomitei.

Cel mai periculos este cazul unui scurtcircuit pe LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu, izolat cu DRRI in Cernavoda; la functionare cu 2x710MW in CNE determina o pendulatie la bornele U1,2 pana la 0.6/0.49Un, cu scadere sub 0.8Un timp de 1.15-1.3s, si o trecere in regim motor -20% la U2.

Confidential determina reducerea amplitudinii pendulatiei de tensiune (0.73/0.64Un), a duratei de scadere sub 0.8Un (0.8/0.96s) si a trecerii in regim motor (-7%).

5.4.1.2 In cazul functionarii cu o productie de **confidential** in CEE, scenariile de mai sus pot determina regimuri periculoase la limita de stabilitate sau pierderea stabilitatii CNE.
Este necesara limitarea productiei in CNE la 1400MW.

5.1.5. Retragerea suplimentara a LEA 400kV Cernavoda-Medgidia nu modifica semnificativ concluziile privind stabilitatea CNE.

5.1.6 Retragera LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat-Smardan (pentru realizarea liniei lungi Gura Ialomitei-Smardan); fara productie in CEE :

5.1.6.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV din zona, izolat cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor in functiune si intrerupatoarelor, nu este periculos pentru stabilitatea CNE daca este in functiune LEA 400kV Constanta-Tulcea cu teleprotectie sau daca s-a pus in functiune statia 400kV Tariverde cu teleprotectii pe LEA 400kV.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat cu treapta II in Gura Ialomitei determina un regim greu amortizat lent.

Daca statia Tariverde este in functiune fara teleprotectii pe LEA 400kV, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Constanta-Tariverde izolat nprin protectie de distanta in treapta II in Constanta sau un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea izolat nprin protectie de distanta in treapta II in Tariverde poate determina un regim periculos la limita de stabilitate sau desincronizarea U1,2 CNE.

In acest caz **confidential**.

5.1.6.2 Daca se ia in considerare si si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in Cernavoda sau o alta statie din zona, la functionare cu 2x710MW in Cernavoda sunt periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei scurtcircuitate trifazate:

- pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea izolat cu DRRI si treapta II a protectiei de distanta;
- pe o LEA 400kV Cernavoda izolat cu DRRI in Cernavoda ;
- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat cu DRRI in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu izolat cu DRRI in Pelicanu.

Este necesara **confidential**.

5.1.7 Retragera LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan (pentru reconstituirea LEA400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat-Smardan); productie maxima in CEE:

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat prin protectie de distanta in treapta II in Gura Ialomitei poate determina desincronizarea la limita a U1+2 Cernavoda.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti-Pelicanu izolat prin protectie de distanta in treapta II in Pelicanu determina un regim periculos la limita de stabilitate.

Pastrarea stabilitatii CNE si a zonei in cazul unui scurtcircuit trifazat izolat cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intrerupatoarelor se poate asigura prin : **confidential**

5.1.8 Retragera LEA 400kV Isaccea-Dobrudja; productie maxima in CEE:

Urmatoarele cazuri de scurtcircuit trifazat izolat fara teleprotectie pot determina pierderea stabilitatii CNE si a CTE Braila :

- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei sau Gura Ialomitei-Smardan izolat cu protectie de distanta in treapta II in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Bucuresti-Pelicanu izolat cu protectie de distanta in treapta II in Pelicanu;
- pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu protectie de distanta in treapta II in Isaccea.

Pentru o temporizare 0.4s in treapta II sau teleprotectie pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan, pastrarea stabilitatii CNE si a zonei la scurtcircuitate trifazate izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intrerupatoarelor se poate asigura **confidential**.

5.1.9 Retragera LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei; productie maxima in CEE:

Urmatoarele cazuri de scurtcircuit trifazat izolat fara teleprotectie pot determina pierderea stabilitatii CNE, si a CTE Braila in ultimele 2 cazuri :

- pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan izolat cu protectie de distanta in treapta II in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Bucuresti-Pelicanu izolat cu protectie de distanta in treapta II in Pelicanu;

- pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu protectie de distanta in treapta II in Isaccea;
- pe LEA 400kV Tariverde daca teleprootectiile nu sunt active.

Pentru o temporizare 0.4s in treapta II sau teleprotectie pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan, pastrarea stabilitatii CNE si a zonei la scurtcircuite trifazate izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intrerupatoarelor se poate asigura prin : **confidential**

5.1.10 Retragera LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu; productie maxima in CEE:

Urmatoarele cazuri de scurtcircuit trifazat izolat fara teleprotectie pot determina pierderea stabilitatii CNE :

- pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan izolat cu protectie de distanta in treapta II in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Bucuresti-Gura Ialomitei izolat cu protectie de distanta in treapta II in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu protectie de distanta in treapta II in Isaccea (si desincronizarea rapida a CTE Braila);
- pe LEA 400kV Tariverde daca teleprootectiile nu sunt active.

Pentru o temporizare 0.4s in treapta II pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan(sau teleprotectie), pastrarea stabilitatii CNE si a zonei la scurtcircuite trifazate izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intrerupatoarelor se poate asigura prin **confidential**.

5.1.11 Retragera LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei 1; productie maxima in CEE:

Un scurtcircuit trifazat izolat pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu protectie de distanta in treapta II in Isaccea determina desincronizarea rapida a CTE Braila si desincronizarea lenta a U1,2 Cernavoda.

Daca teleprotectia nu este activa pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea, un scurtcircuit pe aceasta linie izolat in treapta II in Tariverde determina un regim instabil la limita.

Este necesara **confidential** sau teleprotectie pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan).

5.1.12 Retragera LEA 400kV Gutinas-Smardan; productie maxima in CEE:

Urmatoarele cazuri de scurtcircuit trifazat izolat fara teleprotectie pot determina pierderea stabilitatii CNE :

- pe LEA 400kV Bucuresti-Gura Ialomitei izolat cu protectie de distanta in treapta II in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu protectie de distanta in treapta II in Isaccea (si desincronizarea rapida a CTE Braila).

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti-Pelicanu izolat cu protectie de distanta in treapta II in Pelicanu, sau pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan izolat cu protectie de distanta in treapta II (0.4s) in Gura Ialomitei determina un regim periculos amortizat lent.

Este necesara **confidential**.

5.1.13 Concluzii privind grupurile eoliene :

5.1.13.1 S-a urmarit aparitia conditiilor de actionare a protectiei la tensiune scazuta in punctul de conectare.

In ipoteza adoptarii logicii ZVRT (continuarea functionarii la scaderea tensiunii la zero), cu treapta 4 $U < 0.15U_n / 0.2s$:

- daca se considera Tariverde 110kV ca punct de conectare, nu apar conditii de actionare a protectiei la tensiune scazuta in cazuri de scurtcircuite trifazate in reseaua de 400kV; poate exista un risc de actionare in cazul functionarii fara teleprotectie pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea (ZII 0.8s) si al unui scurtcircuit pe aceasta linie izolat cu DRRI in Tariverde (treapta II : $U < 0.5U_n / 1.2s$);
- daca se considera Tariverde 400kV ca punct de conectare, pot exista conditii de actionare a protectiei la tensiune scazuta:

- in treapta 4 ($< 0.15U_n / 0.2s$) la scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Tariverde langa Tariverde, izolat cu DRRI in Tariverde ;

- in treapta 3 ($<0.3U_n/0.7s$) la scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu ZII+DRRI (0.4+0.3 s) in Tulcea, sau pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea in cazul functionarii fara teleprotectie (ZII 0.8s) si al actionarii protectiei de distanta in treapta II in Tariverde.

Daca se adopta logica LVRT(deconectare la scaderea tensiunii la zero)), cu treapta 4 $U < 0.15U_n / 0.02s$, protectia poate avea conditii de actionare in regimuri cu desincronizarea CNE si pendulatii adanci de tensiune in Tariverde.

5.1.13.2 Sistemul de reglaj al tensiunii/reactivului la grupurile eoliene si logica de reducere a puterii active la tensiune scazuta reactioneaza rapid la variatii de tensiune.

Utilizand modelul si parametrii initiali recomandati de GE Energy se constata un efect de amplificare a pendulatiei de tensiune la U2 Cernavoda.

Este necesara ajustarea parametrilor pentru a asigura coordonarea cu sistemele de reglaj de la U1,2 CNE si a minimiza solicitarile suplimentare la CNE Cernavoda.

5.1.14 Se poate retrage suplimentar LEA 400kV Cernavoda-Medgidia daca este posibil din punct de vedere al regimului permanent.

Urmatoarele cazuri de retrageri suplimentare impun **confidential** pentru pastrarea stabilitatii chiar in cazul actionarii corecte a protectiilor si intrerupatoarelor:

Retragere suplimentara	Limita impusa de sc. pe	Limita
LEA G.Ialomitei-Smardan	LEA Buc.S.-G.Ialomitei+ZII	confidential
C1 Cernavoda-G.Ialomitei	LEA Tulcea-Isaccea+ZII	confidential
LEA Gutinas-Smardan	LEA Buc.S.-G.Ialomitei +ZII LEA Tulcea-Isaccea+ZII	
LEA Isaccea-Dobrudja	LEA G.Ialomitei-Smardan+ZII LEA Buc.S.-G.Ialomitei +ZII	confidential
LEA Buc.S.-G.Ialomitei	LEA G.Ialomitei-Smardan+ZII	confidential
LEA Cernavoda-Pelicanu	LEA Buc. S.-Pelicanu +ZII/ LEA Buc.S.-G.Ialomitei +ZII	

Tabelul de mai sus nu include limitari impuse de functionare fara teleprotectie pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan si cu temporizare in treapta II a protectiei de distanta 0.8s.

5.1.15 Se recomanda:

- sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv si sa nu **confidential**;
- sa se evite retragerea suplimentara a unei LEA 400kV din Cernavoda sau din zona la functionare cu 2 unitati CNE, cu exceptia LEA 400kV Cernavoda-Medgidia;
- o retragere suplimentara sa se programeze cat mai devreme (daca este posibil), intr-o perioada cu putere disponibila mai mica in CEE.

5.1.16 Tinand seama de marirea riscului generat de izolarea cu temporizare a unor scurtcircuite polifazate pentru stabilitatea CNE si a zonei in conditiile implementarii productiei eoliene si incarcarii suplimentare a RET, este necesar:

- sa se puna in functiune statia 400kV Tariverde cu teleprotectii active pe LEA 400kV ;
- sa se dea prioritate punerii in functiune a teleprotectiilor pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud –Pelicanu, Gura Ialomitei-Lacu Sarat, si sa se echipeze cu teleprotectie LEA 400kV Isaccea-Tulcea.

5.2 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI PORTILE DE FIER SI A INTERCONEXIUNII

S-au considerat in functiune maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier (5x194MW) si 5 grupuri in CHE Djerdap (5x175MW).

Se mentioneaza ca in perioada iulie-septembrie vor fi in functiune 4 grupuri in CHE Djerdap

Pe barele 220kV Portile de Fier debiteaza din retea 110kV maxim 6 grupuri din CHE Portile de Fier II si 2 grupuri din CET Drobeta, cu puteri totale maxime 150 MW respectiv 100MW.

La incarcare maxima a grupurilor exista un excedent de 1120MW in nodul Portile de Fier si 2000MW in nodul Portile de Fier+Djerdap.

S-a considerat schema de functionare in Portile de Fier:

- C220kV Portile de Fier conectata, AT3 + 2 grupuri pe bara 1 220kV si AT1,2+ 3 grupuri pe bara 2, LEA 220kV repartizate simetric.

Pentru grupurile din CHE Portile de Fier I s-a considerat functionarea in :

- reglaj de putere activa cu corectie de frecventa, cu trecere automata la reglaj de viteza pentru o abatere de frecventa la turbina de 0.1Hz;
- reglaj de putere reactiva cu corectie de tensiune, cu trecere automata la reglaj de tensiune pentru o derivata de tensiune mai mare de 2.5%.

S-a luat in considerare statutul si reglajele protectiilor si automaticilor pe linii de interconexiune care pot afecta functionarea SEN: automatica din Dobrudja pe LEA400kV Isaccea-Dobrudja in functiune cu reglaj 850MW/1s; anulara automaticii din Kozlodui pe C1+2 400kV Tantareni-Kozlodui si a automaticii din Sofia Vest pe LEA400kV Nis-SofiaV; automatica din Blagoevgrad pe LEA400kV Blagoevgrad-Thessaloniki reglata la 1400 MW/0.5s; automatica din Sandorfalva anulata; protectiile de suprasarcina cu treapta I si II cu reglaj de vara pe LEA400kV Djerdap-Bor-Nis (1740A / 20min; 2150 A /20s) si Djerdap-Drmno (1300A / 20min; 1600 A /20s).

Pentru functionarea in schema normala si scheme cu 1-2 elemente indisponibile in zona Portile de Fier+Djerdap, in SEN si in retea interconectata s-a studiat :

- stabilitatea tranzitorie pe termen scurt si mediu a zonei Portile de Fier, a SEN si a interconexiunii, inclusiv riscul separarii unor zone de interconexiune prin actionari de protectii/ automatici;
- identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea zonei Portile de Fier si integritatea interconexiunii, si restrictii in programarea lor;
- dispecerizarea automaticilor din Portile de Fier.

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de scurtcircuite trifazate metalice pe LEA400kV din Portile de Fier+Djerdap sau din bucle de interconexiune, izolat prin actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor.

S-au considerat urmasorii timpi totali de actionare:

- treapta I a protectiilor de distanta pe LEA400kV Portile de Fier-Slatina, Portile de Fier-Urechesi si protectia diferentiala longitudinala pe LEA400kV Portile de Fier-Djerdap 0.08-0.1s;
- treapta I a protectiilor de distanta pe LEA400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor 0.1s.

S-au facut calcule fara/ cu actionarea automaticilor, pentru a determina necesitatea si logica de actionare.

Unele rezultate sunt ilustrate grafic in anexa 5.2.

Concluzii

5.2.1 Stabilitatea zonei Portile de Fier si a interconexiunii la defecte in reseaua 400kV

5.2.1.1 Pentru topologia, productia si structura de schimburi prognozata in interconexiune pentru vara 2010, un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV din Portile de Fier sau Djerdap, izolat prin actionarea corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, nu este periculos pentru stabilitatea tranzitorie a zonei si integritatea interconexiunii daca nu exista nici o LEA400kV de evacuare indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap sau pe axa Djerdap- Bor-Nis.

5.2.1.2 In cazul retragerii din exploatare a unei LEA 400kV in Portile de Fier sau Djerdap sau a c1+2 220kV Portile de Fier-Resita, la functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV din Portile de Fier sau Djerdap poate determina pendulatii nepericuloase intre zone de interconexiune, fara pendulatii periculoase de tensiune si fara risc de actionare de protectii.. Apar oscilatii amortizate de putere pe liniile de interconexiune, fara conditii de actionare a protectiilor/ automatizatorilor pe aceste linii.

Poate avea conditii de actionare automata de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune 1100MW/0.2s) in cazul indisponibilitatii unei LEA 400kV de evacuare in Djerdap si scurtcircuit pe cealalta LEA, determinand ramanerea CHE Djerdap pe SEN; in acest caz LEA Tantareni-Kozlodui in functiune se incarca tranzitoriu la 1420Mw si postavarie la 860MW.

Pot avea conditii de actionare automatice de putere pe LEA 220kV 1,2 Portile de Fier-Resita.

LEA 400kV Djerdap-Drmno se incarca post-avarie la 89-92% din reglajul protectiei de suprasarcina in treapta I, cu mic risc de actionare a acesteia eliminat prin redispecerizare post-avarie, in urmatoarele scenarii de defect:

- indisponibila una din LEA 400kV Portile de Fier-Urechesi/Slatina sau a c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si scurtcircuit pe LEA 400kV Djerdap-Bor;
- indisponibila LEA 400kV Djerdap-Bor si scurtcircuit pe o LEA 400kV Portile de Fier.

Datorita maririi reglajului de vara al protectiei de suprasarcina pe LEA Djerdap-Bor, in configuratii N-1 nu a aparut riscul actionarii acestei protectii.

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automatizatorilor la semnal de protectie si comutatie sau a automatizatorilor de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in configuratii N-1.

5.2.1.3 Daca este indisponibila una din LEA 400kV Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina retragerea simultana a c1+c2 Tantareni-Kozlodui sau a uneia dintre LEA de interconexiune Isaccea-Dobruja, Arad-Sandorfalva, nu afecteaza semnificativ pendulatiile interzonale determinate de un scurtcircuit trifazat pe cealalta LEA400kV din Portile de Fier in functiune.

5.2.1.4 Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA400kV din Portile de Fier sau Djerdap, izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, poate fi periculos pentru stabilitatea tranzitorie pe termen scurt si mediu a zonei Portile de Fier si a interconexiunii daca determina :

- depasirea capacitatii de evacuare a nodului Portile de Fier;
- depasirea capacitatii de evacuare a nodului Portile de Fier+Djerdap;
- depasirea capacitatii de tranzit printr-o sectiune de interconexiune ;
- actionarea unor protectii pe linii interne din SEN sau SE Sarb sau automatici de deconectare a unor linii de interconexiune, si extinderea avariei.

Aceste fenomene pot avea loc in urmatoarele cazuri de retrageri simultane.

5.2.1.5 Indisponibile simultan una din LEA400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si LEA Portile de Fier-Djerdap.

Un scurtcircuit pe LEA400kV portile de Fier in functiune determina ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV si desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier daca excedentul nodului depaseste limita de stabilitate si risc de actionare a protectiilor in 220kV.

Pentru pastrarea stabilitatii este necesara limitarea excedentului la 700/850 MW daca automatica la semnal de protectie a LEA400kV Portile de Fier in functiune deconecteaza 1/2 grupuri Portile de Fier

5.2.1.6 Indisponibile simultan una din LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita

5.2.1.6.1 Un scurtcircuit trifazat pe alta LEA400kV din Portile de Fier poate determina:

a) Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA400kV Slatina sau Urechesti; defectul poate duce la desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier de SEN daca excedentul zonei Portile de Fier depaseste limita de stabilitate si risc de actionare a protectiilor pe acea linie:

- LEA Portile de Fier-Slatina : 850MW (rezerva de cca.35% fata de caracteristica protectiei de distanta in treapta II);

- LEA Portile de Fier-Urechesti :1150 MW.

b) Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA400kV Djerdap; defectul poate duce la desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier si CHE Djerdap daca excedentul total in nodul Portile de Fier+Djerdap depaseste limita de stabilitate si risc de actionare a protectiilor 1900/ 2100 MW (pe numar minim de grupuri incarcate la maxim) fara/ cu deconectarea unui grup Portile de Fier prin automatica la semnal polifazat de protectie pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

Cu respectarea limitelor de mai sus, acest scenariu delermina un regim cu amortizare lenta a oscilatiilor.

5.2.1.6.2 Pentru un excedent de 2000MW in Portile de Fier+Djerdap un scurtcircuit pe una din LEA400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno poate determina un regim amortizat lent, cu conditii de actionare in treapta I a protectiei de suprasarcina pe LEA Djerdap ramasa in functiune si risc de actionare a treptei II in cazul LEA Djerdap-Drmno.

Are conditii de actionare automatica de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune.

Daca este retrasa LEA 400kV Portile de Fier-Slatina, acest scenariu de defect nu determina pendulatii de tensiune cu risc de actionare a protectiilor de distanta pe LEA 400kV.

Actionarea automaticii de putere completata de redispecerizarea post-avarie este suficienta.

Daca este retrasa LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Djerdap-Drmno determina o pendulatie de tensiune la 0.6Un in Bor si 0.66Un in Portile de Fier, cu risc de actionare a protectiilor de distanta pe LEA 400kV Portile de Fier-Slatina si Bor-Nis.

Actionarea automaticii de putere pe LEA400kV Portile de Fier in functiune nu elimina riscul actionarii protectiilor.

Este necesara limitarea excedentului nodul Portile de Fier+Djerdap la 1900MW pentru a asigura o rezerva de 35% fata de caracteristica treptei a II-a de protectie pe LEA Portile de Fier-Slatina in timpul pendulatiei.

Tinand seama de 5.2.1.6.1 si 5.2.1.6.2, pentru aceasta topologie sunt necesare:

- **confidential**;

- **confidential**;

- punerea in functiune a automaticei la semnal polifazat de protectie; deconecteaza 1 grup;
- punerea in functiune a automaticei de putere pe LEA 400kV Portile de Fier pentru reducerea riscului de actionare al protectiei pe LEA 400kV Portile de Fier in treapta II si eliminarea riscului de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta II pe LEA 400kV Djerdap; deconecteaza 1 grup.

5.2.1.7 Indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si una din LEA 400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno.

Calculule efectuate pentru indisponibilitatea simultana a LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti si Djerdap-Drmno.

5.2.1.7.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier in functiune poate determina pierderea sincronismului intre zone de interconexiune pe termen scurt sau mediu daca excedentul total in nodul Portile de Fier+Djerdap depaseste **confidential** fara/ cu deconectarea unui grup Portile de Fier prin automatica la semnal polifazat de protectie pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.1.7.2 Un scurtcircuit pe LEA400kV Djerdap in functiune poate determina o desincronizare rapida a CHE Portile de Fier+Djerdap sau un regim greu cu risc de actionare a protectiei pe LEA 400kV Portile de Fier-Slatina.

Daca **confidential**, scenariul determina un regim stabil cu o rezerva de 7-15% fata de caracteristica treptei a II-a de protectie pe LEA Portile de Fier-Slatina in timpul pendulatiei.

Au conditii de actionare si automaticele de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune si pe LEA220kV Portile de Fier-Resita.

Tinand seama de 5.2.1.7.1 si 5.2.1.7.2, pentru aceasta topologie sunt necesare:

- **confidential**;

- punerea in functiune a automaticei la semnal polifazat de protectie; deconecteaza 1 grup;
- punerea in functiune a automaticei de putere pe LEA 400kV Portile de Fier pentru reducerea riscului de actionare al protectiei pe LEA 400kV Portile de Fier in treapta II; deconecteaza 1 grup.

5.2.1.8 Indisponibile simultan c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si una din LEA 400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno.

5.2.1.8.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV de evacuare din Portile de Fier poate determina pierderea la limita a sincronismului intre zone de interconexiune sau un regim greu cu risc de actionare a protectiilor pe LEA 400kV Portile de Fier-Slatina si Bor-Nis.

Are conditii de actionare protectia la suprasarcina pe LEA 400kV Djerdap in treapta I, cu risc de actionare si in treapta II in cazul LEA Djerdap-Drmno.

Este necesara **confidential** fara/cu deconectarea unui grup prin automatica la semnal polifazat de protectie, completata de redispecerizare post-avarie in Djerdap.

5.2.1.8.2 Un scurtcircuit pe LEA400kV Djerdap in functiune determina la incarcare maxima in Portile de Fier+Djerdap (10 grupuri) un regim amortizat lent dar fara risc de actionare a protectiilor si fara suprasarcini de durata pe LEA400kV Portile de Fier, cu LEA Tantareni-Kozlodui incarcata postavarie la 1050MW.

Pentru imbunatatirea amortizarii se recomanda punerea unui grup Portile de Fier pe automaticele de putere ale LEA400kV Portile de Fier.

Tinand seama de 5.2.1.8.1 si 5.2.1.8.2, pentru aceasta topologie sunt necesare :

- **confidential**;
- punerea in functiune a automaticii la semnal polifazat de protectie; deconecteaza 1 grup;
- este recomandata punerea in functiune a automaticii de putere pe LEA 400kV Portile de Fier; deconecteaza 1 grup.

5.2.1.9 Indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina si LEA Nis-Sofia Vest.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier in functiune sau pe o LEA 400kV Djerdap nu este periculos pentru stabilitatea zonei si a interconexiunii

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automatizatorilor in aceasta configuratie

5.2.1.10 Indisponibile simultan una din LEA400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor, si LEA Nis-Sofia Vest

5.2.1.10.1 un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier determina un regim stabil cu o pendulatie de tensiune in Bor, fara risc de actionare a protectiilor de distanta sau de suprasarcina. Are conditii de actionare automata de putere pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.1.10.2 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Djerdap determina un regim stabil, fara pendulatii de tensiune periculoase si fara risc de actionare a protectiilor sau automatizatorilor pe linii de interconexiune. Au conditii de actionare automata de putere pe LEA400kV Portile de Fier.

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automatizatorilor in aceasta configuratie

5.2.1.11 Indisponibile simultan o LEA 400kV Djerdap si c1+c2 Tantareni-Kozlodui

5.2.1.11.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier determina un regim cu oscilatii amortizate lent, cu pendulatie de tensiune la $0.77U_n$ in Bor si fara risc de actionare a unor protectii. LEA400kV Djerdap in functiune se supraincarca postavarie, cu risc/conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I, rezolvabil prin redispatching post-avarie. Pot avea conditii de actionare automata de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita.

5.2.1.11.2 Pentru regimul cu excedentul RO+Djerdap 1475MW un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Djerdap determina un regim la limita de stabilitate pe termen mediu, cu oscilatii amortizate foarte lent si oscilatii mari de putere pe LEA400kV Isaccea-Dobrudja, care se incarca peste 850MW 079s (0.87s cu dezexcitare).

Au conditii de actionare automata de putere pe LEA220kV Portile de Fier-Resita (dependent de productia in Portile de Fier+Djerdap).

Asigurand si o rezerva de timp de actionare, la scenariu de defect limita de stabilitate si risc de actionare a automatizatorilor pe interfata Arad-Sandorfalva+Arad-Nadab+Rosiori-Mukacevo+Isaccea-Dobrudja este cca. 1400 MW.

Pentru pastrarea stabilitatii si integritatii inteconexiunii este necesar sa se limiteze suma export RO+productie Djerdap la 1400MW .

Se recomanda punerea unui grup pe automatizatoarele de putere pe LEA 400kV si 220kV.

5.2.1.12 Indisponibile o LEA400kV Djerdap si LEA400kV Arad-Sandorfalva

5.2.1.12.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier poate determina un regim cu pendulatii interzonale amortizate, fara pendulatii de tensiune periculoase si risc de actionare a protectiilor de distanta.

LEA 400kV Djerdap-Bor se incarca postavarie la 1660A, cu risc de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I rezolvabil prin redispecerizare post-avarie.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.12.2 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Djerdap determina un regim cu amortizare lenta.

LEA400kV Tantareni-Kozlodui in functiune se incarca tranzitoriu pana la 1600 MW si postavarie la 1030MW/ 1500A.

Nu este necesar sa se conecteze ambele circuite Tantareni-Kozlodui.

Au conditii de actionare automata de putere pe LEA220kV Portile de Fier-Resita.

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automatelor in aceasta configuratie

5.2.13 Indisponibile simultan una din LEA400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si c1+c2 400kV Tantareni-Kozlodui.

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Djerdap determina un regim amortizat cu LEA400kV Djerdap-Bor incarcata postavarie la 1760A si risc de actionare, rezolvabil prin redispecerizare post-avarie.

Se recomanda punerea unui grup pe automata de putere a LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.1.14 In cazurile 5.2.1.5.-5.2.1.13 pot fi necesare:

- masuri preventive: programarea retragerilor in perioade cu productie redusa sau dispecerizarea productiei ;
- masuri corective automate : deconectarea netemporizata a 1-2 grupuri pe bara 2 Portile de Fier prin automatice la semnal de protectie si comutatie a LEA400kV Portile de Fier (coordonat cu dispecerizarea preventiva), completata de deconectarea cu temporizare a unui grup pe bara 1 Portile de Fier prin automatice de putere.

La functionare cu 5 grupuri in CHE Portile de Fier si 5 grupuri in CHE Djerdap, pastrarea stabilitatii in Portile de Fier+Djerdap si interconexiune se poate asigura prin:

Retrageri	Dec. prin automatici		PL400kV	<i>confidential</i> <i>confidential</i> (MW)	In
	Z L400kV	PL220kV			
1L400kV PdFier	-	-	-	-	
1L400kV Djerdap	-	-	-	-	
2L400kV PdFier	1g	1g	-	<i>confidential</i>	Nod PdFier
	2g		-	<i>confidential</i>	
PdF-Urech.\ Slatina +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	1g	<i>confidential</i>	Nod PdFier si Nod PdFier+Djerdap
PdFier-Djerdap +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	-	<i>confidential</i>	Nod PdFier
1L400kV PdFier +1L400kV Djerdap	1g	-	1g	<i>confidential</i>	Nod PdFier+Djerdap
1L400kV PdFier +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	
1L400kV PdFier + c1,2Tantareni-Kozlodui	-	1g*	1g*	-	
c1,2 PdFier-Resita + 1L400kV Djerdap	1g	-	1g*	<i>confidential</i>	Nod PdFier+Djerdap
c1,2Tantareni-Kozlodui +L Djerdap-Drmno	-	1g*	1g*	<i>confidential</i>	RO+Djerdap
L Arad-Sandorfalva +L Djerdap-Drmno	-	-	-	-	-
L400kV Djerdap-Drmno +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	-

* recomandare

5.2.1.16 Se recomanda sa se evite programarea urmatoarelor retrageri in regimuri cu productie in CHE Portile de Fier si Djerdap depasind valorile din tabelul de mai jos :

Retrageri	Excedent (MW)
2L400kV PdFier	<i>confidential</i>
L400kV PdFier-Urech./ Slatina+c1+2 220kV PdFier-Resita	<i>confidential</i>
L400kV PdFier-Djerdap+c1+2 220kV PdFier-Resita	<i>confidential</i>
1L400kV PdFier+1L400kV Djerdap sau Bor-Nis	<i>confidential</i>
c1+2 220kV PdFier-Resita +1L400kV Djerdap,	<i>confidential</i>
c1+2 Tantareni-Kozlodui +L400kV Djerdap-Drmno/ Bor,	<i>confidential</i>

Daca sunt respectate coordonat aceste restrictii si EPS respecta restrictii corespunzatoare privind retrageri simultane si limitari de productie in Djerdap nu este necesar sa se puna mai mult de 1 grup pe automatica la semnal de protectie.

5.2.1.17. Se propune mentinerea schemei normale in Portile de Fier:

C220kV Portile de Fier conectata, AT3 (400MVA) +2 grupuri pe bara 1 220kV si AT1,2 (2x500MVA) + 3-4 grupuri pe bara 2, L220kV distribuite simetric.

5.2.2 Stabilitatea zonei Portile de Fier la defecte pe AT 400/220kV Portile de Fier

Raman valabile rezultatele din studiul „ Planificarea operationala a SEN in Iarna 2009-2010”.

5.2.3 Punerea in functiune si logica de actionare a automaticilor din Portile de Fier

Confidential

5.3 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI MINTIA

S-a studiat comportarea dinamica a zonei Mintia in scheme de retrageri rezultate din programele de re tehnologizare din statia Mintia 220kV si 110kV.

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de scurtcircuite trifazate metalice pe LEA 220kV din Mintia si pe AT3 ,AT4 400/220kV Mintia, izolate prin:

- actionare corecta a protectiilor,teleprotectiilor si intrerupatoarelor;
- indisponibilitatea teleprotectiei pe LEA1,2 220kV Mintia-Pestis si actionarea protectiei de distanta in treapta II;
- DRRI la refuz de intrerupator.

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule sunt:

- pe LEA 220kV Mintia-Hasdat: ZI 0.12s; + tp 0.22s
- pe LEA 220kV Mintia-Alba Iulia, Mintia-Timisoara: ZI 0.12s, ZII 0.92s (fara teleprotectii);
- pe LEA 1,2 Mintia-Pestis: ZI 0.1-0.12s; daca teleprotectia nu este in functiune ZII 0.5-0.52s;
- in Mintia DRRI 0.42s;

Rezultatele sunt ilustrate in anexa 5.3.

Concluzii

5.3.1 Schema 1- etapa preliminara in 220kV, schema completa in 110kV.

Pentru etapa preliminara s-a analizat schema de functionare (L220kV Timisoara-Mintia retrasa din exploatare) cu grupuri incarcate la puterea disponibila:

- Bara 1 220kV (CL 1A-1B conectata): L 220kV Al. Iulia, L 220kV Hasdat, AT3 400/220kV, AT1 220/110kV, L 220kV Pestis 1, TG1 (141MW), TG2 (0 MW), TG3 (220 MW), TG5 (198 MW);
- Bara 2 220kV : L 220kV Pestis 2, AT4 400/220kV, TG4 (141MW); (AT2 220/110kV in rezerva);
- CC1 220kV conectata ca CT;
- CC2 220kV deconectata.

5.3.1.1 Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intreruptoarelor, un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 220kV din Mintia sau pe un AT 400/220kV Mintia nu este periculos pentru stabilitatea CTE Mintia chiar daca este izolat prin treapta a II-a a protectiei de distanta in Mintia si sunt in functiune teleprotectii pe LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2.

Pentru acest caz, *confidential*.

5.3.1.2 Daca se considera ca teleprotectiile pe LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2 sunt indisponibile, un scurtcircuit trifazat metalic pe unul din aceste circuite izolat prin treapta a II-a a protectiei de distanta la unul din capete, poate fi periculos pentru stabilitatea TG3 si TG5 din CTE Mintia.

In acest caz *confidential*.

5.3.1.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in statia 220kV Mintia, sunt periculoase pentru stabilitatea CTE Mintia scurtcircuite trifazate pe LEA 220kV Mintia-Alba Iulia, LEA 220kV Mintia-Hasdat, LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2.

Pentru a asigura stabilitatea in cazul scenariilor de mai sus este *confidential*.

5.3.2 Schema 2- etapele 1+2 in 220kV si etapa 2 in 110kV.

Pentru etapele 1+2 in 220kV si etapa 2 in 110kV s-a analizat schema de functionare (AT4 400/220kV si AT1 220/110kV retrase) cu grupuri incarcate la puterea disponibila:

- Bara 1 (CL 1A-1B conectata): L 220kV Al. Iulia, L 220kV Hasdat, L 220kV Pestis 1, AT3 400/220kV, TG2 (198MW), TG3 (220MW), TG5 (198MW);
- Bara 2: L 220kV Timisoara, L 220kV Pestis 2, AT2 220/110kV, TG4 (141MW);
- CC2 conectata ca CT intre barele 1B si 2.

5.3.2.1 Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intreruptoarelor, un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 220kV din Mintia sau pe un AT 400/220kV Mintia nu este periculos pentru stabilitatea CTE Mintia chiar daca este izolat prin treapta a II-a a protectiei de distanta in Mintia si sunt in functiune teleprotectii pe LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2.

Pentru acest caz, *confidential*.

5.3.2.2 Daca se considera ca teleprotectiile pe LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2 sunt indisponibile, un scurtcircuit trifazat metalic pe unul din aceste circuite izolat prin treapta a II-a a protectiei de distanta la unul din capete, poate fi periculos pentru stabilitatea TG2, TG3 si TG5 din CTE Mintia.

In acest caz pentru a asigura pastrarea stabilitatii CTE Mintia *confidential*.

5.3.2.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in statia 220kV Mintia, sunt periculoase pentru stabilitatea CTE Mintia si CHE Riul Mare scurtcircuite trifazate pe LEA 220kV Mintia-Alba Iulia, LEA 220kV Mintia-Hasdat, LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2.

Pentru a asigura stabilitatea in cazul scenariilor de mai sus *confidential*.

6. PROPUNERI DE MASURI

6.1. Pentru vara 2010 se propun ca **scheme normale** de functionare schemele 220-400kV si 110kV prezentate in anexele 3.1 si 3.2.

6.2. Se propune adoptarea urmatoarelor masuri in retea:

6.2.1 Zona 110 kV Bucuresti Sud sa fie buclata cu cea alimentata de T5 400/110kV Domnesti prin CLT A-B 110kV Progresu, datorita lucrarilor de modernizare corespunzatoare etapei 1 din statia 110kV Jilava.

6.2.2 Ca abatere de la schema normala, in baza regimurilor zilnice, sa se considere aruncari de sarcina din zona de Sud catre zona Fundeni:

- trecut consumul de pe bara 1 pe bara 2 110kV Solex si CT 110 kV Solex deconectata;
- linia 110kV Fundulea conectata pe bara 1 in statia Solex;
- linia 110kV FCME conectata pe bara 2 in statia Solex;
- linia 110kV Solex conectata in statia Fundeni;
- linia 110kV Buc. S. conectata pe bara 2 in statia Duesti.

6.2.3 Zona 110kV alimentata din statia 110kV Fundeni respectiv din barele 110kV A si B sa functioneze in continuare debuclat, cu urmatoarele elemente deconectate in schema normala:

- linia 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti,
- linia 110kV Afumati-Caciulati
- CT 110kV Solex (cu linia 110kV FCME pe bara 2 Solex si cu linia 110kV Buc. S pe bara 2 in Duesti)

6.2.4 Linia 110kV Oltenita-Hotarele sa fie conectata ca abatere de la schema normala, in baza regimurilor zilnice, pe perioada lucrarilor de RK pe liniile 220kV Buc. S.-Ghizdaru 1 cu derivatie Mostistea si Buc. S.-Ghizdaru 2 (situate pe stalpi comuni). In restul perioadei linia va fi deconectata.

6.2.5 Schema normala in statia 220/110kV FAI sa fie cu AT2 220/110kV in functiune si cu AT1220/110kV retras. De asemenea este retrasa si linia 220kV FAI-Munteni. Ca urmare in schema normala se vor considera in functiune:

- linia 110kV Barlad-Glavanesti;
- linia 110kV Delphi-Galata (linia 110kV Roman N.-Razboieni si CT 110kV Galata in functiune);
- linia 110kV Podu Iloaiei-Vladeni (linia 110kV Vatra-Tg. Frumos in functiune).

De asemenea, in schema normala, restul zonei Moldova este debuclata intern.

6.2.6 Schema normala in statia Lacu Sarat sa fie cu AT3 400/220kV retras, corespunzator etapei I de lucrari.

6.2.7 Schema normala in statia 110kV G. Ialomitei sa fie cu T3 400/110kV in functiune pe B1 110kV Gura Ialomitei, cu T4 400/110kV in rezerva, cu toate liniile de 110kV trecute pe statia noua 110 kV si cu CT 110kV deconectata.

6.2.8 Schema normala sa fie cu statia 400/110kV Tariverde (un T 400/110kV in functiune) racordata in linia 400 kV Tulcea V.-Constanta N.

6.2.9 In zona Dobrogea sunt deconectate:

- linia 110kV Basarabi - Gura Ialomitei;
- linia 110kV Harsova-Topolog;

- linia 110kV Baia-M. Viteazu;
- linia 110kV Zebil-M. Viteazu;
- linia 110kV Ostrov-L. Sarat, c1,2

6.2.10 Schema normala sa fie cu AT 220/110kV Stalpu, AT 220/110kV Teleajan si AT 220/110kV Salaj in functiune.

6.2.11 Pentru scaderea consumului propriu tehnologic in RET se propun ca schema normala:

- in statia 220/110kV Tr. Magurele sa fie cu AT2 220/110kV in functiune si cu AT 1,3 220/110kV in rezerva;
- in statia 220/110kV Gutinas sa fie cu AT3 si AT4 220/110kV in functiune iar in statia 220/110kV Borzesti AT2 220/110kV sa fie in rezerva;
- in statiile 220/110kV Isalnita, Craiova, Dumbrava, Ghizdaru, Resita, Arefu, Hasdat sa fie cate un AT 220/110kV in functiune si unul in rezerva;
- in statia 220/110 kV Ungheni sa fie cu un AT 220/110kV in functiune si cu unul in rezerva, cu CTA sau CTB conectate si cu CL intre 1A si 1B conectata;
- in statia 400/110kV Medgidia S. sa fie cu un singur T 400/110kV in functiune si unul in rezerva. Se mentin cate doua unitati de transformare in functiune in st. 400/110kV Tulcea V. si Constanta N.

6.2.12 Schema normala sa fie cu statiile 220kV Pestis si 400kV Gadalin retrase, cu realizarea provizoratelor detaliate la cap. 3

6.2.14 Schema normala in statia 220/110kV Mintia sa fie cu doua AT 220/110kV in functiune si cu liniile lungi 220kV Mintia – Hasdat si Mintia - Otelarie Hunedoara in functiune.

6.2.15 Schema normala in statia Gheorghieni sa fie cu un AT 220/110kV in functiune si cu linie lunga cu 3 capete Stejaru – Gheorghieni – Fantanele in functiune

6.2.16 Schema normala sa fie cu linia 110kV Salonta-Ch. Cris si CT Vascau deconectate, in sa ca abatere de la aceasta se considera linia 110kV Salonta-Ch. Cris va fi in functiune. Pe perioada retragerii T2 400/110kV Oradea V. se va conecta suplimentar, ca abatere de la schema normala, in baza regimurilor zilnice, si CT 110kV Vascau.

6.2.17 In schema normala, pe conturul sectiunii caracteristice S4, sa fie deconectate:

- in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV cu linia 110kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz;
- linia 110kV Tusnad-V. Crisului;
- linia 110kV Copsa Mica-Medias;
- linia 110kV Tauni-Blaj;
- liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud;
- CT Vascau (vezi si pct. 6.2.16)

6.2.18 In schema normala liniile 110kV Orlat-Petresti si Tarnaveni-Medias vor fi conectate pentru rezervarea T4400/110kV Sibiu S. CC-1 110kV Tarnaveni va fi conectata ca CT 110kV.

6.2.19 Pe perioada desfasurarii lucrarilor de retehnologizare in statia 110kV L. Sarat nu se vor retrage suplimentar programat urmatoarele echipamente:

- AT 400/220kV L. Sarat aflat in functiune;
- T1 400/110kV Smardan;
- AT 220/110kV Filesti;

- Linia 400kV L. Sarat-Isaccea;
- Linia 220kV L. Sarat-Filesti.

6.3 Se recomanda functionarea cu ploturile unitatilor de transformare specificate in anexele 3.8 si 3.14 si cu benzile de tensiune din nodurile de control are RET indicate in anexa 3.7 si starea operativa a bobinelor din anexa 3.9.

6.4 Analiza privind respectarea criteriului N-1 in zona Bucuresti conduce la urmatoarele:

6.4.1. Se constata ca, pentru schemele analizate, elementele a caror declansare are influenta asupra parametrilor regimurilor sunt:

- pentru zona de sud:
 - AT-urile 200MVA 220/110kV Bucuresti Sud
- pentru zona de vest:
 - liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti.

6.4.2 *Congestiile posibil sa apara la declansarea unui AT 200MVA 220/110kV din Bucuresti Sud, sunt generate de fapt de lucrarile de retehnologizare din statia 110kV Jilava.* Dupa finalizarea lucrarilor respective se estimeaza ca nu vor mai fi congestii in zona de sud a Bucurestiului, la functionarea in schema normala, pentru paliere de sarcina mai mici de 1100MW.

6.4.3 La functionarea in schema normala in perioada 01 aprilie 2010–30 septembrie 2010, nu se estimeaza aparitia congestiilor in Bucuresti daca varful de consum nu va depasi 1000MW (valoare maxima inregistrata anul trecut) **confidential**.

6.4.4 Avand in vedere evolutia consumului, **se impune urgentarea realizarii unei noi injectii de putere din RET in zona de vest.** Fara aceasta intarire a retelei, cresterea consumului poate conduce la situatii in care, chiar la functionarea in schema normala, nu se va putea asigura respectarea criteriului N-1 nici prin managementul congestiilor, din cauza puterii disponibile reduse in zona, corelat cu imposibilitatea descarcarii sarcinii de pe o zona pe alta..

6.4.5 *In cadrul retehnologizarii statiei 400/110kV Domnesti, pentru statia de 110kV este necesara achizitionarea unor intreruptoare avand curent de rupere 50kA,* tinand cont de faptul ca in prezent curentul de scurtcircuit homopolar in aceasta statie depaseste 40kA. Montarea unor astfel de intreruptoare, corelat cu modernizarea celor din instalatiile ENEL, va permite buclarea retelei 110kV in zona de vest prin conectarea cuplelor din statiile Bujoreni si Militari, reducand astfel riscul de aparitie a congestiilor in zona.

6.4.6 Se constata ca, pentru zonele analizate, elementele a caror retragere din exploatare are influenta asupra parametrilor regimurilor sunt:

- pentru zona de sud:
 - AT-urile 200MVA 220/110kV Bucuresti Sud
 - Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti;
 - AT-urile 400MVA 400/220kV Bucuresti Sud
- pentru zona de vest:
 - Tr1 si Tr2 250MVA 400/110kV Domnesti
 - liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti.

6.4.7 *Congestiile posibil sa apara la retragerea unui element din reseaua de transport, pentru ambele zone analizate, sunt generate de lucrarile de retehnologizare din statia 110kV Jilava.* Dupa finalizarea lucrarilor respective se estimeaza ca, la retragerea unor unitati de transformare in zonele analizate, nu vor mai fi congestii reseaua Bucurestiului, pentru paliere de sarcina mai mici de 1100MW.

6.4.8 Pana la finalizarea lucrarilor de retehnologizare in statia Jilava 110kV, retragerea unei unitati de transformare 220/110kV sau 400/220kV din statia Bucuresti Sud sau a Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti poate genera congestii la oricare din palierele de sarcina analizate.

6.4.9 Pana la finalizarea lucrarilor din statia Jilava 110kV, in cazul retragerii accidentale a Tr1 sau Tr2 250MVA 400/110kV in statia Domnesti, daca varful de consum nu va depasi 1100MW, *confidential* este probabila aparitia congestiilor *confidential*. Finalizarea lucrarilor din statia Jilava va permite trecerea Tr5 250MVA 400/110kV Domnesti pe zona de vest in cazul retragerii accidentale a Tr1 sau Tr2 in statia respectiva. Se va elimina astfel posibilitatea aparitiei congestiilor in zona de vest la retragerea unui transformator, pentru palierele de putere considerate.

6.4.10 *Dupa finalizarea lucrarilor din statia Jilava 110kV, vor continua sa apara congestii in zona de vest a Bucurestiului in cazul unor retrageri in retea de distributie.*

6.4.11 *Pentru varfuri de putere mai mici de 1100MW *confidential* se pot retrage pe rand barele de 400kV Domnesti, mentenanta efectuandu-se cu tehnologia clasica.* Se recomanda totusi ca retragerea elementului respectiv sa se faca in perioade cu sarcina mai mica *confidential* daca vremea va permite.

confidential

6.5 Pe baza rezultatelor de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru iarna 2009-2010

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
AT 400/220kV		
1	AT3 400/220kV Lacu Sarat	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala. Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17
2	AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti Sud	R2, R3: Pe perioada retragerii din exploatare a liniei 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 cu derivatia Mostistea si a liniei 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c2 se recomanda retragerea AT3 (sau AT4) 400/220kV Bucuresti Sud in zilele de sambata sau duminica cu luarea urmatoarelor masuri: - se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 cu derivatia Mostistea si AT 220/110kV Mostistea; - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana - se functioneaza cu AT2 220/110kV Fundeni pe plotul 15.
3	AT3 400/220kV Brazi Vest	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana; - se functioneaza cu AT2 220/110kV Fundeni pe plotul 15 - se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 cu derivatia Mostistea si AT 220/110kV Mostistea;
4	AT1,2, 3 400/220kV Portile de Fier	R2, R3: se dispacerizeaza productia si logica automaticilor din Portile de Fier
5	AT4 400/220kV Mintia	R3: - se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii.
6	AT 400/220kV Iernut	R2: - se recomanda functionarea T1 si T2 400/110kV Brasov si T4 400/110kV Sibiu pe plotul 7.

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
T 400/110kV		
1	T 400/110kV Suceava	R2, R3: - se deconecteaza linia 400kV Roman N-Suceava - se conecteaza CT 110kV Stejaru
2	T 400/110kV Roman N.	R2, R3: - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva. - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC400kV Suceava.
3	T 400/110kV Bacau S.	R2, R3: se verifica sa fie in functiune automatizarea BC400kV Suceava.
4	T1 400/110kV Smardan	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala. Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17
5	T1 400/110kV Domnesti	R2, R3: - se conecteaza CLT 110kV Domnesti cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV;
6	T2 400/110kV Domnesti	R2, R3: - se conecteaza CLT 110kV Domnesti cu functia de CT intre B1-110kV si B2B-110kV.
7	T5 400/110kV Domnesti	R2, R3 : - se conecteaza CT 110kV Domnesti intre B1-110kV si B2B-110kV, pentru alimentarea statiilor 110kV IFA si Masini Grele A din bara 2B 110kV Domnesti.
8	T3 (sau T4) 400/110kV Gura Ialomitei	R2, R3: Se conecteaza T4 (sau T3) 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva
9	T2 400/110kV Pelicanu	R2, R3: Se conecteaza T4 (sau T3) 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva
10	T1 sau T2 400/110kV Constanta Nord	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2 Deficitul pentru zona 110kV Constanta-Medgidia-Tulcea va fi mai mic de confidential MW
11	T1 sau T2 400/110kV Tulcea	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2.
12	T 400/110kV Arad	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
AT 220/110kV		
1	AT 220/110kV Suceava	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Stejaru; - se deconecteaza linia 220kV FAI-Suceava.
2	AT 220/110kV Stejaru	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Stejaru;
3	AT1 (sau AT2) 220/110kV FAI	R3: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia FAI.
4	AT 220/110kV Munteni	R3: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia FAI.
5	AT1(2) 220/110kV Dumbrava	R2, R3: se conecteaza AT2(1) 220/110kV aflat in rezerva in statia Dumbrava
6	AT 220/110kV Filesti	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala. Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17
7	AT1 sau AT2 220/110kV Bucuresti Sud	R2: - se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru-Bucuresti Sud c1 cu derivatia Mostistea si AT 220/110kV Mostistea; - se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri. R3: - se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru- Bucuresti Sud c1 cu derivatia Mostistea si AT 220/110kV Mostistea; - se conecteaza CT 110kV Tr. Margurele; - se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri; - confidential .
8	AT1 (sau AT2) 220/110kV Tr. Magurele	R2, R3: - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva
9	AT1 (sau AT2) 220/110kV Ghizdaru	R2, R3: - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva

10	AT1 sau AT2 220/110kV Brazi Vest	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
11	AT 220/110kV Urechesi	R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV Tg.Jiu aflat in rezerva. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni
12	AT 220/110kV Sardanesti	R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV Tg.Jiu aflat in rezerva. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni
13	AT2(3) 220/110kV Targoviste	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
14	AT 220/110kV Cetate	R2, R3: Calafat 110kV: se deconecteaza CT 110kV; L110kV Cetate-Calafat si AT200MVA in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV; Cetate 110kV: se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate; Basarabi 110kV: se conecteaza CT 110kV; Ostrovu Mare110kV: se trec TH 3 si 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri(TH5,6,7,8).
15	AT 220/110kV Calafat	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Basarabi - se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate - consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate
16	AT1 220/110kV Tr.Severin	R2, R3: - se conecteaza linia 110kV Toplet c1 in statia 110kV Tr. Severin; - se conecteaza CT 110kV Tr. Severin (functionare buclata);
17	AT2 220/110kV Tr.Severin	R2, R3: - se conecteaza AT1 220/110 kV Tr. Severin pe bara B2-110kV Tr. Severin; - se conecteaza linia 110kV Toplet c1 in statia 110kV Tr. Severin; - se conecteaza CT 110kV Tr. Severin (functionare buclata).
18	AT 220/110kV Lotru	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului–Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului; - se conecteaza CT 110kV Bradisor; - se conecteaza linia 110kV Bradisor-Malaia pe bara B1-110kV in statia 110kV Bradisor. - confidential .
19	AT 220/110kV Stuparei	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului–Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti–Poiana Lacului - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva; - pentru productie maxima in CHE de pe amenajarea Oltului Mijlociu se vor conecta suplimentar linia 110kV Pojaru-Berbesti si CT 110kV Dragasani.

20	AT 220/110kV Raureni	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului–Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti–Poiana Lacului; - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva; - pentru productie maxima in CHE de pe amenajarea Oltului Mijlociu se vor conecta suplimentar liniile 110kV Pojaru-Berbesti, Raureni-Rm.Valcea Sud pe bara B1-110kV in statia 110kV Raureni si CT 110kV Dragasani.
21	AT1 220/110kV Arad	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sanicolau-Lovrin
22	AT1 (AT2) 220/110kV Resita	R2, R3: - se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita
23	AT1 220/110kV Iaz	R2, R3: - se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
24	AT 220/110kV Paroseni	R2, R3: - se conecteaza CLT 110kV Baru Mare intre B2A-110kV si B(1+2B)-110kV si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat - se trece linia 110kV Hateg-Baru Mare pe B1 110kV Baru Mare.
25	AT 220/110kV Baru Mare	R2, R3: - se conecteaza CLT 110kV Baru Mare intre B2A-110kV si B(1+2B)-110kV si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat - se trece linia 110kV Hateg-Baru Mare pe B1 110kV Baru Mare.
26	AT1 sau AT2 220/110kV Hasdat	R2: - 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
27	AT1 sau AT2 220/110kV A.Iulia	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii, Blaj-Tauni
28	AT1(2) 220/110kV Cluj Fl.	R2: se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj
29	AT 220/110kV Salaj	R3: - se recomanda functionarea AT2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 13
30	AT 220/110kV Tihau	R3: - se recomanda functionarea AT2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 13
31 ,`	AT 220/110kV Iernut	R2, R3: se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
LINII 400kV		
1	L 400kV Gutinas-Smardan	R3: - se scade deficitul sectiunii S5 sub confidential MW sau se conecteaza linia 110kV Rm.Sarat-Costieni si CT 110kV Liesti (si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti).
2	L 400kV Brasov-Gutinas	R3: - se scade deficitul sectiunii S5 sub confidential MW sau se conecteaza linia 110kV Rm.Sarat-Costieni si CT 110kV Liesti (si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti).
3	L 400kV Gutinas-Bacau S.	R3: se verifica sa fie in functiune automatizarea BC400kV Suceava
4	L 400kV Lacu Sarat-Isaccea	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala. Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17
5	L 400kV Roman N.-Suceava	R2, R3: - se deconecteaza T 400/110kV Suceava - se conecteaza CT 110kV Stejaru
6	L 400kV Domnesti-Brazi V	- se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru- Bucuresti Sud c1 cu derivatia Mostistea si AT 220/110kV Mostistea; - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana; - se deconecteaza linia 110kV Bucuresti Sud-Filaret c2 si se conecteaza CL 110kV Panduri; - se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele.
7	L 400kV Tantareni-Bradul	R3: - se reda in exploatare linia 220kV Ghizdaru- Bucuresti Sud c1 cu derivatia Mostistea si AT 220/110kV Mostistea; - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
8	L 400kV Pelicanu-Cernavoda	R2, R3: In cazul in care consumatorul SILCOTUB Calarasi functioneaza atunci la retragerea unuia din elementele respective este necesara luarea masurii de deconectare a T2 400/110kV Pelicanu.
9	L 400kV Medgidia-Cernavoda	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2 Deficitul pentru zona 110kV Constanta-Medgidia-Tulcea va fi mai mic de confidential MW
10	L 400kV Isaccea-Tulcea	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
11	L 400kV Tulcea-Tariverde	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2;

12	L 400kV Constanta N.-Tariverde	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
13	L 400kV Pelicanu-Buc. Sud	R2, R3: In cazul in care consumatorul SILCOTUB Calarasi functioneaza atunci la retragerea unuia din elementele respective este necesara luarea masurii de deconectare a T2 400/110kV Pelicanu.
14	L 400kV Sibiu-Mintia	R2: - se recomanda functionarea T1 si T2 400/110kV Brasov si T4 400/110kV Sibiu pe plotul 7.

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
--------	---------------------	-----------------------

LINII 220kV

1	L 220kV FAI-Suceava	R2, R3: - se deconecteaza AT 220/110kV Suceava - se conecteaza CT 110kV Stejaru
2	L 220kV Lacu Sarat-Filesti	R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala. Daca au inceput lucrarile RTh in statia 110kV Lacu Sarat se va tine cont de nota din anexa 3.17
3	L 220kV FAI-Munteni	R3: - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV FAI aflat in rezerva.
4	L 220kV Gutinas-Munteni	R3: - se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti; - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV FAI aflat in rezerva.
5	L 220kV Gutinas-FAI	R3: - se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.
6	L 220kV Gutinas-Focsani	R3: - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala. - se va functiona cu AT2 220/110kV Borzesti si cu AT3 si AT4 220/110kV Gutinas. Daca in CET Galati functioneaza G3 sau G5 care debiteaza pe bara 110kV din Barbosi atunci acest caz nu exista.

7	L 220kV Barbosi-Filesti	R3: - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; - se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala. - se va functiona cu AT2 220/110kV Borzesti si cu AT3 si AT4 220/110kV Gutinas. Daca in CET Galati functioneaza G3 sau G5 care debiteaza pe bara 110kV din Barbosi atunci acest caz nu exista.
8	L 220kV Buc. S-Fundeni, c1	R2: - se conecteaza CL 220kV Fundeni R3: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Pogoanele-Jugureanu, Rm.Sarat-Costieni si CT 110kV Doftana; - se conecteaza CL 220kV Fundeni
9	L 220kV BucS-Fundeni, c2	R2: - se conecteaza CL 220kV Fundeni R3: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu, Pogoanele-Jugureanu, Rm.Sarat-Costieni si CT 110kV Doftana. - se functioneaza cu AT2 220/110kV Fundeni pe plotul 15. - se conecteaza CL 220kV Fundeni
10	L 220kV Brazi Vest-Fundeni c1 sau c2	R2, R3: - se conecteaza CL 220kV Fundeni
11	L 220kV Targoviste-Brazi V, c1	R2, R3: se ia acord de la consumatorul COS Targoviste si se informeaza CTE Doicesti.
12	L 220kV Targoviste-Brazi V, c2	R2, R3: se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu
13	L 220kV Brazi Vest-Teleajen	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
14	L 220kV Bradut-Targoviste, c1	R2, R3: se ia acord de la consumatorul COS Targoviste si se informeaza CTE Doicesti. - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
15	L 220kV Bradut-Targoviste, c2	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

16	L 220kV Tr. Magurele-Craiova Simultan cu liniile 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si a liniei 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c2 (in R3)	R2: Nu se acorda ca retragere programata. In cazul retragerii accidentale a liniei 220kV Tr.Magurele-Craiova - se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele. R3: Nu se acorda ca retragere programata. In cazul retragerii accidentale a liniei 220kV Tr.Magurele-Craiova - se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele. - se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2; - se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva.								
17	L 220kV Tr. Magurele-Ghizdaru Simultan cu liniile 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c1 impreuna cu derivatia Mostistea si a liniei 220kV Bucuresti Sud-Mostistea c2 (in R3)	R3: Nu se acorda ca retragere programata. In cazul retragerii accidentale a liniei 220kV Tr.Magurele-Ghizdaru se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele. - se conceteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva.								
18	L 220kV Craiova-Slatina	R3: - se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele. - se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2; - se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva.								
19	L 220kV Slatina-Gradiste	R3: <table><tr><th colspan="2">Se conecteaza:</th></tr><tr><td>- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva</td><td><i>confidential</i></td></tr><tr><td>- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, - CT 110kV Dragasani</td><td><i>confidential</i></td></tr><tr><td>- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, Icoana-Hirlesti - CT 110kV Dragasani, Tr. Magurele</td><td><i>confidential</i></td></tr></table>	Se conecteaza:		- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva	<i>confidential</i>	- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, - CT 110kV Dragasani	<i>confidential</i>	- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, Icoana-Hirlesti - CT 110kV Dragasani, Tr. Magurele	<i>confidential</i>
Se conecteaza:										
- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva	<i>confidential</i>									
- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, - CT 110kV Dragasani	<i>confidential</i>									
- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, Icoana-Hirlesti - CT 110kV Dragasani, Tr. Magurele	<i>confidential</i>									

20	L 220kV Isalnita-Gradiste	R3:	
		Se conecteaza:	
		- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva	<i>confidential</i>
		- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, - CT 110kV Dragasani	<i>confidential</i>
21	L 220kV Craiova-Isalnita c1	- AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva - liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti, Icoana-Hirlesti - CT 110kV Dragasani, Tr. Magurele	<i>confidential</i>
		R3:	
		- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si CT 110kV Dragasani	
		- <i>confidential</i> .	
22	L 220kV Craiova-Isalnita c2	R3:	
		- se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti si CT 110kV Dragasani	
		- <i>confidential</i> .	
23	L220kV Portile de Fier-Cetate	Calafat 110kV:	
		- Se deconecteaza CT 110kV;	
		- L110kV Cetate-Calafat si AT200MVA in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV;	
		Cetate 110kV:	
24	L 220kV Portile de Fier-Calafat	- Se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate	
		- Se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate;	
		Basarabi 110kV:	
		- Se conecteaza CT 110kV;	
25	L 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1	Ostrovu Mare110kV:	
		- Se trec TH 3 si 4 din CHE Pdf II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri(TH5,6,7,8).	
		- se conecteaza CT 110kV Basarabi	
		- se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate	
26	L 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2	- consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate.	
		R2, R3:	
		- se conecteaza linia 110kV Toplet c1 in statia 110kV Tr. Severin;	
		- se conecteaza CT 110kV Toplet (functionare buclata);	
27	L 220kV Urechesti-Tg. Jiu N	R2, R3:	
		- se conecteaza AT1 220/110 kV Tr. Severin pe bara B2-110kV Tr. Severin;	
		- se conecteaza linia 110kV Toplet c1 in statia 110kV Tr. Severin;	
		- se conecteaza CT 110kV Toplet (functionare buclata).	
28	L 220kV Urechesti-Tg. Jiu N	R2, R3:	
		se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B1-110kV si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat	
		si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe B1-110kV Baru Mare.	

28	L 220kV Paroseni-Tg. Jiu	R2, R3: 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.
29	L 220kV Baru Mare-Hasdat	R2, R3: - se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B2B-110kV si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe B1-110kV Baru Mare; - se recomanda functionarea AT1 si AT2 220/110kV Pestis pe plotul 10
30	L 220kV Hasdat-Otelarie	R2: - se recomanda functionarea AT1 si AT2 220/110kV Pestis pe plotul 10
31	L 220kV Bradul-Arefu	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Jibelea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva; - se recomanda functionarea AT 220/110kV Stuparei pe plotul 10.
32	L 220kV Bradul-Stuparei	R2, R3: - se conecteaza liniile 110kV Jibelea-Arges S., Valea Danului–Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti–Poiana Lacului. - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva; - se recomanda functionarea AT 220/110kV Stuparei pe plotul 10.
33	L 220kV Arefu-Raureni	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Jibelea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. - se conecteaza AT2 (sau AT1) 220/110kV Arefu aflat in rezerva;
34	L 220kV Mintia-Hasdat	R2, R3: - se conecteaza CC2 220kV Mintia cu functie de CT - se recomanda functionarea AT1 si AT2 220/110kV Pestis pe plotul 10
35	L 220kV Mintia-Pestis	R3: - se conecteaza CC2 220kV Mintia cu functie de CT
36	L 220kV Hasdat-Pestis	R2: - se conecteaza CC2 220kV Mintia cu functie de CT - se recomanda functionarea AT1 si AT2 220/110kV Pestis pe plotul 10
37	L 220kV Timisoara – Resita c1 sau c2	R2, R3: se recomanda functionarea cu AT 220/110kV Sacalaz pe plotul 11.
38	L 220kV Arad-Timisoara	R2: se recomanda functionarea AT1 220/110kV pe plotul 8.
39	L 220kV Arad - C. Aradului sau C. Aradului – Sacalaz	R2: se recomanda functionarea AT1 220/110kV pe plotul 8.
40	L 220kV Resita-laz c1	R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
41	L 220kV Fantanele-Ungheni	R3: - se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva

6.6 Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

6.7 Pe baza calculelor de stabilitate tranzitorie se propun urmatoarele masuri:

6.7.1 in schemele cu retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Lacu Sarat 400kV se poate retrage suplimentar LEA 400kV Cernavoda-Medgidia daca este posibil si din punct de vedere al regimului permanent, fara afectarea conditiilor de stabilitate in zona Cernavoda.

6.7.2 Pentru scheme cu o retragere suplimentara au fost indicate limitarile productiei in CNE necesare pentru pastrarea stabilitatii CNE in cazul unor scurtcircuite trifazate izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intrerupatoarelor.

Retragere suplimentara	Limita impusa de sc. pe	Limita
LEA G.Ialomitei-Smardan	LEA Buc.S.-G.Ialomitei+ZII	<i>confidential</i>
C1 Cernavoda-G.Ialomitei	LEA Tulcea-Isaccea+ZII	<i>confidential</i>
LEA Gutinas-Smardan	LEA Buc.S.-G.Ialomitei +ZII LEA Tulcea-Isaccea+ZII	
LEA Isaccea-Dobrudja	LEA G.Ialomitei-Smardan+ZII LEA Buc.S.-G.Ialomitei +ZII	<i>confidential</i>
LEA Buc.S.-G.Ialomitei	LEA G.Ialomitei-Smardan+ZII	<i>confidential</i>
LEA Cernavoda-Pelicanu	LEA Buc. S.-Pelicanu +ZII/ LEA Buc.S.-G.Ialomitei +ZII	

Tabelul de mai sus nu include limitari impuse de functionare fara teleprotectie pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan si cu temporizare in treapta II a protectiei de distanta 0.8s.

Daca se functioneaza cu LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan fara teleprotectie si cu temporizarea treptei a II-a a protectiei de distanta **0.8s** in Gura Ialomitei, pentru pastrarea stabilitatii in cazul unui scurtcircuit trifazat pe aceasta linie izolat cu actionare corecta a intrerupatoarelor si protectiilor este necesara *confidential*.

6.7.3 Se recomanda:

- sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv si sa se nu se depaseasca *confidential*;
- sa se evite retragerea suplimentara a unei LEA 400kV din Cernavoda sau din zona la functionare cu 2 unitati CNE, cu exceptia LEA 400kV Cernavoda-Medgidia;
- o retragere suplimentara sa se programeze cat mai devreme (daca este posibil), intr-o perioada cu putere disponibila mai mica in CEE;
- sa se asigure coordonarea sistemelor de reglaj ale CEE cu sistemele de reglaj de la U1,2 CNE pentru a minimiza solicitarile suplimentare la CNE Cernavoda.

6.7.4 Tinand seama de marirea riscului generat de izolarea cu temporizare a unor scurtcircuite polifazate pentru stabilitatea CNE si a zonei in conditiile implementarii productiei eoliene si incarcarii suplimentare a RET, se recomanda:

- daca temporizarea treptei II a protectiei de distanta pe LEA Gura Ialomitei-Smardan va fi 0.8s, sa se realizeze si o teleprotectie;
- sa se puna in functiune statia 400kV Tariverde cu teleprotectii active pe LEA 400kV ;
- sa se dea prioritate punerii in functiune a teleprotectiilor pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud –Pelicanu, Gura Ialomitei-Lacu Sarat, si sa se echipeze cu teleprotectie LEA 400kV Isaccea-Tulcea.

6.7.5 Se propune mentinerea schemei normale actuale in Portile de Fier:

C220kV Portile de Fier conectata, AT3 (400MVA) +2 grupuri pe bara 1 220kV si AT1,2 (2x500MVA) + 3-4 grupuri pe bara 2, LEA220kV distribuite simetric.

6.7.6 Sa se asigure urmatoarele masuri pentru pastrarea stabilitatii in zona Portile de Fier si interconexiune la functionare cu maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier si 5 grupuri in CHE Djerdap :

Retrageri	Dec. prin automatici		PL400kV	<i>confidential</i>	In
	Z L400kV	PL220kV		<i>confidential</i>	
1L400kV PdFier	-	-	-	-	
1L400kV Djerdap	-	-	-	-	
2L400kV PdFier	1g	1g	-	<i>confidential</i>	Nod PdFier
	2g		-	<i>confidential</i>	
PdF-Urech.\ Slatina +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	1g	<i>confidential</i>	Nod PdFier si Nod PdFier+Djerdap
PdFier-Djerdap +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	-	<i>confidential</i>	Nod PdFier
1L400kV PdFier +1L400kV Djerdap	1g	-	1g	<i>confidential</i>	Nod PdFier+Djerdap
1L400kV PdFier +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	
1L400kV PdFier + c1,2Tantareni-Kozlodui	-	1g*	1g*	-	
c1,2 PdFier-Resita + 1L400kV Djerdap	1g	-	1g*	<i>confidential</i>	Nod PdFier+Djerdap
c1,2Tantareni-Kozlodui +L Djerdap-Drmno	-	1g*	1g*	<i>confidential</i>	RO+Djerdap
L Arad-Sandorfalva +L Djerdap-Drmno	-	-	-	-	-
L400kV Djerdap-Drmno +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	-

* recomandare

6.7.7 Sa se evite programarea urmatoarelor retrageri in regimuri cu productie in CHE Portile de Fier si Djerdap depasind valorile din tabelul de mai jos :

Retrageri	Excedent (MW)
2L400kV PdFier	<i>confidential</i>
L400kV PdFier-Urech./ Slatina+c1+2 220kV PdFier-Resita	<i>confidential</i>
L400kV PdFier-Djerdap+c1+2 220kV PdFier-Resita	<i>confidential</i>
1L400kV PdFier+1L400kV Djerdap sau Bor-Nis	<i>confidential</i>
c1+2 220kV PdFier-Resita +1L400kV Djerdap,	<i>confidential</i>
c1+2 Tantareni-Kozlodui +L400kV Djerdap-Drmno/ Bor,	<i>confidential</i>

6.7.8 Se propun punerea in functiune si logica automaticilor din Portile de Fier:

confidential

6.7.9 Au fost indicate limitarile productiei in CTE Mintia necesare pentru pastrarea stabilitatii dinamice in scheme de retrageri rezultate din programele de retehnologizare din statia Mintia 220kV si 110kV

6.7.9.1 Schema 1- etapa preliminara in 220kV, schema completa in 110kV:

- Pentru a asigura pastrarea stabilitatii la defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intreruptoarelor :

§ daca sunt in functiune teleprotectiile pe LEA1,2 220kV Mintia-Pestis, *confidential*;

§ daca teleprotectiile pe LEA 1,2 220kV Mintia-Pestis sunt indisponibile *confidential*;

- Pentru a asigura pastrarea stabilitatii si in cazul unui refuz de intrerupator si DRRI in statia 220kV Mintia *confidential*.

6.7.9.2 Schema 2- etapele 1+2 in 220kV si etapa 2 in 110kV.

- Pentru a asigura pastrarea stabilitatii la defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intreruptoarelor :

§ daca sunt in functiune teleprotectiile pe LEA1,2 220kV Mintia-Pestis *confidential*;

§ daca teleprotectiile pe LEA 1,2 220kV Mintia-Pestis sunt indisponibile, *confidential*;

- Pentru a asigura pastrarea stabilitatii si in cazul unui refuz de intrerupator si DRRI in statia 220kV Mintia, *confidential*.

TEMA

1. **Denumirea lucrării:** Planificarea operationala a SEN in vara 2010
2. **Responsabil lucrare:** UNO-DEN SPO
3. **Colaboratori:** din divizia UNO-DEN: SPAF, SMSCPA, DEC, SMFGAP, SPMC, DET
din Transelectrica: DC, DMPI, DER, CPDRSS
4. **Faza:** Studiu
5. **Beneficiar:** TRANSELECTRICA S.A.
6. **Termen de predare:** 25.03.2010

7. Scopul lucrării:

Analiza schemelor de calcul in vederea propunerii schemei normale de functionare a SEN pentru vara 2010; verificarea criteriului determinist de siguranta N-1 pentru paliere medii de consum la varf si gol de sarcina, in scheme fara si cu retrageri din exploatare; determinarea conditionarilor de regim; determinarea capacitatilor de schimb; stabilirea puterilor admisibile in sectiuni; verificarea stabilitatii tranzitorii si stabilirea regimului automatizarilor.

8. Continutul lucrării:

8.1. Balante de putere

8.1.1. *Stabilirea valorii consumului brut pentru palierele analizate: vârful mediu de seara in zi lucratoare și golul mediu de noapte in zi de sarbatoare pentru perioada de vara.*

Responsabil : SPO

Colaborator: DEC, CPDRSS

Termen: 21.01.2010 – analiza preliminara (date pentru calculul regimurilor)

Varf consum vara dimineata 7000 MW. Gol consum vara sarbatoare 4600 MW.

8.1.2. Prognostica schimburilor de energie cu sistemele vecine

Responsabil : SPO

Colaborator: DC

Termen: 21.01.2010 – analiza preliminara (date pentru calculul regimurilor)

Sold export, varf / gol: 600 / 300 MW.

8.1.3. Stabilirea acoperirii palierelelor de consum brut pe sistem pentru calculele de regimuri stationare si tranzitorii. Balante de calcul.

Responsabil : SPO

Termen: 25.01.2010

8.1.4. Verificarea asigurarii volumului de servicii de sistem necesare pentru fiecare palier, pe producatori

Responsabil : SPO

Colaborator: SPAF, SMFGAP

Termen: 25.01.2010

8.2. Schema de calcul

Stabilirea schemelor de calcul pentru analiza functionarii sistemului in vara 2010, tinând cont de retragerile de lunga durata determinate de programele de retehnologizare si RK statii aflate deja in derulare sau care se vor demara in perioada mentionata.

Aprobarea schemelor de calcul se va face in cadrul CTES Transelectrica.

Responsabil : SPO

Colaborator: SPAF, DEC, DET-uri, DC, DMPI, DER

Termen: 21.01.2010

Anexa 1: Retragerile din exploatare pentru schemele de calcul

8.3. Regimurile permanente de functionare a SEN

8.3.1 Verificarea criteriului de siguranta N-1

Se vor analiza regimurile de functionare ale SEN functionand interconectat cu reseaua europeana sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

Se va verifica respectarea criteriului de siguranta N-1, cu 1 si 2 unitati in functiune in CNE Cernavoda, pentru:

- scheme de calcul cu considerarea retragerilor de lunga durata (de ordinul lunilor) necesare desfasurarii lucrarilor de retehnologizare si RK statii;
- scheme cu o linie de bucla (400kV sau 220kV) sau cu o unitate de transformare din RET retrasa din exploatare, suplimentar fata de retragerile de lunga durata;
- scheme cu o linie 400kV retrasa din exploatare in interconexiune;

Suplimentar se analizeaza regimurile permanente pentru variante de scheme cu echipamente retrase din exploatare pe un interval mai scurt (de ordinul saptamanilor), necesare desfasurarii altor lucrari de investitii sau mentenanta majora.

Utilizand schemele de calcul enumerate, regimurile permanente de functionare vor considera o productie de 70% din puterea instalata in CEE Fantanele racordata in statia 400/110kV Tariverde, la nivelul lunii septembrie 2010 (Pinst.= 340 MW). Suplimentar se elaboreaza analize de sensibilitate pentru zona Dobrogea pentru 0 MW si 100% P inst. in CEE Fantanele.

Responsabil : SPO;

Termen: 10.03.2010

8.3.2 Analiza nivelului de tensiune si a pierderilor in SEN

Se va efectua o analiza a pierderilor de putere activa in RET si se vor identifica retragerile cu influenta semnificativa, in vederea reducerii duratelor de reparatii si retehnologizari.

Se vor considera posibilitatile de reglaj de tensiune prin utilizarea tuturor mijloacelor disponibile de compensare a reactivului in SEN, atat in schema normala cat si in scheme cu retrageri din exploatare.

Se vor stabili benzile de tensiune pentru statiile de control din RET in scopul respectarii nivelului de tensiune in toate statiile, a conditiilor de stabilitate statica si reducerii consumului propriu tehnologic in retea.

Responsabil : SPO;

Termen: 10.03.2010

8.3.3 Managementul congestiilor in zona municipiului Bucuresti

Responsabil: SPMC;

Colaborator: SPO

Termen: 10.03.2010

8.3.4 Capacitati nete de schimb

Se vor determina capacitatile de schimb ale SEN cu tarile vecine pentru perioada de vara, la functionarea in schema normala.

Responsabil : SPO;

Termen: 10.03.2010

8.4 Verificarea stabilitatii statice

Se vor determina puterile admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN pentru perioada de vara, in conditiile de functionare interconectata a SEN, in scheme cu N, N-1 elemente in functiune.

Responsabil : SPO;

Termen: 10.03.2010

8.5. Verificarea stabilitatii tranzitorii si a regimului automatizarilor

8.5.1 Stabilitatea zonei Cernavoda in conditiile lucrarilor de retehnologizare planificate in Lacu Sarat, a functionarii unor LEA 400kV fara teletransmisie si a punerii in functiune a CEE Fantanele; identificarea posibilitatilor de acordare a unor retrageri neplanificate pe liniile din zona.

8.5.2 Stabilitatea tranzitorie a CHE Lotru cu grupuri re tehnologizate.

8.5.3 Stabilitatea zonelor afectate de programe de reparatii : Mintia.

8.5.4 Stabilitatea tranzitorie a zonei Portile de Fier si verificarea logicii automatizarilor.

Responsabil : SPO

Colaborator: SMSCPA, SMFGAP

Termen: 10.03.2010

8.6. Concluzii si propuneri de masuri

Responsabil : SPO;

Termen: 17.03.2010

Avizat,

:

Director UNO–DEN,
Ioan Diaconu

Director MSPA
Florin Balasiu

Director CO
Marian Cernat

Intocmit,
Sef Birou Planificare Schema Normala,
Rodica Balaurescu

	RTh Lacu Sarat
	RTh Gadalin
	RK Gheorghieni
	RK Pestis
	RTh Mintia
	RK FAI
	provizorate

		Opreire U1 Cernavoda																																					
Nr.	Luna/saptamana	aprilie					mai					iunie					iulie					august					septembrie												
crt	Denumire echipament	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39											
	LEA 400 kV																																						
1	G Ialomitei-L Sarat														Provizorat L 400kV Gura Ialomitei - Smardan																								
2	Smardan-L Sarat														Provizorat L 400kV Gura Ialomitei - Smardan																								
3	L.Sarat-G4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7						
4	Iernut-Gadalín	Provizorat L 400kV kV Rosiori-Iernu																																					
5	Gadalín-Rosiori	Provizorat L 400kV kV Rosiori-Iernu																																					
6	Cluj E -Gadalín	in rezerva																																					
7	Mintia-Sibiu														7	7	7	7	7																				
	LEA 220 kV																																						
1	Stejaru-Gheorghieni	Provizorat L 220kV 3 capete Stejaru - Fantanele															3																						
2	Buc S- Ghizdaru1 -deriv Most.											5	7	7	7	7	7	7	7	7																			
3	BucS -Ghizdaru 2											5	7	7	7	7	7	7	7	7																			
4	Paroseni-Tg Jiu						7	7	7	7																													
5	Timisoara-Mintia											7	7	7	7	7																							
6	Mintia-Pestis 1	Provizorat L 220kV Mintia-(Pestis)-Hasdat																																					
7	Mintia-Pestis 2	Provizorat L 220kV Mintia-(Pestis)-Otelarie																																					
8	Pestis-Hasdat	Provizorat L 220kV Mintia-Hasdat																																					
9	FAI-Munteni	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7																				
10	Gheorghieni-Fantanele	Provizorat L 220kV 3 capete Stejaru - Fantanele																																					
	Trafo +AT																																						
1	G. Ialomitei T4-400/110 kV	7	7	7	7	7	5																																
2	Lacu Sărat AT3 - 400/220 kV	7	7	7	7	7	7																																
3	Lacu Sărat AT4 - 400/220 kV							7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7						
4	Isaccea BC1 750 kV												7	7	7	7	7	7																					
5	Isaccea BC2 750 kV																			7	7	7	7	7	7														
6	Gheorgheni AT1 220/110 kV																			3	7	7	7	7	7	7													
7	Gheorgheni AT2 220/110 kV	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	4																							
8	AT4 400/220kV Mintia																		7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7						
9	Cluj Est T - 400/110 kV	in rezerva																																					
10	Baia Mare AT2 -220/110kV														7	7	7	7	7	7	7	7																	
11	Salaj AT 220/110 kV																							7	7	7	7	7	7	7	7	7	7						
12	Gadalín BC400 kV	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7						
13	Oradea T 2 400/110 kV	7	7	7	7	7	7	7	7																														
14	AT1 220/110kV FAI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7																									
15	AT1 Mintia 220/110 kV	7 7																																					
16	AT1 Pestis 220/110 kV	7 7 7 7 7 7 7 7 7 7																																					
17	AT2 Pestis 220/110 kV	7 7 7 7 7 7 7 7 7 7																																					

A diagram showing a horizontal line with an arrow pointing to the right. Above the line is the text "R1" in red. Below the line is the text "schema" in red. Below "schema" is the text "A" in red.

Diagram illustrating a schema B with a red arrow labeled $R2$ pointing to a specific element.

R3, R4
schema
C

94

C.N. Transelectrica S.A.
CONSILIUL TEHNICO-ECONOMIC ȘI ȘTIINȚIFIC

Nr. 7093 / 15.03.2010

SE APROBA,
Director General Adjunct
Octavian LOHAN



A V I Z NR 57 /2010

Tema studiului „Planificarea operațională a SEN în vara 2010.”
Documentația analizată: Schema de calcul pentru vara 2010.

Beneficiar: C.N. Transelectrica S.A.

Data ședinței: 21.01.2010

1. DATE GENERALE

1.1. Documentația a fost întocmită de către UNO-DEN (SPO). Convocarea la avizare a fost făcută cu adresa nr. 1251/15.01.2010.

1.2. Au fost invitați să participe la avizare următoarele direcții: UNO-DEN, DER, DMPI, DC, DMCRET, CPDRSS, DET-uri, ST-uri. S-au solicitat puncte de vedere.

1.3. Nu s-au primit puncte de vedere scrise.

2. CONSTATĂRI

2.1. Scopul temei proiectului îl constituie stabilirea coordonatelor analizei și planificării condițiilor de funcționare sigure și stabile a Sistemului Energetic Național (SEN) precum și a schemelor de calcul în vederea elaborării propunerii de schema normală a rețelelor de 400kV, 220kV și 110kV pentru perioada de vară 2010.

2.2. Din documentația prezentată de către elaboratori au rezultat următoarele:
Tema prezintă capitolele care urmează a fi cuprinse în cadrul studiului: stabilește consumul brut pe paliere, prognoza schimburilor de energie cu sistemele vecine, acoperirea palierelor, precum și schemele de calcul pentru analizele de regimuri staționare, stabilitate statică și tranzitorie care se vor efectua. Se vor identifica congestiile din rețeaua de transport care induc costuri.

2.3. În ședința CTES și în punctele de vedere enunțate de către participanți au fost menționate următoarele:

2.3.1 Tema propune analiza mai multor scheme de calcul, în funcție de esalonarea retragerilor de lungă durată datorate lucrărilor de RTh, RK, indisponibilităților și provizoratelor.

2.3.2 Se vor stabili retragerile de echipamente cu influența majoră asupra consumului propriu tehnologic. De asemenea s-a solicitat, pentru un palier de varf și unul de gol, să se determine variația consumului propriu tehnologic în funcție de condițiile meteo (intensitate și distribuție în teritoriu a precipitațiilor)

2.3.3 Studiul va furniza o propunere pentru schema normală pentru vară 2010.

*

* *

Pe baza celor expuse în lucrare, a punctelor de vedere prezentate, a discuțiilor purtate și a opiniilor exprimate,

CONSILIUL TEHNICO-ECONOMIC SI STIINTIFIC

AVIZEAZA

Tema studiului

Documentatia: „Planificarea operațională a SEN în vara 2010.
Schema de calcul pentru vara 2010.”

Cu următoarele precizări și recomandări:

I. Precizări:

Retragerile de lungă durată considerate în schemele de calcul în vara 2010 sunt prezentate în anexa la tema studiului.

II. Recomandări:

Observațiile și propunerile de la pct. 2.3. vor fi incluse în conținutul temei.

**CONDUCĂTOR ȘEDINȚĂ
DIRECTOR**

Ioan DIACONU



**RESPONSABIL DE
LUCRARE**

Rodica BALAURESCU



SECRETAR ȘEDINȚĂ

Cornel ALDEA



PARTICIPANȚI:

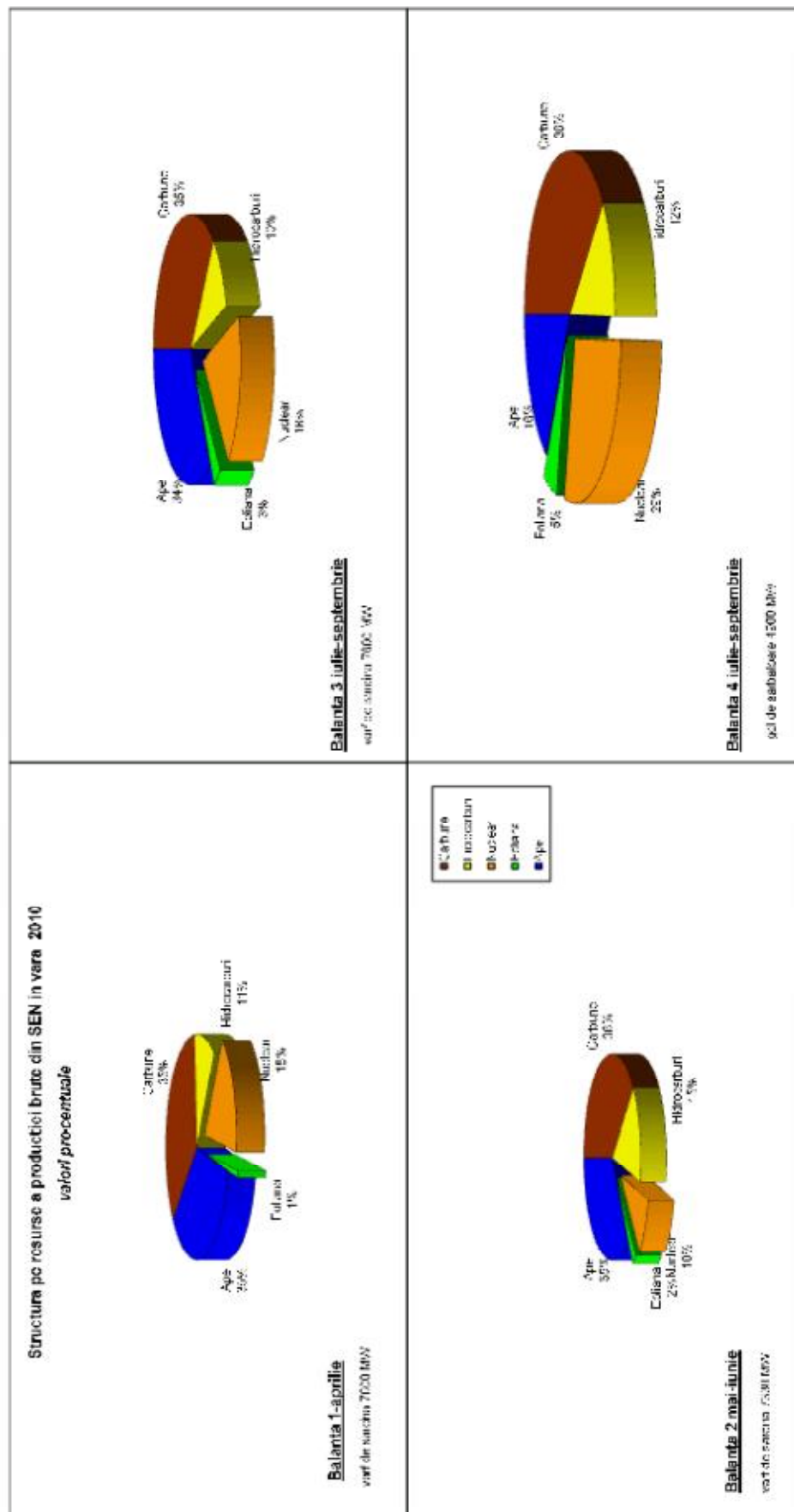
MEMBRI:

Marian Cernat, Cristian Radoi, Virgiliu Ivan, Marius Setran, Doina Ilisiu, Mihai Cremenescu, Adela Ciupuliga, Roxana Brosiu, Amada Ionescu, Silvia Bricman, Costel Constantin, Mioara Miga – UNO-DEN;

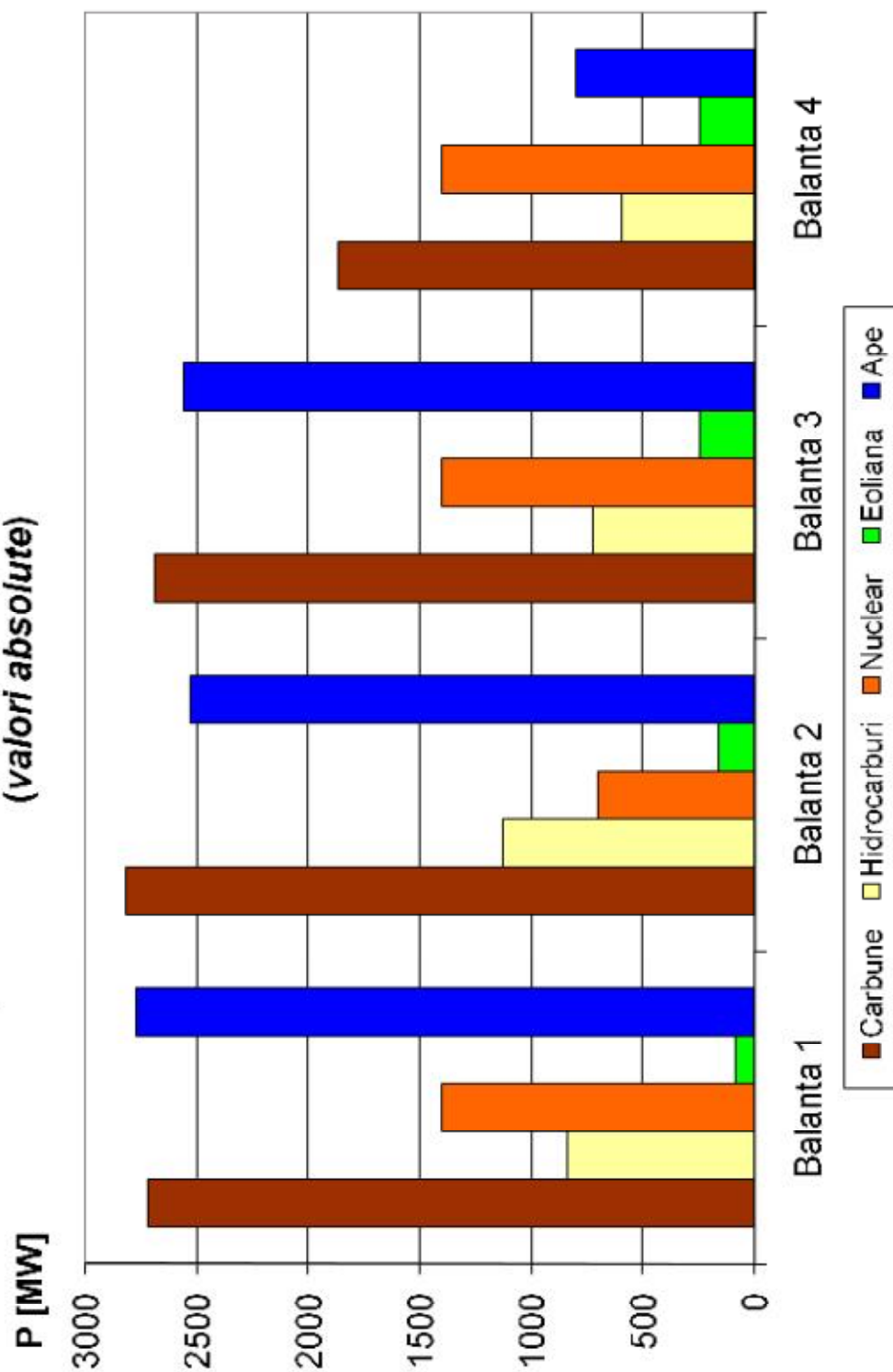
Prin sistemul videoavizare au participat și delegați din DET-uri și ST-uri.

INVITAȚI:

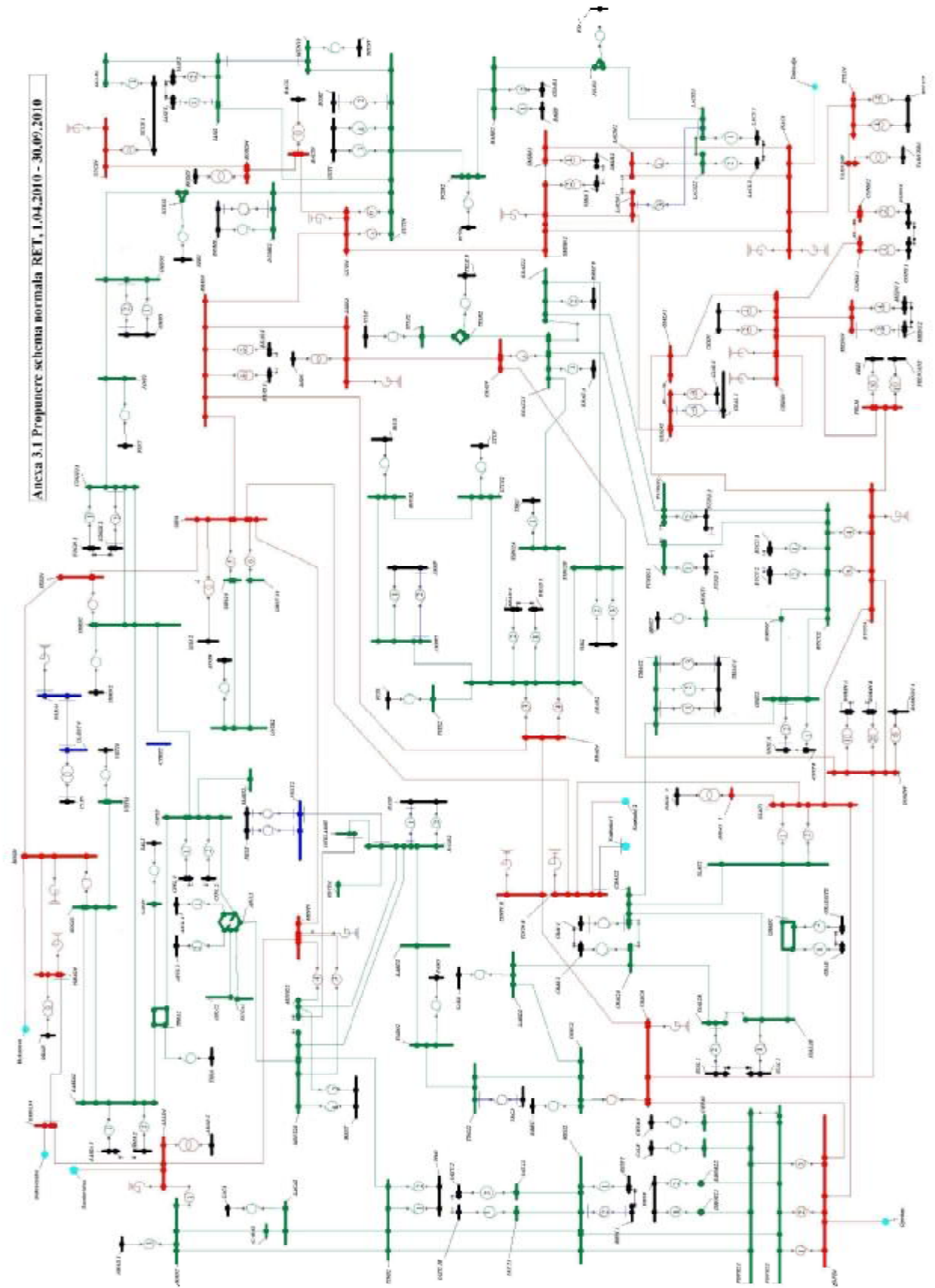
Se difuzează la: UNO-DEN, DER, DMPI, DC, DMCRET, CPDRSS, și DET-uri.

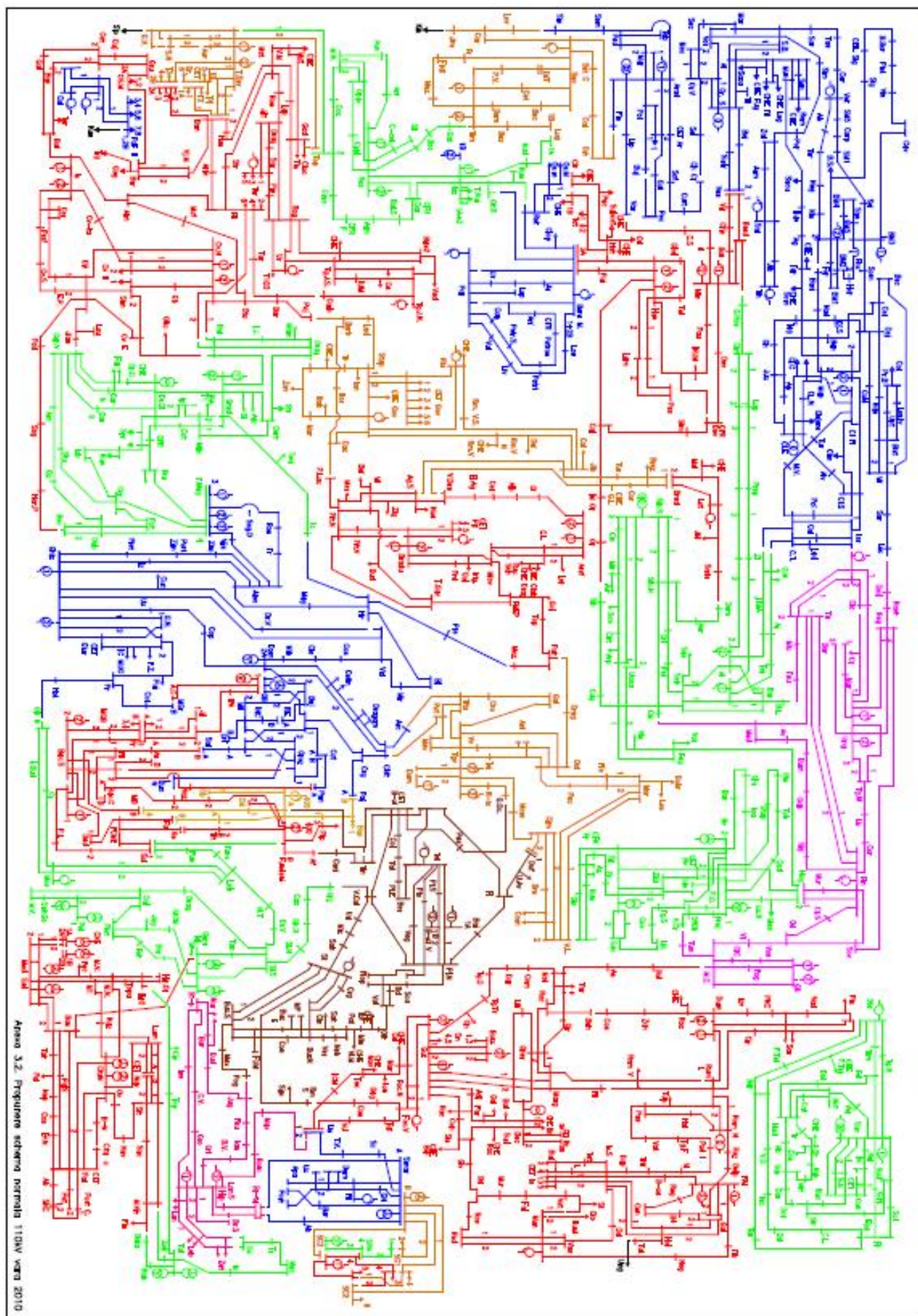


Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2010
(valori absolute)



Annexa 3.1 Propunere schema normala RET, 1.04.2010 - 30.09.2010





Anexo 3.2. Frequente schema normali 110W sept 2010

CIRCULATIILE DE PUTERE ACTIVA PRIN ELEMENTELE RET DIN COMPONENTA SECTIUNILOR CARACTERISTICE

[MW]					
Nr. sect.	Elemente de retea	R1	R2	R3	R4
S1	L400kV Tantareni-Sibiu	251.55	212.44	243.31	160.79
	L400kV Tantareni Bradu	290.51	322.56	320.56	243.33
	L400kV Urechesi-Domnesti	300.43	348.22	305.09	137.47
	L400kV Slatina-Buc.Sud	281.1	325.72	278.27	49.92
	L220kV Urechesi-Tg.Jiu N	89.69	-13.66	35.18	59.16
	L220kV Craiova-Tr.Magurele	141.94	116.05	129.95	54.02
	L220kV PdF-Resita (d.c.)	307.62	247.32	248.87	155.88
	L400kV PdF-Djerdap	361.34	307.6	338.88	127.49
	L400kV Tantareni - Kozlodui (1c)	276.79	309.89	270.13	173.68
	Total sectiune	2300.97	2176.14	2170.24	1161.74
S2	L400kV Tantareni- Bradu	290.51	322.56	320.56	243.33
	L400kV Urechesi-Domnesti	300.43	348.22	305.09	137.47
	L400kV Slatina-Buc.Sud	281.1	325.72	278.27	49.92
	L400kV Sibiu-Brasov	139.65	246.99	166.48	68.11
	L400kV Dobrudja-Isaccea	-85.34	-31.41	-94.43	-200.49
	L220kV Iernut-Ungheni d.c.	185.38	180.18	197.92	120.18
	L220kV Craiova-Tr.Magurele	141.94	116.05	129.95	54.02
	L110kV Iernut-Tarnaveni (d.c.)	38.66	62.54	39.1	25.18
	L110kV Iernut-CIC (d.c.)	17.78	44.84	18.7	12.4
	L110kV Fagaras-Hoghiz	21.13	34.28	19.36	9.29
	Total sectiune	1331.24	1649.97	1381	519.41
S3	L400kV Gutinas-Brasov	-104.23	-156.6	-98.34	3.25
	L400kV G.Ialomitei-Buc.Sud	186.42	34.73	206.59	271.12
	L400kV Pelicanu-Buc.Sud	146.71	6.53	178.67	241.32
	L400kV Isaccea-Dobrudja	85.48	31.43	94.62	201.22
	L220kV Stejaru-Gheorgheni	15.37	-45.32	-6.52	-5.75
	L110kV Slobozia Sud-Dragos Voda	13.24	23.29	33.83	30.85
	Total sectiune	342.99	-105.94	408.85	742.01
S4	L400kV Mukacevo-Rosiori	136.57	97.61	157.42	208.08
	L400kV Sibiu-Iernut	170.09	19.25	157.91	73.18
	L220kV Alba Iulia-Cluj Fl.	84.03	73.47	145.57	34.27
	L220kV Stejaru-Gheorgheni	15.37	-45.32	-6.52	-5.75
	L110kV Salonta-Chisinau Cris	-25.27	6.82	-19.36	-12.86
	Total sectiune	380.79	151.83	435.02	296.92
S5	L400kV Brasov-Gutinas	105.21	157.95	99.34	-2.52
	L400kV Smardan-Gutinas	203.35	103.24	247.35	247.66
	L220kV Barbosi-Focsani	42	49.34	47.08	47
	L220kV Gheorgheni-Stejaru	-15.28	45.62	6.61	5.87
	Total sectiune	335.28	356.15	400.38	298.01
S6	L400kV Smardan-Gutinas	203.35	103.24	247.35	247.66
	L220kV Barbosi-Focsani	42	49.34	47.08	47
	L400kV G. Ialomitei- Bucuresti S.	186.42	34.73	206.59	271.12
	L400kV Pelicanu- Bucuresti S.	146.71	6.53	178.67	241.32
	L400kV Isaccea-Dobrudja	85.48	31.43	94.62	201.22
	L110kV Slobozia Sud-Dragos Voda	13.24	23.29	33.83	30.85
	Total sectiune	677.2	248.56	808.14	1039.17

Unde: R1 – regim de vara schema A pt varf de seara cu 2 unitati in CNE
R2 – regim de vara schema B pt varf de seara cu 1 unitate in CNE
R3 – regim de vara schema C pt varf de dimineata cu 2 unitati in CNE
R4 – regim de vara schema C pt gol de sarbatoare cu 2 unitati in CNE

TENSIUNILE IN NODURILE DE CONTROL DIN RET

Statia	Banda de tensiune [kV]
Gutinas 400kV	396 - 419
L.Sarat 400kV	389 - 419
Isaccea 400kV	397 - 416
G.Ialomitei 400kV	396 - 419
Cernavoda 400kV	396 - 417
Bucuresti Sud 400kV	389 - 421
Tantareni 400kV	393 – 415
Urechesti 400kV	394 – 418
PdF 400kV	398 – 419
Mintia 400kV	389 – 420
Arad 400kV	388 - 417
Sibiu 400kV	400 – 421
Brasov 400kV	396 – 417
Iernut 400kV	399 - 419
Rosiori 400kV	401 - 415
Gutinas 220kV	222 - 237
L.Sarat 220kV	217 - 238
Bucuresti Sud 220kV	215 - 237
Isalnita 220kV	221 - 238
Urechesti 220kV	223 - 238
PdF 220kV	227 - 237
Mintia B1A+B1B 220kV	227 – 237
Mintia B2 220kV	225 - 237
Arad 220kV	231 - 239
Iernut 220kV	235 - 240

STATIA	Plot functionare R1	Plot functionare R2	Plot functionare R3	Plot functionare R4	Plot nominal / plot maxim
Gutinas 5, 6	10	11	11	11	9/17
Lacu Sarat 3	10	13	13	14	13/25
Lacu Sarat 4	r - i	r - i	r - i	r - i	13/25
Brazi V.	7	7	7	10	9/17
Buc.Sud 3, 4	14	16	16	16	13/25
Brad 3, 4	14	13	13	14	13/25
PdF AT3	14	14	14	14	13/25
PdF AT1, 2	10	10	10	10	8/14
Slatina 1, 2	7	6	6	8	9/17
Urechesti	7	12	12	11	13/25
Arad	20	21	20	15	13/25
Mintia 4	7	7	r - i	r - i	9/17
Mintia 3	11	19	16	12	13/25
Sibiu 5, 6	12	13	12	13	11/21
Iernut	12	13	9	7	8/15
Rosiori	10	10	9	13	9/17
Smardan 1	7	7	7	8	9/17
Smardan 2	9	9	9	9	9/17
Constanta 1, 2	6	6	6	7	9/17
Cernavoda 1, 2	7	7	7	7	9/17
Domnesti 1	7	7	7	8	9/17
Domnesti 2	7	7	7	6	9/17
Domnesti 5	7	7	7	6	9/17
G.Ialomitei 3	6	9	9	7	9/17
G.Ialomitei 4	r - i	rez.	rez.	rez.	9/17
Medgidia 1	7	7	7	7	9/17
Medgidia 2	rez.	rez.	rez.	rez.	9/17
Pelicanu 1	7	7	7	7	9/17
Pelicanu 2	7	8	9	7	9/17
Tulcea 1, 2	7	7	7	7	9/17
Draganesti Olt	7	7	7	8	9/17
Arad	9	8	8	4	9/17
Brasov 1	8	8	8	7	9/17
Brasov 2	8	8	8	7	9/17
Darste	9	9	9	8	9/17
Oradea	r - i	9	9	9	9/17
Sibiu 4	7	8	7	6	8/15
Suceava	8	8	8	6	9/17
Roman Nord	8	8	8	7	9/17
Bacau Sud	7	6	6	6	9/17

echipament retras sau indisponibil

echipament mentinut in rezerva

este in functiune unul din echipamente conform alternantei sezoniere

TENSIUNE	STATIA	Plot functionare R1	Plot functionare R2	Plot functionare R3	Plot functionare R4	Plot nominal / plot maxim
220/110 kV	Barbosi 1, 2	14	14	14	14	13/25
	Borzesti	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Dumbrava 1*	12	12	12	12	13/25
	Dumbrava 2	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	FAI 1	r - i	r - i	rez.	rez.	13/25
	FAI 2	14	14	14	13	13/25
	Filesti	13	13	13	13	13/25
	Focsani	14	14	14	13	13/25
	Gutinas 3,4	13	13	12	12	13/25
	L. Sarat 1, 2	11	11	11	11	13/25
	Munteni	15	15	15	12	13/25
	Stejaru	12	12	12	13	13/25
	Suceava	14	14	14	14	13/25
	Brazi 1,2	10	10	10	8	9/17
	Buc.Sud1	10	10	10	11	7/13
	Buc Sud2	12	12	12	12	13/25
	Fundeni 1	13	13	13	11	13/25
	Fundeni 2	11	11	11	9	13/25
	Ghizdaru 1*	13	13	15	13	13/25
	Ghizdaru 2	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Mostitea	13	rez.	rez.	rez.	13/25
	Targoviste 1, 2	13	13	13	14	13/25
	Tr. Magurele 2	12	12	13	12	13/25
	Tr. Magurele 1,3	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Stalpu	15	15	15	14	13/25
	Arefu 1*	11	11	11	11	13/25
	Arefu 2	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Brad 1, 2	14	14	14	12	13/25
	Calafat	14	13	13	13	13/25
	Cetate	12	12	12	13	13/25
	Gradiste 1,2	13	13	13	13	13/25
	Craiova 1*	13	13	13	13	13/25
	Craiova 2	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Isalnita 1*	12	12	12	12	12/23
	Isalnita 2	rez.	rez.	rez.	rez.	12/23
	Lotru	6	6	6	6	13/25
	Pitesti	13	13	13	12	13/25
	Raureni	13	13	13	14	13/25
	Sardanesti	14	14	14	13	13/25
	Stuparei	12	12	12	13	13/25
	Tr.Severin 1, 2	12	12	12	12	13/25
	Urechesti	14	14	14	13	13/25
	Arad	11	10	10	11	13/25
	Baru Mare	13	13	11	12	13/25
	Hasdat 1,2	10	11	10	11	13/25
	Iaz 1, 2	12	12	12	11	13/25
	Mintia 1	10	11	r - i	r - i	13/25
	Mintia 2	12	rez.	12	12	13/25
	Paroseni	14	14	14	14	14/27
	Resita 1	13	13	13	11	13/25
	Sacalaz	13	13	13	12	13/25
	Timisoara 1, 2	12	12	12	11	13/25
	Al.Iulia 1, 2	12	12	12	12	13/25
	Baia Mare 1	11	11	11	12	13/25
	Baia Mare 2	11	11	r - i	r - i	13/25
	Cluj Fl. 1,2	13	9,10	13,14	12	13/25
	Fantanele	13	12	11	11	13/25
	Gheorgheni 1	12	12	r - i	r - i	13/25
	Gheorgheni 2	r - i	r - i	12	12	13/25
	Iernut	8	8	8	9	12/23
	Salaj	12	12	12	12	13/25
	Tihau	12	12	12	12	13/25
	Ungheni 1*	12	12	12	12	13/25
	Ungheni 2	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Vetis	12	12	12	12	13/25

Lista bobinelor de reactanta conectate

Nr. crt.	Regim Bobine	R1	R2	R3	R4
1	Gutinas	-	-	-	1
2	Smardan	1	1	1	1
3	Suceava	1	1	-	1
4	Bucuresti Sud	-	-	-	1
5	Fundeni	-	-	-	-
6	Domnesti	-	-	-	-
7	Isaccea	-	-	-	1
8	Cernavoda	1	1	1	2
9	Tantareni	2	2	2	2
10	Urechesti	1	1	1	1
11	Mintia	-	-	-	-
12	Arad	1	1	1	1
13	Oradea	-	-	-	1
14	Darste	-	-	-	1
15	Rosiori	1	1	1	1
16	Gadalin	-	-	-	-

Anexa 3.10

Consumuri proprii tehnologice în rețele electrice*
Pentru vara 2010 [MW]

Caracteristicile regimului calculat					Consumuri proprii tehnologice [MW]											
Var. de regim	Palier de cons.	Cons. SEN	Prod. in CNE	Linii de interconexiune	Sold (Exp- Imp) [MW]	Total CPT SEN	Trafo bloc	Limiti 110 kV	Total CPT RET	Limiti de inalta tensiune			AT, Trafo si Bobine			
										220kV	400kV	Din care Corona	AT 220/ 110kV	AT 400/ 110kV	Trafo 400/ 110kV	Bobine
R1	VS	7200	1400	L400kV PdF-Djerdap	600	190	18.74	41.63	129.14	42.44	57.26	27.88	5.52	9.14	5.4	9.38
R2	VS	6730	700	1c L400kV Tâmbaceni-Kozloduj	600	171	17.76	35.4	117.5	33.25	55.21	28.24	5.3	8.86	5.55	9.34
R3	VD	7000	1400	L400kV Isaccea- Dobrudja	600	185	18.31	37.71	129.13	39.6	60.45	27.25	5.54	9.3	5.99	8.22
R4	GS	4600	1400	L400kV Rosiori-Mukacevo	300	130	11.22	16.69	102.39	17.52	49.88	28.49	4.62	7.91	5.27	17.19
				L400kV Arad-Sandorfalva												
				L400kV Nadab-Bekescaba												

Unde: R1- regim de vara pt varf de seara cu 2 unitati in CNE

R2- regim de vara pt varf de seara cu 1 unitate in CNE

R3- regim de vara pt varf de dimineata cu 2 unitati in CNE

R4- regim de vara pt gol de sarbatoare cu 2 unitati in CNE

*numai pentru pierderile de putere în RET, RED modelata, trafa bloc modelate

ANEXA 3.11 NTC pentru Aprilie 2010 _V2

Luand in considerare :

- Generatie in CHE Portile de Fier si Djerdap 1700 MW;
- Limita pe L400kV Portile de Fier-Djerdap 1600 A (TC Portile de Fier);
- Reglaje de jama la protectii in Serbia;
- Import sincron spre GR(+cablu IT)+MK+AL in regimul de baza 1240 MW;
- Masuri preventive si post-event;
- Schimburi prognozate, fara soldare; conventii bilaterale.

Valorile NTC fiabile pe grantele Romaniei in Aprilie 2010 sunt :

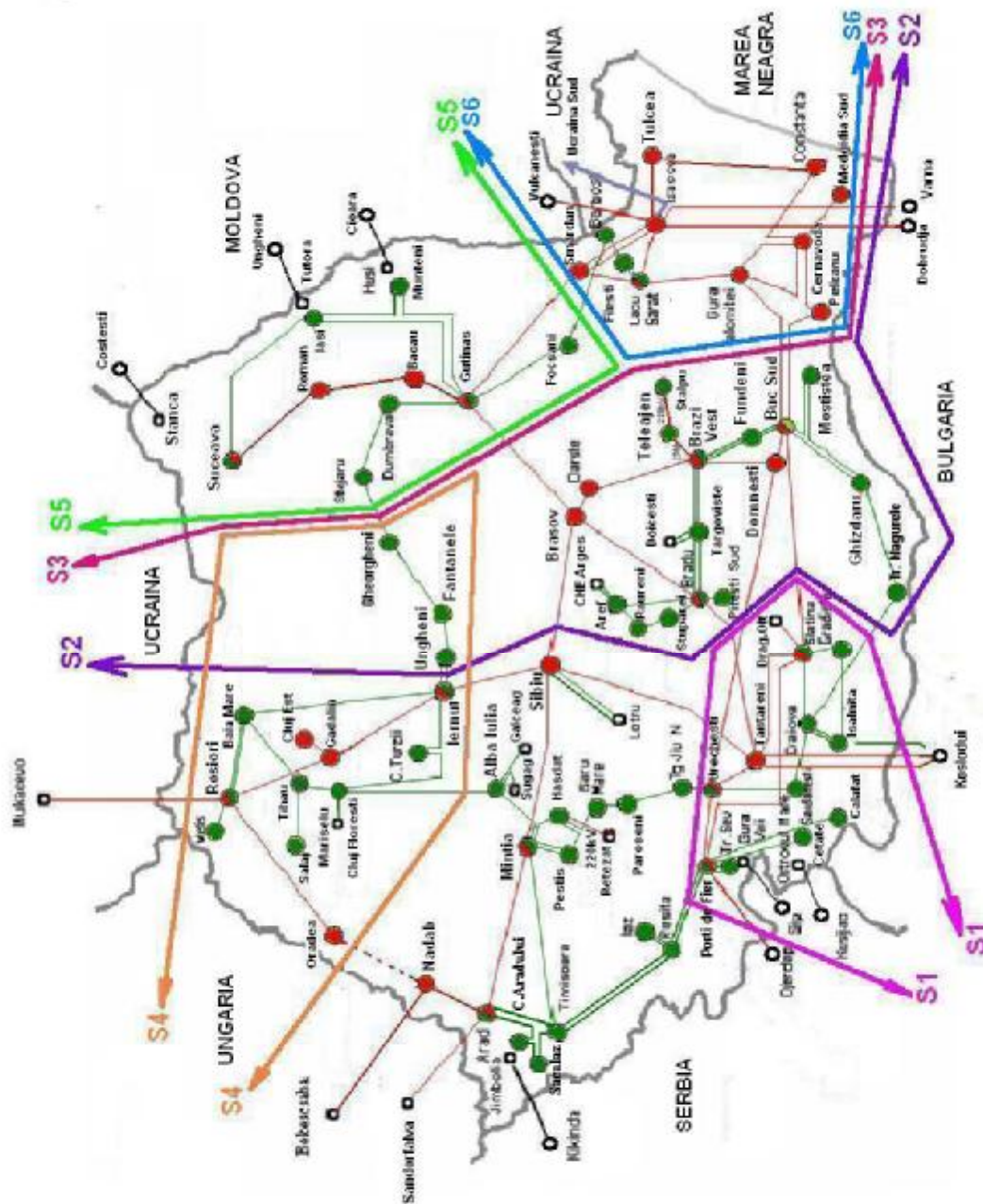
NTC	01.04.2010	05.09.04.2010	10.11.04.2010	12.16.04	17.18.04	19.25.04.2010	26.30.04.2010
	L Timisoara-Arad L Tantareni-Slatina L Gialom-L Sarat L L Sarat-Smardan L Bitola-Melite L Gyor-Wien L Dubrovo-Thessal. L God-Levica (14-18) L Albertisa-ZUcrainska Statia Gadalin; L Iungia Rosiori-Iernut conectata la export / deconectata la import						
RO=>HU		450		300		450	300
HU=>RO		300		200		300	
RO => SR				650			500
SR => RO		200		150		200	
RO => BG				200			150
BG => RO		200		150		200	
RO => UA				50			
UA => RO				50			
RO Export		1350		1200		1350	1000
RO Import		750		550*		750	

- TRM export/import in interfata RO 300 MW / 250*-400 MW

- TRM export in interfata RO-BG 300 MW

- **Limita export :**
 - dec. LEA1 400kV Tantareni-Kozlodui -> LEA 400kV PdFier-Djerdap 100% TC
 - dec. LEA 400kV Nis-Sofia Vest -> LEA 400kV PdFier-Djerdap 100% TC
 - dec. LEA 400kV Djerdap-Bor -> LEA 400kV Tantareni-Kozlodui 100% TC
- 12-16 04:
 - dec. AT 400/220kV Arad -> AT 220/110kV Arad 100%;
 - dec. LEA 220kV Arad-Timisoara -> LEA Timisoara-Sacalaz 100-105% TC;
- 26-30 04 :
 - dec. LEA 400kV Arad-Mintia -> LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap 100% TC
 - dec. LEA 400kV Sandorfalva-Subotica -> LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap 100% TC
 - dec. LEA 400kV Djerdap-Drmno -> LEA 400kV Djerdap-Bor suprasarcina 105% , redispecerizare postavarie.
- **Limita import + LEA 400kV Iernut-Rosiori deconectata**
 - dec. 1U CNE -> AT 400/220kV Rosiori suprasarcina $\leq 110\%$; redispecerizare postavarie 230 MW Marisel+Galceag+Sugag + Remeti+Munteni sau con. LEA 400kV Iernut-Rosiori postavarie + $S4 \leq 460\text{MW}$

SECTIUNILE CARACTERISTICE ALE SEN



Nota tehnica rezultate regimuri stationare program lucrari statie 110kV Lacu Sarat

Deficitul zonei alimentate de AT1, 2 220/110kV L. Sarat (fara budari in 110kV) este cca. 110MW.

<i>Etapa</i>	<i>Retragere + provizorat est. 110kV L. Sarat</i>	<i>Bucuri in zona L. Sarat + observatii</i>	<i>St. veche 110kV Lacu Sarat</i>	<i>St. noua 110kV L. Sarat</i>	<i>Regim</i>
1.	AT2 220/110kV L. Sarat Cel. L 110kV Braila S. 1 Cel. L 110kV Ostrov c2 Realizata linie lunga 110kV Braila S. 1 - Ostrov c2	-L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1	AT1, L 110kV Urleasca, Romanu, Gropeni, Insuratesi, Hipodrom, Ostrov 1, Braila S 2	-	N-1 verificat (U _{min} =97.72kV Insuratesi, la decl. CT 110kV L. Sarat)
1- finalizata	Cel. L 110kV Braila S. 1 Cel. L 110kV Ostrov c2 Mentineri linie lunga 110kV Braila S. 1 - Ostrov c2	-L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1	AT1, L 110kV Urleasca, Romanu, Gropeni, Insuratesi, Hipodrom, Braila S 2	AT2, L 110kV Ostrov c1	N-1 verificat
2	Cel. L 110kV Braila S. 1 Cel. L 110kV Ostrov c2 Mentineri linie lunga 110kV Braila S. 1 - Ostrov c2	-L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1	AT1, L 110kV Urleasca, Romanu, Gropeni, Insuratesi, Hipodrom, Braila S 2	AT2, L 110kV Ostrov c1	N-1 verificat
2"	Cel. L 110kV Braila S. 1 Cel. L 110kV Ostrov c2 Mentineri linie lunga 110kV Braila S. - Ostrov c2 Cel. L 110kV Urleasca	<i>Var. 1 buclare:</i> -L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1 -L 110kV Pogoanele-Jugureanu (pt. rezervare Urleasca, Fauri, Ianca etc) <i>Var. 2 buclare:</i> -L 110kV Pogoanele-Jugureanu -CT 110kV G. Ialomitei -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1 (deconectare linii spre Brailita si Liesti)	AT1, L 110kV Romanu, Gropeni, Insuratesi, Hipodrom, Braila S2	AT2, L 110kV Ostrov c1	N-1 verificat
2- finalizata	L 110kV L. Sarat-Urleasca din statia veche Desfiintare linie lunga 110kV Braila S. 1 - Ostrov c2	-L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1,2	AT1, L 110kV Romanu, Gropeni, Insuratesi, Hipodrom	AT2, L 110kV Urleasca, Ostrov c1,2 Braila S 1,2	N-1 verificat

3	AT1 Cel. L 110kV Romanu Cel. L 110kV Hipodrom Real. linie 3 capete 110kV Romanu-L. Sarat-Hipodrom (propunere DET 1) Cel. L 110kV Insurarei *) Cel. L 110kV Gropeni *) *) retrase, daca nu s-au realizat legaturi in cablu inca din etapa 2 pt. a functiona in st. 110kV noua	<i>Var. 1 buclare:</i> -L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1, 2 -linia 3 capete, deconectata in Hipodrom -CT Braila Sud conectata			$U_{insurarei}=89kV$ in regim initial
		<i>Var. 1' buclare:</i> -L 110kV Pogoanele-Jugureanu -CT 110kV G. Ialomitei -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1, 2 (deconectare linii spre Brailita si Liesti) -linia 3 capete, deconectata in Hipodrom -CT Braila Sud conectata			Nu se verifica N-1
		<i>Var. 2</i> -L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1, 2 -linia 3 capete, deconectata in Hipodrom -conectare L 110kV Insurarei in statia noua in etapa 2 -CT Braila Sud conectata			$U_{trasaca}=90,25kV$ la decl. L 110kV L.S.-Urdeasca si $U_{c\ videat}$ $I_{insurarei}=88,5kV$ la decl. L 110kV L.S.-Insurarei
		<i>Var. 2</i> -L 110kV Pogoanele-Jugureanu CT 110kV G. Ialomitei L 110kV L. Sarat-Ostrov c1, 2 (deconectare linii spre Brailita si Liesti) -linia 3 capete, deconectata in Hipodrom -conectare L 110kV Insurarei sau Gropeni in statia noua in etapa 2 -CT Braila Sud conectata		AT2 L 110kV Urdeasca Ostrov c1, 2 Braila S 1,2	N-1 verificat
		<i>Var. 3</i> L 110kV L. Sarat-Ostrov c1, 2 -linia 3 capete, deconectata in Hipodrom			

		-conectare L 110kV Insuratei si Gropeni in statia noua in etapa 2 (deconectare liniei spre Brailita si Liesti) -CT Braila Sud conectata	-		AT2 L 110kV Urdesca Ostrov c1,2 Braila S 1,2	$U_{Gropeni}=88.4kV$ $U_{Insuratei}=89kV$ in regim initial Nu se verifica N-1
AT1 Cel. L 110kV Romanu Cel. L 110kV Hipodrom Cel. L 110kV Insuratei Cel. L 110kV Gropeni Realizata linie lunga 110kV Romanu- Hipodrom (propunere elaborator P.T.)		Var. 4 -L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1,2 Real. linie lunga 110kV Romanu- Hipodrom				N-1 verificat
		Var. 4' buclare -L 110kV Brailita-Abator -L 110kV Brailita-Smardan -L 110kV Maxineni-Liesti -L 110kV L. Sarat-Ostrov c1,2 -L 110kV Pogoanele-Jugureanu -CT 110kV G. Ialomitei Real. linie lunga 110kV Romanu- Hipodrom				

**Verificarea reglajelor automatizarilor conectare/deconectare
BC 100MVar Gutinas si Suceava**

I. Analiza s-a efectuat pornind de la regimul de baza optimizat R3, prin utilizarea urmatoarelor scenarii:

1. Aducerea in functiune fata de regimul initial a celor 3 BC 100 MVar din statiile: Smardan, Gutinas, Suceava

BC Gadalin: in functiune
BC Smardan: in functiune
BC Suceava: in functiune
Deficit S5: cca. 380MW

U Gutinas=394.4kV

U Suceava=383.3kV → Declanseaza BC din Suceava inaintea celei din Gutinas, prin automatizarea sa.

Dupa declansarea bobinei din Suceava: U Gutinas=401.8kV
U Suceava=404kV

2. Declansarea unei linii 400kV de alimentare a S5

BC Gadalin: in functiune
BC Smardan: in rezerva
BC Suceava: in functiune
Deficit S5: cca. 380MW
Tensiuni inainte de declansare:
U Gutinas= 398kV
U Suceava=387kV

2a. Declansarea liniei 400kV Brasov-Gutinas

U Gutinas=395.7kV
U Suceava=385kV → Declanseaza BC din Suceava.
Dupa declansarea bobinei din Suceava: U Gutinas=404.3kV
U Suceava=406.2kV

2b. Declansarea liniei 400kV Smardan-Gutinas

U Gutinas=380kV → Declanseaza BC Gutinas
U Suceava=369kV → Declanseaza BC Suceava
Dupa declansarea bobinelor: U Gutinas=406.6kV
U Suceava=408kV

3. Cresterea deficitului S5 prin oprirea CHE Stejaru fata de regimul de baza

BC Gadalin: in functiune
BC Smardan: in rezerva
BC Suceava: in functiune
Deficit S5: cca. 380MW
Tensiuni inainte de declansare:
U Gutinas= 398kV
U Suceava= 387kV

Deficit S5: Creste de la cca. 380MW la cca. 455MW

U Gutinas= 395kV
U Suceava=382.4kV → Declanseaza BC din Suceava.

Dupa declansarea bobinei din Suceava: $U_{Gutinas}=402.7 \text{ kV}$
 $U_{Suceava}=403.6 \text{ kV}$

II. Suplimentar s-a determinat influenta cresterii consumului in S5 asupra variatiei tensiunii in statiile 400kV Gutinas si Suceava.

BC Gadalin: in rezerva
 BC Smardan: in functiune
 BC Suceava: in rezerva
 Deficit initial S5: cca. 380MW
 Consum initial S5: cca. 680MW (productie in S5: cca. 305MW)

$U_{Gutinas}=409.66 \text{ kV}$
 $U_{Suceava}=411.2 \text{ kV}$

Consum S5 [MW]	U Gutinas [kV]	U Suceava [kV]	Diferenta ($U_{Suceava}-U_{Gutinas}$) [kV]
Initial	409.66	411.2	1.54
Initial * 120%	401.97	399.87	-2.1
Initial * 140%	391.42	384.16	-7.26
Initial * 150%	386.17	375.63	-10.54

à Diferenta intre tensiunile statiilor Gutinas si Suceava se mareste odata cu cresterea consumului. Initial tensiunea in Suceava este mai mare, iar la consumul crescut cu 50% aceasta este mai mica cu 10kV fata de cea din Gutinas.

Puteri admisibile in sectiunea S1 pentru palierul de vara 2010**Deficit initial: 2170 MW**

(Un singur circuit 400 kV Tantareni- Kozlodui in functiune)

Tabel 1.1

Schema	Linia retransa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext) kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} Padm. (a/b)		P _{20%} P _{ΣL(220+400+ext))kV}	
				P _{ΣL(220+400+ext)kV}	P _{ΣL(220+400)kV}		
N P=2170 MW		-	4470	-	-	3540	
		L400kV Tantareni - Sibiu	4330	3920 3570 ^{ID,U} /3540	2810 2540 ^{ID,U} /2660	3430	
		L400 kV Tantareni-Bradul	4030	3670 3390 ^U 3350 ^{ID} /3320	2620 2420 ^U 2390 ^{ID} /2480	3190	
		L400 kV Slatina-Bucuresti Sud	4210	3830 3550 ^U 3340 ^{ID} /3320	2770 2550 ^U 2400 ^{ID} /2480	3330	
		L400kV Urechesi - Domnesti	4160	3790 3450 ^U /3430	2750 2490 ^U /2570	3290	
		U1 CNE Cernavoda	4270	4530 4180 ^U 3950 ^{ID} /3290	3340 3140 ^U 2960 ^{ID} /2440	3940	
		L400 kV Tantareni - Kozlodui	4420	4020 3940 ^U 3380 ^{ID} /3370	3010 2960 ^U 2530 ^{ID} /2510	3500	
		L 400 kV PdF - Djerdap	4370	3950 3910 ^U 3340 ^{ID} /3330	3300 3260 ^U 2760 ^{ID} /2460	3450	
		Craiova N-Tr. Magurele	4230	3840 3330 ^{ID} 2320 ^U /2300	2880 2470 ^{ID} 1670 ^U /1670	3350	
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	4500	4100 3980 ^U 3350 ^{At_Pf} /3340	2850 2770 ^U 2290 ^{At_Pf} /2480	3560	
N-1	L400kV Urechesi - Domnesti	L 400 kV PdF - Djerdap	3980	3620 3410 ^U /3390	2930 2750 ^U /2410		
		L400kV Tantareni - Sibiu	3970	3610 3330 ^U /3300	2430 2230 ^U /2370		
		L400 kV Tantareni - Kozlodui (1c)	4020	3660 3410 ^U /3400	2820 2630 ^U /2440		
		L400 kV Slatina-Bucuresti Sud	3810	3470 3130 ^U /3080	2270 2050 ^U /2200		

		L400kV Tantareni – Brad	3590	3260 3120 ^U /3080	2180 2080 ^U /2200		
		U1 CNE Cernavoda	4550	4140 3750 ^U /2690	2970 3080 ^U /2190		

Limitari impuse:^U nivel de tensiune **conform Codului RET**
^{ID} - curent termic L110 kV IFA - Domnesti;
^{At_Pf} Suprasarcina pe AT 400/220 kV PdF;

Puteri admisibile in sectiunea S2 pentru palierul de vara 2010 cu 2 Unitati in CNE
DEFICIT INITIAL=1381 MW

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+110+ext)kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} Padm. (a/b)		P _{20%} Padm (a/b)	
				P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	
N		-	3160			2460	
		L400kV Sibiu-Brasov	2850	2550 2240 ^U 2130 ^{FH} /2110	2350 2070 ^U 1970 ^{FH} /2000	2220	
		L400 kV Tantareni-Brad	2710	2430 2140 ^U 2040 ^{ID} /2030	2270 2010 ^U 1920 ^{ID} /1920	2110	
		L400kV Urechesi – Domnesti	2840	2540 2190 ^U /2190	2390 2060 ^U /2060	2210	
		L400kV Slatina–Bucuresti S	2860	2560 2290 ^U 2100 ^{ID} /2080	2410 2160 ^U 1970 ^{ID} /1970	2230	
		L220kV Iernut-Ungheni 2	3150	2830 2660 ^U 2500 ^{ID} /2490	2650 2500 ^U 2340 ^{ID} /2360	2470	
		L 400 kV Dobrudja-Isaccea	2910	2620 2480 ^{ID} /2480	2470 2350 ^{ID} /2350	2270	
		U1 CNE Cernavoda	3560	3200 2910 ^U 2680 ^{ID} /2030	3030 2750 ^U 2530 ^{ID} /1920	2790	
N-1	L400kV Sibiu-Brasov	L400 kV Tantareni-Brad	2210	1970 1890 ^U 1620 ^{FH} /1600	1180 1710 ^U 1460 ^{FH} /1480		
		L400kV Urechesi - Domnesti	2530	2270 1960 ^U 1870 ^{FH} /1840	2060 1790 ^U 1710 ^{FH} /1690		
		L400kV Slatina–Bucuresti S	2430	2170 2050 ^U 1890 ^{FH} /1870	1980 1870 ^U 1720 ^{FH} /1720		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2600	2330 2150 ^U 2110 ^{FH} /2110	2140 1980 ^U 1950 ^{FH} /1950		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	2810	2510 2210 ^U 2110 ^{FH} /2110	2300 2020 ^U 1930 ^{FH} /1950		
		U1 CNE Cernavoda	3260	2940 2610 ^U 2130 ^{FH} /1490	2710 2420 ^U 1970 ^{FH} /1370		
	L400kV Urechesi - Domnesti	L400 kV Tantareni-Brad	2290	2030 1920 ^U /1910	1890 1780 ^U /1790		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**
^{FH} - curent termic L110 kV Fagaras - Hoghiz;
^{ID} - curent termic L110 kV IFA - Domnesti

Anexa 4.3.1

Puteri admisibile in sectiunea S3 pentru palierul de vara 2010 cu 2 Unitati CNE in ipoteza in care zona delimitata de aceasta sectiune devine deficitara.

EXCEDENT INITIAL=407 MW.

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext)} kV (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} Padm. (a/b)		P _{20%} Padm (a/b) P _{ΣL(220+110+400+ext) kV}	
				P _{ΣL(220+ 400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)kV}		
N		-	-850			-640 -530 ^U	
		L400kV Brasov-Gutinas	-540	-450 -350 ^U /-350	-430 -330 ^U /-340	-400	
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	-790	-680 -470 ^U /-470	-670 -450 ^U /-450	-590	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	-790	-680 -480 ^U /-480	-670 -460 ^U /-460	-590	
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	-670	-570 -420 ^U /-410	-550 -400 ^U /-390	-490	
		L400 kV Dobrudja- Isaccea	-600	-500 -410 ^U /-410	-480 -400 ^U / -390	-440	
		L400 kV Constanta- CNE	-770	-650 -480 ^{BM} -440 ^U /-440	-640 -470 ^{BM} -420 ^U /-420	-570	
		L400 kV Isaccea- Tulcea	-820	-710 -490 ^U /-490	-700 -480 ^U / -480	-610	
		L400kV Smardan-G. Ialomitei	-750	-640 -390 ^U /-380	-620 -360 ^U / -360	-550	
N-1	L400 kV Dobrudja- Isaccea	L400 kV Constanta- CNE	-500	-410 -370 ^{BM} -310 ^U /-310	-390 -350 ^{BM} -290 ^U / -280		
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	-510	-420 -350 ^U /-350	-400 -320 ^U / -330		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	-510	-420 -350 ^U /-350	-400 -320 ^U / -330		
		L400kV Gutinas- Brasov	-310	-230/-230	-220/-200		
		L400kV L. Smardan-G. Ialomitei	-430	-340 -220 ^U /-210	-310 -180 ^U /-190		

		L400kV Isaccea – Tulcea	-540	-450 -350 ^U /-350	-430 -330 ^U /-330		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	-460	-380 -320 ^U /-320	-360 -300 ^U / -300		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**
^{BM} Curent termic L110 kV Basarabi-Medgidia Sud d.c.;

Anexa 4.3.2

Puteri admisibile in sectiunea S3 pentru palierul de vara 2010 cu 2 Unitati CNE in ipoteza in care zona delimitata de aceasta sectiune ramane excedentara.

EXCEDENT INITIAL=407 MW.

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext)} kV (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} P adm. (a/b)		P _{20%} P adm (a/b) P _{ΣL(220+110+400+ext) kV}	
				P _{ΣL(220+ 400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)kV}		
N		-	3745			2950 2590 ^U 2370 ^{LF}	
		L400kV Brasov-Gutinas	3290	2950 2620 ^{GS} 2100 ^U /2080	2840 2520 ^{GS} 2010 ^U /2000	2580	
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	3400	3070 2270 ^{LF} 2210 ^U /2190	2930 2150 ^{LF} 2090 ^U /3370	2670	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	3240	2930 1890 ^U 1780 ^{CP} /1770	2800 1780 ^U 1670 ^{CP} /1690	2550	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	3590	3250 2560 ^U 2410 ^{LF} /2410	3140 2460 ^U 2320 ^{LF} /2320	2820	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2810	2510 2000 ^{U,LF} /1980	2400 1900 ^{U,LF} / 1900	2200	
		L400 kV Constanta-CNE	3480	3120 2470 ^U 2340 ^{LF} /2340	3020 2380 ^U 2250 ^{LF} /2250	2740	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	3380	3030 2410 ^U 2340 ^{LF} /2340	2930 2320 ^U 2250 ^{LF} /2250	2660	
		L400kV Smardan-G. Ialomitei	3290	2960 2390 ^{U,LF} /2390	2870 2310 ^{U,LF} / 2300	2580	
N-1	L400 kV Dobrudja-Isaccea	L400 kV Constanta-CNE	2680	2380 1890 ^{U,LF} /1890	2270 1800 ^{U,LF} / 1800		
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	2510	2240 1860 ^{LF,GB} 1780 ^U /1750	2100 1730 ^{LF,GB} 1650 ^U /1660		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	2290	2030 1560 ^U 1250 ^{CP} /1240	1890 1440 ^U 1150 ^{CP} /1170		
		L400kV Gutinas-Brasov	2270	2040 1810 ^{CP} 1720 ^U /1700	1930 1700 ^{CP} 1620 ^U /1610		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	2460	2190 1890 ^{LF} 1780 ^U /1780	2110 1810 ^{LF} 2000 ^U /1690		
		L400kV Isaccea – Tulcea	2570	2310 1890 ^{LF} 1830 ^U /1840	2220 1800 ^{LF} 1740 ^U /1740		

		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	2730	2460 2060 ^{LF} 1900 ^U /1890	2350 1970 ^{LF} 1800 ^U /1800		
--	--	-----------------------------------	------	---	---	--	--

Limite impuse:

- ^U nivel de tensiune **conform Codului RET**
- ^{LF} Curent termic pe L 220 kV Lacu Sarat – Filesti
- ^{GS} Curent termic pe L 220 kV Gheorgheni-Stejaru
- ^{CP} Curent termic pe L 400 kV Cernavoda-Pelicanu
- ^{GB} Curent termic pe L 400 kV Gura Ialomitei - Buc. S

Anexa 4.3.3

Puteri admisibile in sectiunea S3 pentru palierul de vara 2010 cu o Unitate CNE in ipoteza in care zona delimitata de aceasta sectiune ramane deficitara.

DEFICIT INITIAL=106 MW.

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext)} kV (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} Padm. (a/b)		P _{20%} Padm (a/b) P _{ΣL(220+110+400+ext) kV}	
				P _{ΣL(220+ 400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)kV}		
N			1580			1220	
		L400kV Brasov-Gutinas	1280	1110 1050 ^{U,GS} /1040	1110 1040 ^{U,GS} /1040	980	
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	1510	1330 1140 ^U /1150	1120 1130 ^U /1140	1160	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	1520	1340 1200 ^U /1210	1330 1190 ^U /1210	1170	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	1440	1280 1190 ^U /1200	1280 1190 ^U /1200	1110	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	1340	1170 1130 ^U /1140	1170 1130 ^U /1140	1030	
		L400kV Smardan-G. Ialomitei	1550	1380 1210 ^U /1220	1380 1210 ^U / 1220	1200	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	1560	1380 1190 ^U /1200	1380 1190 ^U / 1200	1200	
		L400 kV Constanta-CNE	1540	1360 1290 ^{BM} 1180 ^U /1190	1350 1290 ^{BM} 1180 ^U /1190	1190	
N-1	L400 kV Dobrudja-Isaccea	L400 kV Constanta-CNE	1280	1110 1040 ^U /1040	1100 1040 ^U / 1040		
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	1240	1090 1000 ^U /1010	1080 1000 ^U / 1010		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	1250	1090 1050 ^U /1050	1080 1040 ^U / 1050		
		L400kV Gutinas-Brasov	1010	880 860 ^{GS} /860	880 860 ^{GS} /850		
		L400kV Smardan-G. Ialomitei	1290	1130 1040 ^U /1040	1120 1040 ^U /1040		
		L400kV Isaccea – Tulcea	1340	1180 1100 ^U /1110	1180 1100 ^U /1110		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{GS} Curent termic L220 kV Gheorgheni-Stejaru;

^{BM} Curent termic L110 kV Basarabi-Medgidia Sud d.c.;

Puteri admisibile in sectiunea S4 cu retea 110 kV partial buclata
DEFICIT INITIAL=460 MW

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+110+ext)kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} P adm. (a/b)		P _{20%} P adm (a/b)	
				P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	
N		-	1500			1170 ^U 1160	
		L400 kV Mukacevo -Rosiori	1170	1040 ^{CS} 970 ^U /880	940 ^{CS} 880 ^U /830	900	
		L400 kV Sibiu – Iernut	1300	1160 ^U 1030 ^U 970 ^{AC} /960	1070 ^U 950 ^U 960 ^{AC} /900	1010	
		L220kV Alba Iulia-Cluj	1280	1140 ^{U,At_IR} /1020	1040 ^{U,At_IR} /950	990	
		L220kV Alba Iulia-Mintia	1410	1260 ^{At_IR} 1210 ^U /1110	1160 ^{At_IR} 1120 ^U /1040	1090	
		L220kV Stejaru - Gheorgheni	1420	1270 ^{AT_IR} 1150 ^U /1130	1180 ^{At_IR} 1080 ^U /1060	1100	
		L400kV Rosiori -Oradea	1100	980 ^{CS} 910 ^U /830	880 ^{CS} 820 ^U /780	850	
		L220kV Cluj Fl. -Tihau	1500	1340 ^U /1150	1250 ^U /1070	1170	
		L400 kV Rosiori – Iernut	1470	1310 ^{At_IR} 1230 ^U /1090	1220 ^{At_IR} 1140 ^U /1020	1140	
N-1	L400 kV Mukacevo - Rosiori	L400kV Sibiu-Iernut	780	680 ^{CS} 490 ^U /480	560 ^{CS} 410 ^U /430		
		L400kV Sibiu-Iernut	980	860 ^U /330	390 ^U /500		* Buclare retea 110 kV
		L220kV Alba Iulia-Cluj Fl.	930	820 ^U 760 ^{CS} /670	710 ^U 660 ^{CS} /600		
		L 220 kV Alba Iulia - Mintia	1070	950 ^U 850 ^{CS} /750	840 ^U 750 ^{CS} /680		
		L 220 kV Stejaru-Gheorgheni	1080	960 ^{CS} 930 ^U /860	860 ^{CS} 840 ^U /780		
		L400kV Rosiori-Oradea	1000	890 ^U 790 ^{CS} /760	790 ^U 690 ^{CS} /690		

		L400 kV Rosiori – Iernut	960	850 740 ^{CS} 680 ^U /670	740 650 ^{CS} 590 ^U /600		
		L220kV Cluj Fl. – Tihau	1170	1040 940 ^{CS} 880 ^U /880	940 850 ^{CS} 800 ^U /800		
	L400kV Sibiu – Iernut	L 220 kV Alba Iulia – Cluj Fl.	1070	950 870 ^U 830 ^{CS} /820	840 780 ^U 740 ^{CS} /760		
		L 220 kV Alba Iulia – Mintia	1200	1070 990 ^{CS} 980 ^U /980	970 900 ^{CS} 890 ^U /910		
		L 220 kV Stejaru – Gheorghieni	1150	1020 950 ^U 840 ^{CS} /850	930 860 ^U 770 ^{CS} /790		
		L400kV Rosiori -Oradea	1030	921 830 ^{CS} 800 ^U /790	820 740 ^{CS} 720 ^U /730		
		L400 kV Rosiori – Iernut	1210	1080 920 ^{AC} 780 ^U /780	990 850 ^{AC} 720 ^U /720		
	L 220 kV Alba Iulia -Cluj	L400kV Rosiori -Oradea	1080	960 870 ^{CS} 820 ^U /810	900 580 ^{CS} 550 ^U /580		Se inchid liniile de 110 kV: IMA- Campia Turzii, Aiud – Campia Turzii si Tauni - Blaj
		L220 kV Stejaru- Gheorghieni	1400	1250 1150 ^{At_IR} 1090 ^U /1080	910 1070 ^{At_IR} 790 ^U /870		
		L400 kV Rosiori – Iernut	1450	1300 1150 ^{AA} 1050 ^U /1050	960 840 ^{AA} 770 ^U /770		
	L220 kV Stejaru- Gheorghieni	L400kV Rosiori -Oradea	1090	970 900 ^{CS} 840 ^U /830	870 810 ^{CS} 760 ^U /780		
		L400 kV Rosiori – Iernut	1380	1240 1090 ^{At_IR} 1080 ^U /1070	1160 1010 ^{At_IR} 1000 ^U /1000		
	L400kV Rosiori - Oradea	L400 kV Rosiori – Iernut	1070	950 890 ^{CS} 810 ^U /810	850 800 ^{CS} 730 ^U /730		
	L220kV Cluj Fl. – Tihau	L220kV Iernut – Baia Mare	1470	1310 1100 ^U /1100	1220 1030 ^U /1030		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{CS} curent limita termica pe L110kV CET Arad - Sofronea

^{AC} curent limita termica pe L220kV Alba Iulia -Cluj Fl.

^{At_IR} suprasarcina pe AT400 MVA din statia Iernut;

^{AA} curent limita termica pe L110kV Alba Iulia -Aiud.

- Se inchid buclele in 110 kV prin conectare liniilor:
L 110 kV: IMA-Campia Turzii,
L 110 kV Aiud – Campia Turzii ;
L 110 kV Tauni – Blaj;
L110 kV Fagarasi- Hoghiz;
CT 110 kV Vascau.

Anexa 4.5

Puteri admisibile in sectiunea S5 pentru palierul de iarna, cu 2 gr. CNE.
DEFICIT INITIAL=385 MW

Tabel 5.1

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+ 400)kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)		Observatii	
				P _{8%} Padm. (a/b)			P _{20%} Padm. (a/b)
				P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}		
N		-	1070			830	
		L 400 kV Smardan-Gutinas	940	830 760 ^U /750		720	
		L 400 kV Brasov-Gutinas	940	840/790		720	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	980	860 810 ^U /810		750	
		L220kV Barbosi-Focsani	1030	920 840 ^U /840		790	
		L400kV Gutinas - Bacau	960	850 790 ^U /780		740	
		L400kV Bacau- Roman	900	690/680		690	
		L400kV Roman- Suceava	880	780 730 ^U /720		670	
		AT 400/220kV Gutinas	1050	930 860 ^U /860		810	
	L 400 kV Smardan-Gutinas* *Buclare: L 110 kV Tudor Vladimirescu - Liesti, L110 kV Maximeni – Liesti, L110 kV Rm. Sarat-	L 400 kV Brasov-Gutinas	660	580 530 ^{U,SS} /510	410 370 ^{U,SS} /430		
		L220kV Barbosi-Focsani	930	820 730 ^U 660 ^{SS} /650	640 570 ^U 510 ^{SS} /620		
		L220kV Lacu Sarat -Filesti	920	810 730 ^U 720 ^{U,ML} /620	670 600 ^U 630 ^{U,ML} /550		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	870	770 700 ^U /600	650 600 ^U /600		
		L400kV Bacau- Roman	840	740 710 ^U /700	640 610 ^U /600		

	Costieni .	L400kV Roman- Suceava	810	710 660 ^U /650	610 570 ^U /570		
		L400kV Gutinas - Bacau	900	780 730 ^U /720	670 620 ^U /620		
	L 400 kV Brasov- Gutinas* *Buclare: L110 kV Smardan- Skela, L110 kV Maximeni – Liesti, L110 kV Rm. Sarat- Costieni .	L220kV Barbosi-Focsani	940	830 780 ^U /780	700 670 ^U /700		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	830	730/730	640/650		
		L400kV Bacau- Roman	830	730/710	650/650		
		L400kV Roman- Suceava	810	710 690 ^U /680	640 620 ^U /620		
		L400kV Gutinas - Bacau	880	780/770	690/690		
		L220 kV Lacu Sarat -Filesti	930	810 760 ^U /760	710 660 ^U /680		
	L220kV Barbosi- Focsani	L220 kV Gheorgheni-Stejaru	890	780 710 ^U /680			
		L400kV Bacau- Roman	870	760 740 ^U /720			
		L400kV Roman- Suceava	850	750 700 ^U /690			
		L400kV Gutinas - Bacau	900	800/790			
	L220 kV Gheorgheni- Stejaru	L400kV Bacau- Roman	740	650/640			
		L400kV Roman- Suceava	770	680 660 ^U /650			
		L400kV Gutinas - Bacau	830	730/710			
	L400kV Bacau- Roman	L400kV Roman- Suceava	870	770/740			
		L400kV Gutinas - Bacau	870	770 740 ^U /740			
	L400kV Roman- Suceava	L400kV Gutinas - Bacau	840	740 680 ^U /680			

Limitari impuse : ^U **nivel de tensiune conform Codului RET**
^{SS} – curent limita termica pe L110kV Smardan – Schela;
^{ML} – curent limita termica pe L110kV Maximeni – Liesti;

Anexa 4.6.

Puteri admisibile in sectiunea S6 pentru palierul de vara 2010 cu 2g CNE
EXCEDENT INITIAL=806 MW

Tabel 6.1

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext)} kV (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} P _{adm.} (a/b)		P _{20%} P _{adm} (a/b)	
				P _{ΣL(220+400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)kV}	P _{ΣL(220+110+400+ext) kV}	
N		-	4160			3290 3030 ^U 2750 ^{LF}	
		L400kV Smirdan-Gutinas	3510	3190 2390 ^U 1590 ^{FB} /1570	3020 2250 ^U 1470 ^{FB} /1470	2770	
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	3900	3550 2680 ^U 2650 ^{LF} /2620	3350 2510 ^U 2480 ^{LF} /2490	3080	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	3810	3460 2380 ^U 2230 ^{FB} /2220	3270 2220 ^U 2080 ^{BF} /2090	3010	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3350	3030 2380 ^{U,LF} /2360	2870 2240 ^{U,LF} /2230	2640	
		L220 kV Barbosi - Focsani	4070	3680 3330 ^{ID} 2900 ^U /2890	3520 3180 ^{ID} 2760 ^U /2700	3220	
		L400 kV Constanta-CNE	4050	3680 2900 ^U 2720 ^{LF} /2720	3530 2760 ^U 2590 ^{LF} /2590	3210	
		L400 kV Medgidia S-CNE	4150	3770 3000 ^U 2760 ^{LF} /2760	3620 2860 ^U 2620 ^{LF} /2630	3280	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	3920	3570 2890 ^U 2700 ^{LF} /2700	3420 2760 ^U 2570 ^{LF} /2560	3100	
		L400kV Smirdan -G. Ialomitei	4840	3500 2770 ^U 2730 ^{LF} /2730	3360 2640 ^U 2600 ^{LF} /2600	3040	
N-1	L400kV Smirdan-Gutinas	L400 kV Buc. S-Pelicanu	3240	2900 2220 ^U 1450 ^{FB} /1440	2690 2040 ^U 1310 ^{FB} /1330		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	2960	2640 1890 ^U 1450 ^{FB} /1440	2440 1720 ^U 1310 ^{FB} /1330		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2420	2380 1850 ^U 1180 ^{FB} /1180	2260 1750 ^U 1110 ^{FB} /1110		
		L220 kV Barbosi - Focsani	3130	2840 2340 ^{ID} 2130 ^U /2120	2730 2230 ^{ID} 2030 ^U /2030		
		L400 kV Constanta-CNE	3530	3010 2200 ^U 1650 ^{FB} /1650	2900 2110 ^U 1580 ^{FB} /1580		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{LF} Curent termic pe L 220 kV Lacu Sarat – Filesti

^{FB} Curentul nominal TC pe L 220 kV Filesti -Barbosi;

^{ID} Curent termic pe L 400 kV Isaccea - Dobrudja;