

Dispecerul Energetic National

Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 - București
Tel: 0213035713; 0213035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operationala a functionarii SEN in iarna 2010-2011



Septembrie 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 DEN

CUPRINS

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

ANEXE:

1. Tema, aviz tema si tabel cu retrageri de lunga durata si indisponibilitati
- 2.3.1 - **confidential**
- 2.3.(2-4) 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 iarna 2010-2011
- 3.2 - **confidential**
- 3.3-1 - 3.3-5 - **confidential**
- 3.4.1 - **confidential**
- 3.4.2 Retrageri in retea de distributie a zonei Bucuresti
- 3.4.3 Schema etapa a 5-a RTH statia 110 kV Jilava
- 3.4.4 Rezultate pentru partea de sud a zonei Bucuresti in schema N
- 3.4.5 Rezultate pentru partea de vest a zonei Bucuresti in schema N
- 3.4.6 Rezultate pentru partea de sud a zonei Bucuresti in scheme cu retrageri
- 3.4.7 Rezultate pentru partea de vest a zonei Bucuresti in scheme cu retrageri
- 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 unitatilor de transformare 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 Ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor modelate la borne in regimul varf de sarcina iarna si regimul gol de noapte de sarbatoare toamna-primavara
- 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**
- 5.5 **confidential**

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a furniza un instrument de lucru, utilizat în conducerea prin dispecer a SEN. Tema studiului este de a analiza și planifica functionarea SEN în condițiile de balanță precizate pentru perioada de iarnă 2010-2011 și de a propune pe baza calculelor, schema normală de functionare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu avizul nr. 125 / 2010.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri linii pentru anul 2010,
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2010,
- informații preliminare privind retragerile din exploatare pentru perioada 1.01 – 31.03.2011, ce au fost furnizate de către DMS și DDS,
- informațiile primite de la producători conform Codului tehnic al RET pentru anul 2010,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

S-au luat în considerare și investițiile în curs de derulare, ce urmează să fie puse în funcțiune în perioada analizată. Pentru a obține rezultate cu un grad mai mare de aplicabilitate s-au considerat 2 perioade de studiu : -iarnă (lunile decembrie 2010, ianuarie, februarie 2011),

-toamna-primăvara (lunile octombrie, noiembrie 2010 și martie 2011).

În continuare se vor face referințe la cele 2 perioade ca *perioada de iarnă* și *perioada de toamnă-primăvara*.

Pentru o mai mare acuratețe a analizelor s-au considerat 4 scheme diferite corespunzătoare etapelor de p.i.f. a investițiilor din perioadele analizate. Pentru aceste scheme s-au făcut calcule ținând cont de nivelele de consum, balanțele de producție și valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerată.

S-a considerat pentru perioada cea mai lungă (01 ianuarie-15 martie 2011) o balanță echilibrată, cu o producție la vârf de 9200 MW, care acopera un consum intern de 8700 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 500 MW.

S-a considerat functionarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă.

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

- încadrarea în limitele admisibile a circulațiilor de putere și a tensiunilor pentru verificarea criteriului de siguranță N -1 ;
- determinarea cazurilor în care este necesară banda secundară de reglaj Q/U ;
- stabilirea restricțiilor și condițiilor de rețea ce rezultă în functionarea SEN ;
- determinarea congestiilor în zona București;
- determinarea capacităților nete de schimb cu partenerii de interconexiune, etc..

Schemele de calcul țin cont de programele de retrageri din exploatare în vederea:

- retehnologizării stațiilor Lacu Sarat, Gădalin, Mintia

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

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- Stabilitatea zonei Cernavodă în condițiile continuării lucrărilor de retehnologizare planificate în Lacu Sarat și a punerii în funcțiune a CEE Fantanele; identificarea posibilităților de acordare a 1-2 retrageri neplanificate pe linii semnificative pentru zona Dobrogea.
- **confidential**
- Stabilitatea zonelor afectate de programe de reparații : Mintia.
- Stabilitatea tranzitorie a zonei Portile de Fier și verificarea logicii automatizărilor.
- **confidential**

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri

2.1.1. Consumuri inregistrate

2.1.1.1 Consumuri inregistrate în ziua caracteristica din iarna 2009-2010

Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de functionare în iarna 2009-2010 s-a facut în ziua de miercuri 20 ianuarie (pentru vârful de dimineata, vârful de seara și golul de noapte) si noaptea de 17/18 ianuarie (pentru golul de sarbatoare).

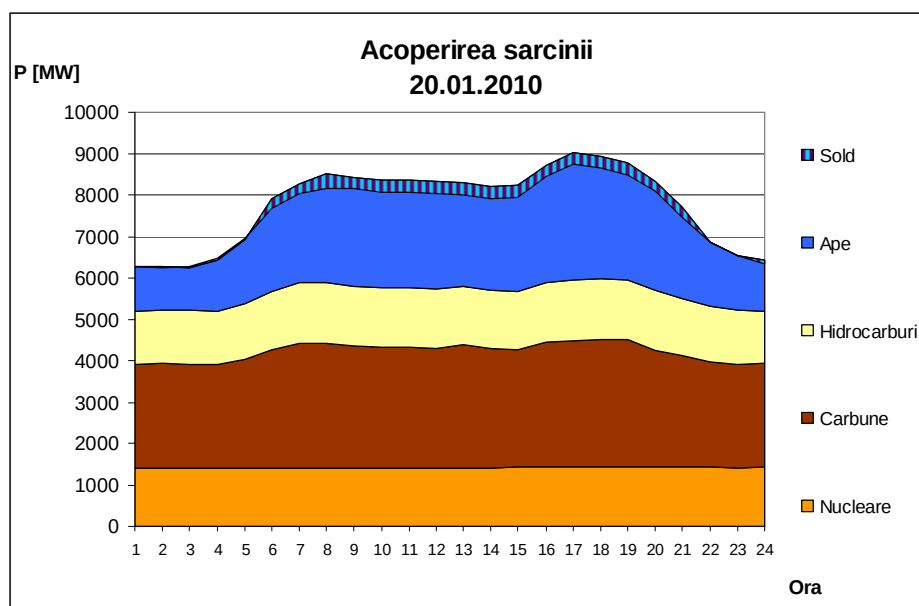
Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierele caracteristice în ziua caracteristica au fost:

20 ianuarie 2010

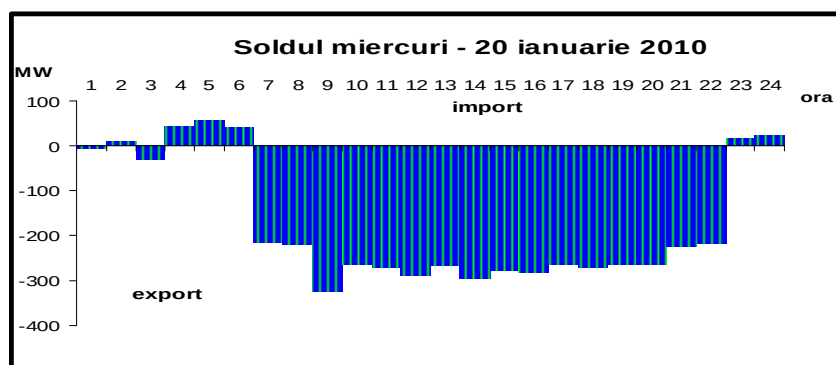
- vârful de dimineată: 8311 MW ora 10
- vârful de seară: 8742 MW ora 18
- golul de noapte: 6357 MW ora 4 (6325 MW ora 3)

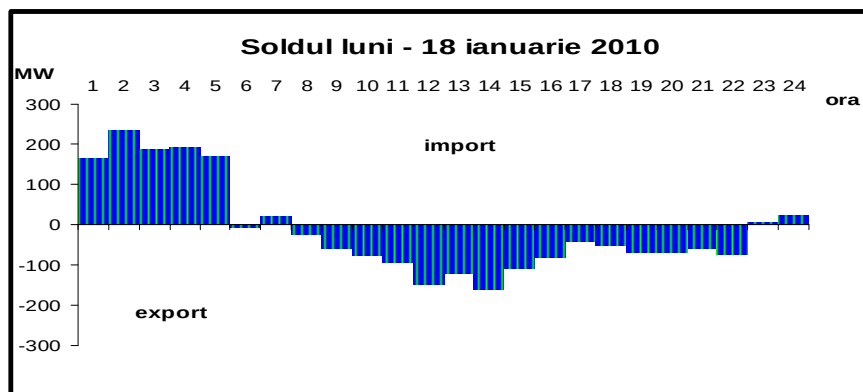
18 ianuarie 2010

- golul de sărbătoare: 5815 MW ora 4 (5640 MW ora 3)



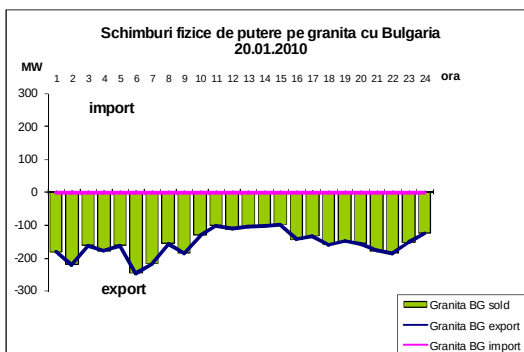
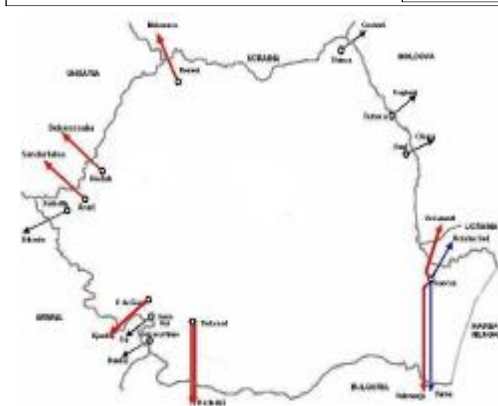
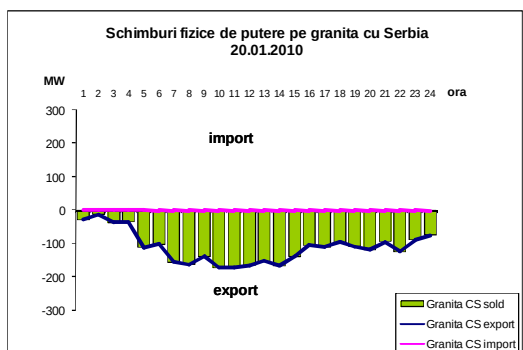
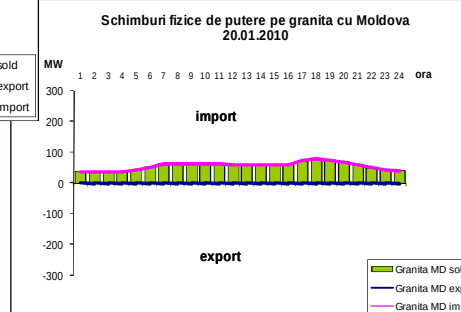
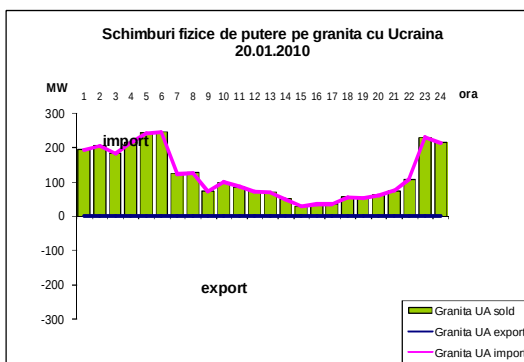
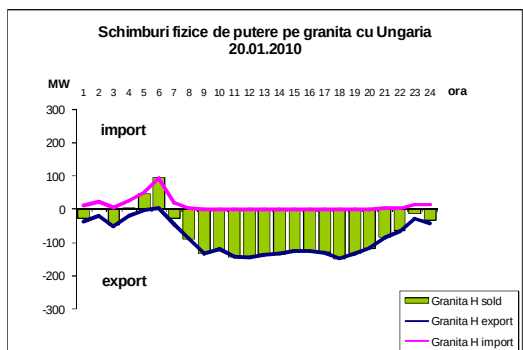
Soldul de pe liniile de interconexiune inregistrat in aceasta zi a fost rezultatul schimburilor comerciale si tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulatiilor in bucla intre sistemele interconectate si al schimburilor pentru reglajul frecventei. Valoarea soldului SEN si repartizarea lui pe granite sunt reprezentate in graficele de mai jos.





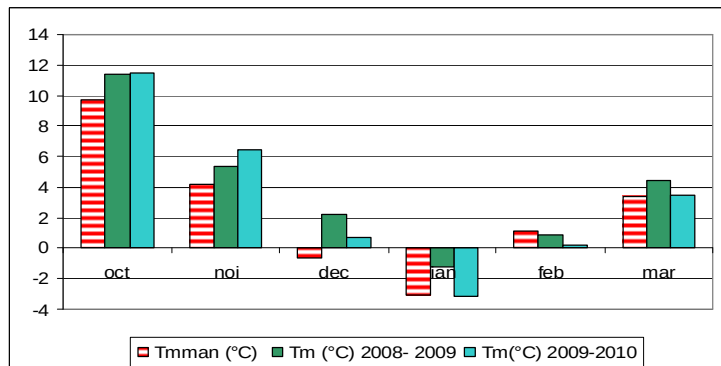
Sensul diferit al soldului la orele de Pprodus minim si Pprodus maxim conduce la cresterea diferentei între valorile maxime si minime ale Pprodus orar in SEN, care produce o scadere (înrăutățirea) a coeficientului de aplatizare $\beta = P_{\min}/P_{\max}$. a curbei de productie.

Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de iarna – 20 ianuarie 2010



2.1.1.2 Consumuri inregistrate in iarna 2009-2010

Iarna 2009-2010 a fost o iarna bogata in precipitatii si cu temperaturi scazute comparativ cu iarna 2008-2009 (exceptie luna noiembrie). Temperaturile scazute s-au mentinut inclusiv in luna martie.



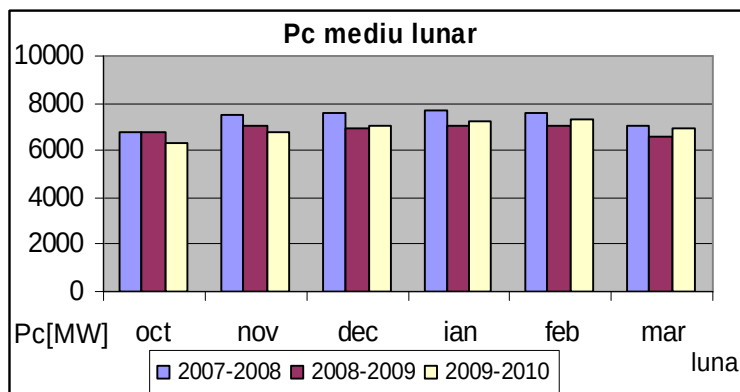
	Tmman (°C)	Tm (°C) 2008- 2009	Tm(°C) 2009- 2010
oct	9.7	11.4	11.5
noi	4.2	5.3	6.4
dec	-0.6	2.2	0.7
ian	-3.1	-1.2	-3.2
feb	1.1	0.9	0.24
mar	3.4	4.4	3.5

Tm- temperatura medie lunara

Tmman- temp. medie lunara multianuala

Pentru aceste conditii meteorologice, analiza valorilor consumului intern brut din iarna 2009-2010 ne indica o crestere a consumului intern.

Evolutia comparativa a valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale iernilor 2007- 2008, 2008-2009 si 2009-2010 este prezentata in graficul de mai jos :

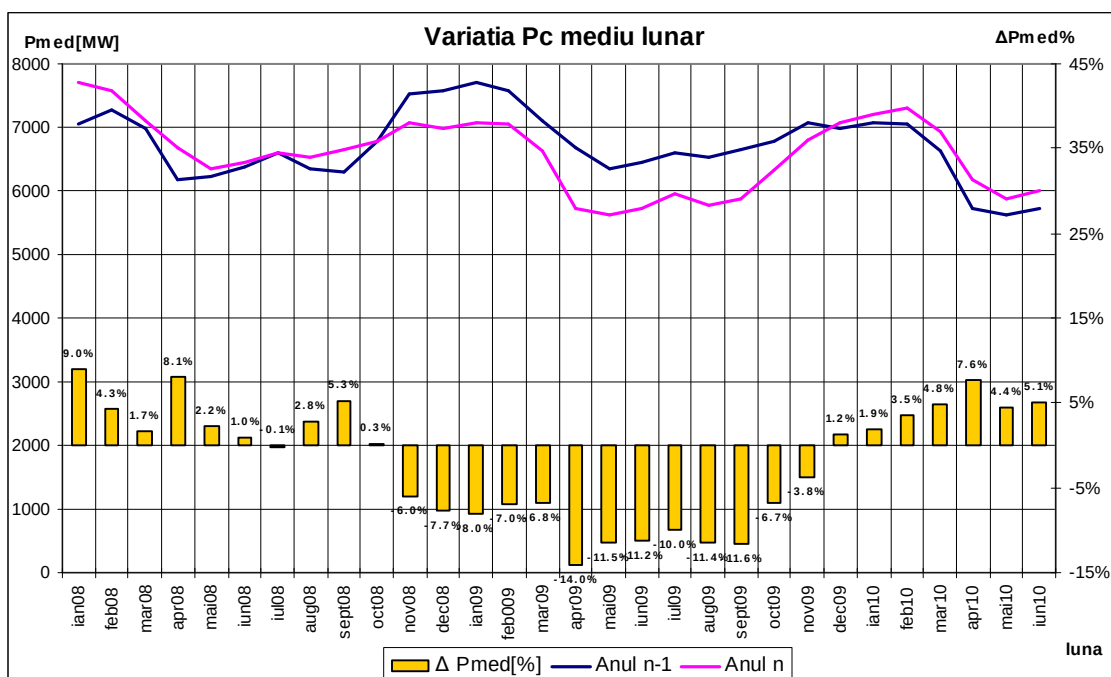


Pmed lunara	2007-2008 MW	2008-2009 MW	2009-2010 MW
oct	6765	6775	6326
nov	7524	7070	6805
dec	7567	6987	7068
ian	7660	7082	7203
feb	7580	7045	7295
mar	7080	6616	6918

Se observa ca valorile consumului intern brut mediu lunar din iarna 2009-2010 au crescut fata de cele din iarna anterioara, dar se mentin mai scazute fata de cele inregistrate acum 2 ierni.

Valoarea procentuala a variatiei consumului intern brut mediu lunar din anul in curs fata de valoarea din anul anterior, pentru ultimii 3 ani este prezentata in graficul de mai jos:

	Pc n-1 MW	Pc n MW
ian08	7055	7691
feb08	7269	7581
mar08	6973	7094
apr08	6175	6673
mai08	6213	6352
iun08	6377	6441
iul08	6610	6603
aug08	6348	6527
sept08	6311	6643
oct08	6765	6783
nov08	7524	7075
dec08	7567	6982
ian09	7691	7074
feb09	7581	7048
mar09	7094	6613
apr09	6673	5737
mai09	6352	5620
iun09	6441	5717
iul09	6603	5941
aug09	6527	5785
sept09	6643	5875
oct09	6783	6326
nov09	7075	6805
dec09	6982	7068
ian10	7074	7205
feb10	7048	7296
mar10	6613	6932
apr10	5737	6174
mai10	5620	5868
iun10	5717	6010



Valorile consumului brut intern la palierale caracteristice inregistrate in cele 6 luni considerate iarna 2009-2010 sunt urmatoarele:

Tabelul 2.1.1 Consumuri inregistrate in iarna 2009-2010

Proiect	2009-2010	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ ora	
2009-2010	Octombrie	7888	10	7039	09	8255	20	7753	20	4660	03	4859	03
Vdmed-8400/8000	Noiembrie	8011	10	7196	10	8545	19	8289	18	4993	04	5305	04
	Decembrie	8525	11	7394	10	9048	18	8231	18	5170	02	5654	03
Exp.600	Ianuarie	9072	10	8202	10	9420	19	8666	19	5029	05	5710	03
Gsmed-5400/4800	Februarie	8680	09	8211	10	8983	19	8626	19	5526	05	5808	03
	Martie	7742	10	8540	11	8900	19	8290	20	5151	03	5361	03
Exp 400/350	Val.medie	8320		7764		8859		8309		5088		5450	

Proiect	2009-2010	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ora	
2009-2010	Octombrie	7888	10	7039	09	8255	20	7753	20	4660	03	4859	03
Vdmed-8000/4800	Noiembrie	8011	10	7196	10	8545	19	8289	18	4993	04	5305	04
	Martie	7742	10	8540	11	8900	19	8290	20	5151	03	5361	03
Exp:600/350	Val.medie	7880		7592		8567		8111		4935		5175	

Proiect	2009-2010	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ora	
2009-2010	Decembrie	8525	11	7394	10	9048	18	8231	18	5170	02	5654	03
Vdmed-8400/5400	Ianuarie	9072	10	8202	10	9420	19	8666	19	5029	05	5710	03
	Februarie	8680	09	8211	10	8983	19	8626	19	5526	05	5808	03
Exp:600/400	Val.medie	8759		7936		9150		8508		5242		5724	

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

Valoarea maxima a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 9420 MW înregistrat în ziua de joi 28 ianuarie ora 19. Valoarea minima a consumului intern brut a fost înregistrata in ziua de luni 12 octombrie 2009 ora 3 fiind de 4660 MW.

Abaterea de prognoza a consumului considerat în studiul anterior „Planificarea operationala a SEN in iarna 2009-2010” este de 1.3 %.

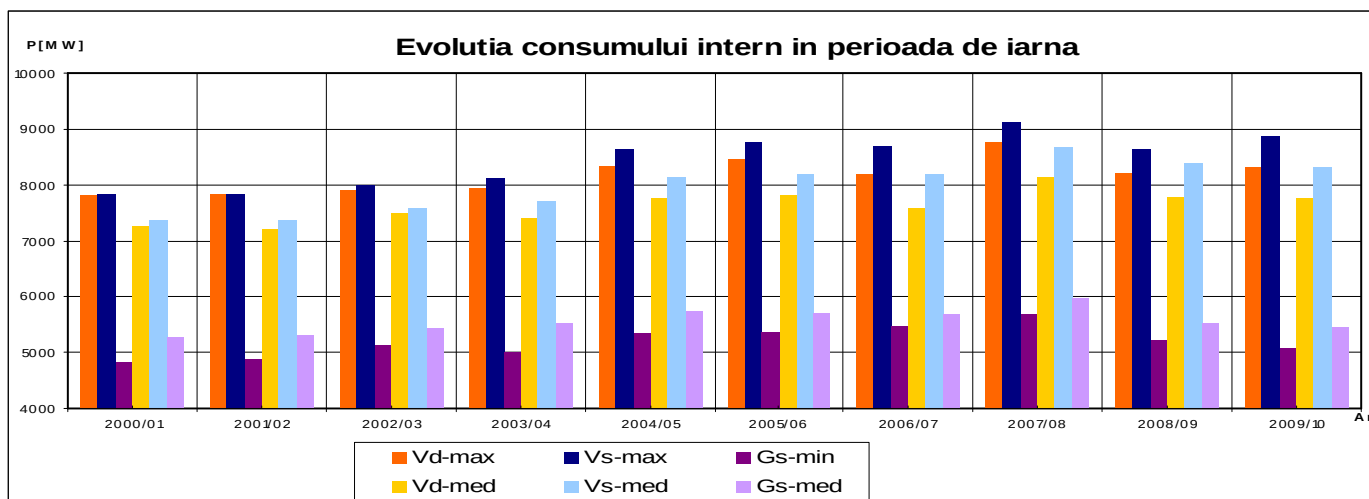
MW						
Tip palier consum	Vs-med Realizat	Vs-med Estimat	Abatere prognoză	Gs-med Realizat	Gs-med Estimat	Abatere prognoză
Valori consum	8508	8400	1,3%	5724	5400	5,7%

Evolutia consumului intern brut – medie semestriala sezoniera - la palierile caracteristice (vârf de dimineata maxim/mediu, vârf de seara maxim/mediu, gol de sarbatoare minim/mediu) în perioada de iarna 2009-2010 comparate cu valorile corespunzatoare din iarna anterioara au avut o evolutie diferita:

- vârful de dimineata maxim si vârful de seara maxim au crescut, în timp ce
- vârful de dimineata mediu si vârful de seara mediu au scazut, iar
- golul max si golul mediu au scazut.

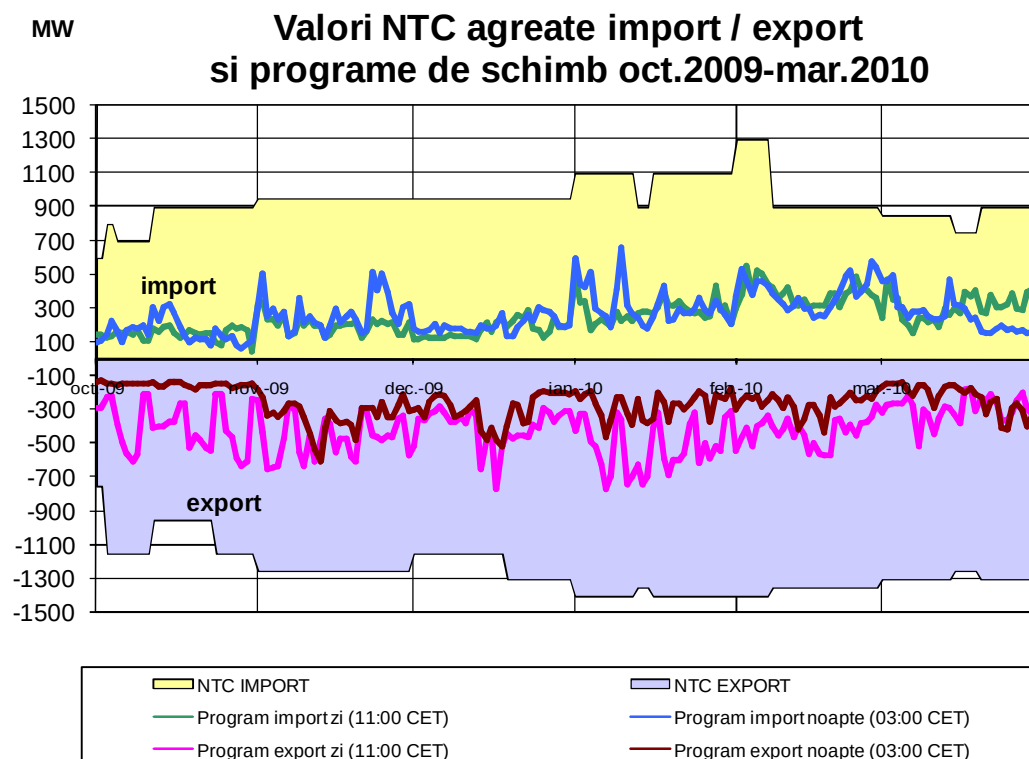
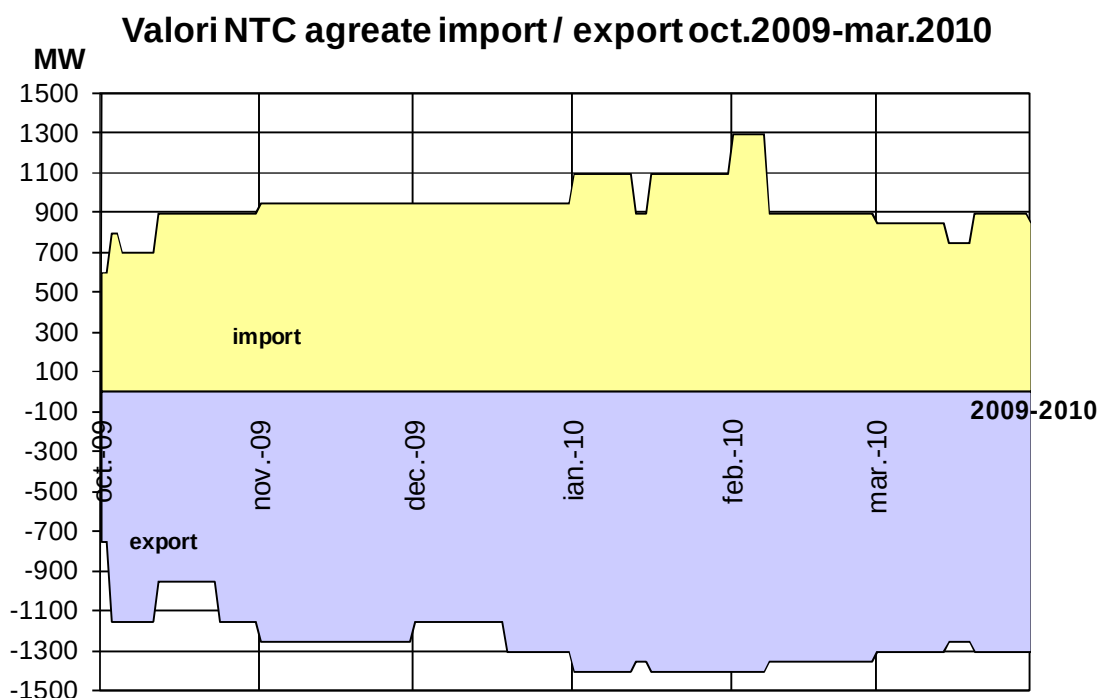
Cresterea diferentei între valorile maxime si minime ale consumului orar produce o scadere a coeficientului de aplatizare $\beta = P_{\min}/P_{\max}$. (curba de consum mai ascutita).

anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	Gs-min	Gs-med
2000/01	7823	7269	7831	7368	4834	5290
2001/02	7832	7204	7830	7363	4877	5305
2002/03	7921	7482	7983	7584	5130	5430
2003/04	7935	7416	8122	7720	5002	5524
2004/05	8341	7775	8634	8138	5346	5752
2005/06	8470	7825	8763	8182	5376	5700
2006/07	8204	7589	8685	8205	5479	5691
2007/08	8775	8144	9112	8681	5691	5983
2008/09	8223	7785	8651	8382	5237	5532
2009/10	8320	7764	8859	8309	5088	5450



2.1.1.3 Valori NTC

Valorile NTC calculate pentru perioada de iarna 2009-2010 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.



2.1.2 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2010-2011

Proгноza necesarului de energie electrica in perioada corespunzatoare iernii 2010 – 2011, considerata in studiu, are la baza scenariul de evolutie a consumului, productiei si soldului in SEN, utilizate in cadrul analizelor efectuate (in perioada octombrie - decembrie 2009) de Transelectrica, pentru fundamentarea preturilor si cantitatilor de energie electrica din contractele reglementate pentru anul 2010.

In conformitate cu reglementarile ANRE, (*Codul Comercial al Pieteii Anglo de Energie Electrica si Procedura privind stabilirea cantităților de energie electrică ce sunt comercializate prin contracte reglementate*), Transelectrica 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 pentru anul 2010, transmise de participantii la piata si aprobate de ANRE.

Pentru perioada 1 ianuarie – 31 martie 2011 datele corespund unei cresteri de cca. 3% a consumului de energie electrica in 2011 fata de perioada corespunzatoare a anului 2010.

Analizele de optimizare a incarcarii grupurilor generatoare din SEN au fost efectuate in ipoteza unui sold import/export de energie electrica de cca. 2 TWh pentru anul 2010, datele lunare si respectiv orare considerate fiind extrapolate pentru intreaga perioada de iarna 2010 -2011.

Corespunzator acestor ipoteze, in **Tabelul 2.1.2.1**, se prezinta evolutia lunara a cererii interne, a soldului si respectiv a productiei brute de energie electrică prognozata pentru iarna 2010-2011, cat si valorile lunare maxime si minime de putere.

Tabel 2.1.2.1. EVOLUTIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICA IN IARNA 2010-2011 (VALORI BRUTE)

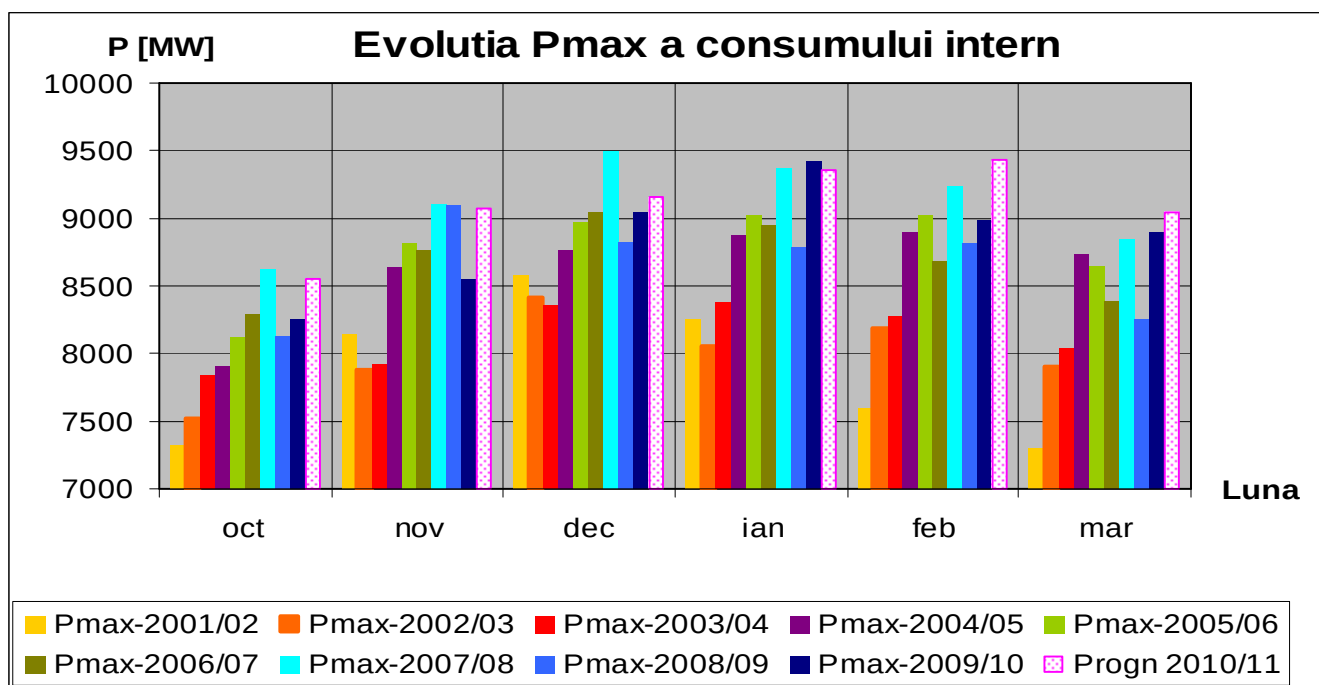
		2010			2011		
		oct	nov	dec	ian	feb	mart
ENERGIE ELECTRICA	GWh						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4860	5060	5380	5480	5040	5270
Sold Export - Import		167	167	167	167	167	167
Productie bruta		5027	5227	5547	5647	5207	5437
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4954	5011	5381	5416	5597	5206
Sold Export - Import		224	231	224	224	248	224
Productie bruta		5178	5242	5605	5640	5845	5430
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		8549	9070	9154	9361	9427	9042
Sold Export - Import		224	231	224	224	248	224
Productie bruta		8773	9302	9378	9585	9675	9266

2.1.3 Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2010-2011

S-au analizat inregistrările consumului intern brut pentru perioada de iarna din anii anteriori, cât si valorile prognozate in cadrul Serviciului Strategie si Planificare - valori maxime instantanee.

Conform datelor SSP, valorile Pmax prognozate pentru iarna 2010-2011 vor fi:

Luna	Pmax-2001/02	Pmax-2002/03	Pmax-2003/04	Pmax-2004/05	Pmax-2005/06	Pmax-2006/07	Pmax-2007/08	Pmax-2008/09	Pmax-2009/10	Progn 2010/11
oct	7325	7519	7845	7907	8112	8289	8618	8128	8255	8549
nov	8139	7886	7920	8635	8815	8763	9106	9099	8545	9070
dec	8569	8410	8356	8761	8970	9045	9492	8827	9048	9154
ian	8254	8057	8381	8867	9020	8941	9369	8789	9420	9361
feb	7591	8188	8277	8896	9015	8680	9235	8809	8983	9427
mar	7303	7906	8036	8738	8646	8391	8853	8255	8900	9042



În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 5 paliere de consum pentru care sunt elaborate 5 balante de producție considerând soldul corespunzător perioadei. Aceste balante se depun pe 4 scheme diferite care țin cont de lucrările în desfășurare. Astfel, s-au făcut calcule pornind de la 7 baze pentru regimuri conform tabelului centralizator:

[MW]										
Balanta	Pc	Palier consum	Pg	Sold	PpCNE	Peol	Schema	Perioada	Banda Q	Regim
B1	8400	VS TP	8900	500	1400	100	A	oct-nov	q1	R1
	8400	VS TP	8900	500	1400	100			q2	
	8400	VS TP	8900	500	1400	100	D	mar	q1	R4
	8400	VS TP	8900	500	1400	100			q2	
B2	5300	Gs TP	5100	-200	1400	240	A	oct-nov	q1	R5
	5300	Gs TP	5100	-200	1400	240			q2	
B3	8700	VS I	9200	500	1400	100	B	dec.	q1	R2
	8700	VS I	9200	500	1400	100			q2	
	8700	VS I	9200	500	1400	100	C	ian-feb	q1	R3
	8700	VS I	9200	500	1400	100			q2	
B4	9300	VS I+600	9800	500	1400	100	C	ian-feb	q1	R6
	9300	VS I+600	9800	500	1400	100			q2	
B5	6400	Gn I	6200	-200	1400	240	C	ian-feb	q1	R7
	6400	Gn I	6200	-200	1400	240			q2	

unde:

VS-vârf de sarcina (în perioada de iarna este seara)

Gs-gol de noapte de sarbatoare

Gn-gol de noapte ptr zi lucratoare

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).

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. Puteri instalate in SEN

Puterile instalate existente in SEN la 1 ianuarie 2010 erau:

		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. La inceputul perioadei analizate (01.10.2010) puterea instalata in CEE Fantanele va fi de 220 MW, urmand ca pana la sfarsitul perioadei analizate sa fie puse in functiune 347.5 MW.

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 5 variante de balanță analizate la functionarea SEN în iarna 2010-2011. Schemele de calcul sunt definite în anexa la Tema studiului.

Anexele **2.3.2**, **2.3.3**, **2.3.4** contin structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor 1-5 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 in anexe nu reprezinta o repartitie optima, ci corespund unei situatii de funcționare probabile, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, pentru calculele de stabilitate statică, precum și pentru a identifica restricțiile de rețea.

Tabelul 2.3

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier	Productie eoliana (MW)	Productia în centrale mari (MW)				Sold (MW) Exp.	Centrale mici (MW)
					Termocentrale		CNE	Hidro		
					Cărb	Hidrocarb				
B1	8900	8400	VS TP	100	2960	1405	1400	2815	500	220
B2	5100	5300	GsTP	240	1665	755	1400	820	-200	220
B3	9200	8700	VS I	100	3640	1445	1400	2395	500	220
B4	9800	9300	VS I+600	100	3970	1575	1400	2525	500	230
B5	6200	6400	Gn I	240	2659	1155	1400	526	-200	220

TP - toamna-primavara, I – iarna,

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 noilor reguli 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.

Anexele 2.4.1, 2.4.2 - **confidential**

Tabelele 2.4.3, 2.4.4 - **confidential**

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 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 octombrie 2010 - 31 martie 2011.

S-a considerat SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentala 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 Tantareni-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.

Intr-un capitol separat s-au efectuat analize de regim stationar cu linia 400(750) kV Isaccea-Varna in functiune.

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 curentilor 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 modulate, in scopul reducerii pierderilor in SEN si al evitarii injectiei de reactiv din reseaua de distributie;
- determinarea restrictiilor in functionare, respectiv a conditiilor de regim;
- debucarea retelei 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 SCHEME DE CALCUL

S-au analizat toate schemele de calcul prezentate in anexa 1, ce face parte din tema avizata (aviz nr. 125 / 2010) si care includ retragerile din exploatare de lunga durata ale unor echipamente din RET si RED.

Pentru o aplicabilitate maxima a rezultatelor studiului s-a tinut cont si de modificarile ulterioare sedintei de avizare, aparute in programele de retrageri din RET si RED, ca urmare a unor abateri de la programele anuale.

Dintre schemele de calcul se alege schema de calcul de baza care include retragerile de echipamente care acopera cea mai mare parte a perioadei analizate si care va sta la baza fundamentarii propunerii de schema normala a SEN in iarna 2010-2011.

Propunerea de Schema Normala de functionare a SEN este prezentata in Anexele 3.1 si 3.2 pentru reseaua de 400 kV si 220 kV, respectiv de 110 kV.

Au rezultat patru scheme de calcul A,B,C,D care sunt prezentate in cap. urmator 3.1.1., cu detalii asupra listei echipamentelor retrase din exploatare sau indisponibile si a celor puse in functiune fata de vara 2010.

3.1.1 Echipamente retrase din exploatare si indisponibile, considerate modificari fata de schema perioadei anterioare

3.1.1.1 Schema de calcul A

Conform PAR 2010 avizat si conform comunicarilor ST-urilor si DET-urilor, pentru perioada 01.01.2011-31.03.2011, au fost considerate indisponibile sau retrase din exploatare in schema de calcul A, o serie de echipamente.

Modificarile luate in considerare la stabilirea schemei de calcul A, se raporteaza la schema normala a SEN din vara 2010, tinand cont si de modificarea schemei normale a SEN pentru intervalul 1.08.2010-30.09.2010. S-a luat in considerare terminarea sau continuarea unor lucrari Rth si RK.

In statia Gadalin se continua lucrarile de RTh. Este retrasa din exploatare toata statia.

Lucrarile presupun realizarea liniei lungi 400kV Iernut-Rosiori. T7 400/110kV Cluj Est se mentine in continuare in rezerva conditionata.

In cadrul studiului de planificare a schemei normale pentru vara 2010 s-a avut in vedere prelungirea lucrarilor pana la sfarsitul lui octombrie 2010.

Lucrarile au fost prelungite ulterior pana la o data care nu a fost specificata, astfel incat s-a facut ipoteza ca terminarea lucrarilor va fi in februarie 2011.

In statia L. Sarat 400kV se continua etapa 2 a lucrarilor de RTh (etapa 2 este introdusa in schema normala de vara de la 1.08.2010). Este retras din exploatare, conform etapei 2 de lucrari in statia 400kV:

- AT4 400/220kV

Lucrarile presupun realizarea liniei lungi 400kV G. Ialomitei-Smardan, prin folosirea unei portiuni a BTf 400kV.

AT3 400/220kV si linia 400kV L.Sarat-Isaccea sunt in functiune pe bara 1 400kV, CT 400kV este in functiune, iar bara 2 400kV functioneaza in gol.

In statia 110kV L. Sarat se desfasoara etapa 1 de lucrari. Sunt retrase din exploatare AT2 220/110kV L. Sarat si celulele liniilor 110kV Braila S. c1 si Ostrov c2, in statia 110kV L. Sarat fiind realizat un scurtcircuit intre cele doua linii. In statia Ostrov sunt conectate atat suntul, cat si c1 al liniei 110kV L. Sarat-Ostrov, iar linia 110kV Traianu-Ostrov este deconectata. Este conectata linia 110kV Maxineni pe bara 2 Liesti si liniile 110kV Abator-Brailita si Smardan-Brailita.

In statia Mintia 220kV si 110kV se continua lucrarile de RTh, cu etapa 2 in 220kV si etapa 2 in 110kV. Sunt retrase din exploatare AT4 400/220kV (echipament), AT1 220/110kV (echipament + celule 220kV si 110kV), liniile 110kV Brad si Paulis (inclusiv celulele). Sunt retrase din exploatare si celula liniei 220kV Timisoara in statia 220kV Mintia si celula liniei 110kV Baita, in statia 110kV Mintia.

Linia 220kV Mintia-Timisoara functioneaza printr-un provizorat prin cablu pe celula 220kV „REZERVA”, care a fost echipata in acest scop.

Linia 110kV Mintia-Baita functioneaza pe o celula 110kV mobila.

In statia 220kV CC1 este retrasa. CC2 este conectata ca CT intre bara 1B si bara 2, iar CL este conectata intre bara 1A si 1B. Este retras din exploatare TG1, iar TG2 functioneaza pe celula 220kV AT4 400/220kV.

In statia 110kV Mintia este retrasa CT110kV. CTf functioneaza ca CT printr-un provizorat.

S-a solicitat din partea DET Timisoara pentru etapa 2 in statia 110kV suntarea liniei 110kV Mintia-Deva Decebal cu linia 110kV Mintia-Paulis si deconectarea liniei in Paulis, precum si conectarea liniei 110kV Brad-G. Rosiei si a CT Vascau.

Este indisponibila:

- Bobina 400kV Mintia

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

AT1 220/110kV Timisoara este retras din exploatare pentru inlocuire.

AT1 220/110kV Barbosi este retras din exploatare pentru inlocuire. Se conecteaza CL 110kV in SC3 (consumatorii de pe sectia de bare corespunzatoare AT1 se vor alimenta radial din statia 110kV Smardan).

AT 220/110kV Sardanesti este in continuare indisponibil. Se functioneaza cu AT 220/110kV Tg. Jiu.

AT2 220/110kV Baia Mare 3 este retras din exploatare. Se conecteaza CT 110kV si linia 110kV B. Mare – Baci.

In statia 220/110kV Gheorghieni se incheie lucrarile de RK si modernizare statie (incheierea lucrarilor a fost introdusa in schema normala de vara de la 1.08.2010). Se desfiinteaza linia lunga cu 3 capete Stejaru – derivatie Gheorghieni – Fantanele, rezultand liniile 220kV Stejaru -Gheorghieni si Gheorghieni-Fantanele. Sunt disponibile ambele AT 220/110kV Gheorghieni (AT1 220/110kV Gheorghieni retras din exploatare in schema normala de vara de la 1.08.2010).

Conform solicitarii ST Sibiu se va functiona cu AT1 220/110kV Gheorghieni. Pentru rezervarea AT1 220/110kV se mentine in functiune linia 110kV M. Ciuc-Vlahita-Odorhe.

In substatia 220kV Pestis se incheie lucrarile de RK si instalare SCCP (incheierea lucrarilor a fost introdusa in schema normala de vara de la 1.08.2010). Se desfiinteaza cele doua linii lungi de 220kV:

- linia 220kV Mintia – (Pestis) – Hasdat, formata din linia 220kV Mintia-Pestis circ. 1 suntata cu linia 220kV Pestis-Hasdat, rezultand linia 220kV Mintia-Pestis, c1 si 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, rezultand linia 220kV Mintia-Pestis, c2 si linia 220kV Pestis-Otelarie Hunedoara.

La terminarea lucrarilor din substatia 110kV Pestis, se va desfiinta provizoratul in 110kV, provizorat care a constat din suntul intre statiile IRUM si Hasdat. Se conecteaza liniile 110kV Pestis-IRUM si Pestis-CFR Deva. Sunt disponibile ambele AT 220/110kV Pestis. La terminarea lucrarilor se va reveni si cu deconectarea liniei 110kV Simeria in Calan.

In statia G. Ialomitei se incheie lucrarile de RK, atat in statia 400kV cat si in cea de 110kV (incheierea lucrarilor a fost introdusa in schema normala de vara de la 1.08.2010). S-au conectat in statia noua 110kV si ultimele doua linii de 110kV Basarabi (se afla in rezerva calda) si Tandarei.

Sunt disponibile ambele T 400/110kV.

In statia 220kV FAI se incheie lucrarile de RK.

Liniile 220kV FAI-Suceava + AT 220/110kV Suceava si FAI-Munteni sunt in functiune (incheierea lucrarilor a fost introdusa in schema normala de vara de la 1.08.2010).

Sunt disponibile ambele AT 220/110kV (AT2 220/110kV FAI retras din exploatare in schema normala de vara de la 1.08.2010).

In statia 110kV FAI se incheie lucrarile de RK si modernizare SCCP in celulele 110kV Delphi, Galata 2, Podu Iloaiei, Vladeni. Se desfiinteaza provizoratele 110kV Delphi-Galata si Podu Iloaiei-Vladeni, se deconecteaza CT 110kV Galata.

Zona FAI-Munteni functioneaza debuclat (liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Barlad-Glavanesti si Vatra-Tg. Frumos sunt deconectate).

In statiile 110kV Jilava si Dudesti se incheie programele de modernizare ale statiilor (incheierea lucrarilor a fost introdusa in schema normala de vara de la 1.08.2010). Distributia pe barele celor doua statii este prezentata la cap. 3.2.1.5.

Pe liniile 220kV Buc. S.-Ghizdaru 1 cu derivatie Mostistea si Buc. S.-Ghizdaru 2 (situat pe stalpi comuni) se incheie lucrarile de RK.

Se functioneaza cu linia 110kV Oltenita-Hotarele deconectata (zona Domnesti-Ghizdaru functioneaza debucat de zona Mostistea).

In statia noua 400/110kV Tariverde sunt doua T 400/110kV in functiune, racordarea statiei la SEN este realizata prin liniile 400kV Constanta N.-Tariverde si Tulcea V.-Tariverde, obtinute prin sectionarea liniei 400kV Constanta N.-Tulcea V. (statia este introdusa in schema normala de vara de la 1.08.2010).

3.1.1.2 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 Gadalin, L. Sarat si al indisponibilitatii bobinei din Mintia si al liniei 400kV Nadab-Oradea care nu e data in exploatare. Sunt retrase in continuare AT1 220/110kV Timisoara, AT1 220/110kV Barbosi si AT2 220/110kV B. Mare si este in continuare indisponibil AT 220/110kV Sardanesti.

Datorita informatiilor primite dupa avizarea temei studiului, anume decalarea debutului lucrarilor etapei 3 in statia Mintia 220kV, schema de calcul B este similara cu schema de calcul A si din punct de vedere al lucrarilor in statia Mintia si este aceeaasi cu schema de calcul A.

3.1.1.3 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 statia Mintia 220kV si 110kV, al indisponibilitatii bobinei din Mintia si al liniei 400kV Nadab-Oradea care nu e data in exploatare.

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

In statia Gadalin continua lucrarile de RTh. Dupa incheierea lucrarilor se desfiinteaza provizoratul reprezentat de linia lunga 400kV Iernut-Rosiori si se functioneaza cu T 400/110kV Cluj E.

Avand in vedere probabilitatea prelungirii lucrarilor din statia Gadalin, s-a considerat statia in continuare retrasa complet in schema de calcul C.

In statia L. Sarat se incheie lucrarile in statia 400kV.

Se disponibilizeaza AT4 400/220kV. Se desfiinteaza linia lunga 400kV G. Ialomitei-Smardan, rezultand liniile 400kV L. Sarat-Smardan si L. Sarat-G. Ialomitei.

In cursul lunii ianuarie 2011 incep lucrarile in statia L. Sarat 220kV cu retragerea AT3 400/220kV pentru inlocuire.

In statia L. Sarat 110kV se continua etapa I de lucrari.

In statia FAI 110kV se desfasoara lucrari succesive de cca. o luna fiecare, la celulele 110kV Breazu, Galata1, Regie. Aceste lucrari nu presupun realizarea unor provizorate.

Se pun in functiune AT1 220/110kV Timisoara, AT1 220/110kV Barbosi (se deconecteaza linia 110kV Smardan-CS3 bara 1), AT2 220/110kV B. Mare (se deconecteaza CT 110kV si linia 110kV B. Mare-Baciu) si AT 220/110kV Sardanesti (se trece in rezerva AT Tg. Jiu).

3.1.1.4 Schema de calcul D

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

Schema de calcul D este similara cu schema de calcul C din punct de vedere al indisponibilitatii bobinei din Mintia si al liniei 400kV Nadab-Oradea care nu e data in exploatare si din punct de vedere al lucrarilor in statia L. Sarat.

In *statia Gadalin* se incheie lucrarile de RTh. Se desfiinteaza provizoratul reprezentat de linia lunga 400kV Iernut-Rosiori si se functioneaza cu T7 400/110kV Cluj E.

In *statia Mintia* se continua lucrarile de RTh.

Se incheie etapa 2 in 220kV si se trece la etapa 3+4 in statia 220kV si se continua etapa 2 in 110kV.

Se retrage suplimentar fata de schema C linia 220kV Mintia-Pestis, c1 (inclusiv celula).

Sunt retrase din exploatare AT4 400/220kV (echipament), AT1 220/110kV (echipament+celula 110kV), liniile 110kV Brad si Paulis (inclusiv celulele).

Linia 220kV Mintia-Timisoara functioneaza pe celula proprie in statia noua pe bara 2.

In statia 220kV CL este retrasa. CC2 este conectata ca CT intre bara 1B si bara 2 in statia veche 220kV, iar CC1 este deconectata intre barele 2 si 1A din statia noua.

Este retras din exploatare TG1, iar TG2 functioneaza pe celula TG1 printr-un provizorat.

Statia noua si statia veche 220kV sunt conectate prin cablu la celula de rezerva in statia veche si rigid in statia noua pe bara 1A .

Statia 110kV Mintia are aceeasi configuratie in schema D ca si in schema C, avand in vedere ca se continua etapa 2 in statia de 110kV.

Se mentine de asemenea si solicitarea DET Timisoara privind buclarile pentru etapa 2 in statia 110kV.

In plus se retrage *AT2 220/110kV Barbosi*. Se conecteaza CL 110kV in SC3 (consumatorii de pe sectia de bare corespunzatoare AT2 se vor alimenta radial din statia 110kV Smardan).

3.1.1.5 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;
 - s-au realizat urmatoarele linii lungi 110kV prin suntarea in fata statiei 110kV Doicesti:
 - Linia 110kV Pucioasa-Doicesti-Aninoasa-Teis
 - Linia 110kV Fieni-Aninoasa-V. Voievozilor
 - Linia 110kV Dragaiesti-Doicesti-Targoviste
- Lucrarile au fost introduse in schema normala de vara de la 1.08.2010.

- 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 in V. Crisului, cu RABD in functiune;
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 conectata (solicitare DET Timisoara pentru lucrarile din statia Mintia 110kV).
11. linia 110kV Salonta-Ch. Cris deconectata.

La declansarea liniei 400kV Oradea-Rosiori sau a T 400/110kV Oradea, in lipsa productiei in centralele hidro din zona Oradea, cu linia 110kV Salonta-Ch. Cris deconectata si indiferent de starea de conectare a CT Vascau, se obtine un regim admisibil.

- Daca insa CT Vascau ar fi deconectata, iar linia 220kV Tihau-Salaj si AT 220/110kV Salaj ar fi in rezerva, AT 220/110kV Tihau s-ar incarca la cca. 104MVA, adica peste $S_{adm}=100MVA$.
- Daca CT Vascau ar fi conectata se obtine un regim admisibil si in cazul mentinerii in rezerva a liniei 220kV Tihau-Salaj si AT 220/110kV Salaj.

In concluzie se va functiona: fie cu linia 110kV Salonta-Ch. Cris deconectata, cu linia 220kV Tihau-Salaj si AT 220/110kV Salaj in rezerva si CT Vascau conectata (vezi pct. 10 si 11)

fie cu linia 110kV Salonta-Ch. Cris deconectata, cu linia 220kV Tihau-Salaj si AT 220/110kV Salaj in functiune si CT Vascau deconectata

fie cu linia 110kV Salonta-Ch. Cris conectata, cu linia 220kV Tihau-Salaj si AT 220/110kV Salaj in rezerva si CT Vascau deconectata

- In toate schemele de calcul, zona orasului Bucuresti functioneaza debuclet: zona Fundeni, zona de sud si zona de vest.

Zona de vest:

Distributia pe barele statiei 110kV Domnesti este urmatoarea:

Bara 1:

- T5 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-IFA
- Linia 110kV Masini Grele A+C

Bara 2A:

- T1 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-Bujoreni, c2
- Linia 110kV Domnesti-Jilava
- Linia 110kV Domnesti-Chitila, c1
- Linia 110kV Domnesti-Mihailesti

Bara 2B:

- T2 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-Bujoreni, c1
- Linia 110kV Domnesti-Chitila, c2

Zona Domnesti (care include zona de vest) functioneaza debuclet in 110kV de zona Targoviste, liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu fiind deconectate.

Zona Domnesti functioneaza buclat in 110kV cu zona Ghizdaru prin liniile 110kV Domnesti-Mihailesti, Jilava-Copaceni, Jilava-Colibasi.

Zona Domnesti-Ghizdaru functioneaza debuclet in 110kV de zona Mostistea, linia 110kV Oltenita-Hotarele fiind deconectata.

In statia Jilava, la inceputul perioadei analizate in studiu, lucrarile de modernizare vor fi deja in ultima etapa. Avand in vedere ca durata totala a acestei ultime etape este de cca. o luna, se considera, in toate schemele de calcul, ca lucrarile de modernizare sunt finalizate.

Distributia pe barele statiei 110kV Jilava, ca urmare a finalizarii lucrarilor, este urmatoarea:

Bara 1:

- Linia 110kV Jilava-Domnesti
- Linia 110kV Jilava-Copaceni
- Linia 110kV Jilava-FTIC 1
- Linia 110kV Jilava-Toporasi 2
- Linia 110kV Jilava-Progresu, c1
- Linia 110kV Jilava-Masini Grele B

Bara 2:

- Linia 110kV Jilava-Colibasi
- Linia 110kV Jilava-IFA
- Linia 110kV Jilava-Progresu, c2
- Linia 110kV Jilava-FTIC 2
- Linia 110kV Jilava-Toporasi 1

In statia 110kV Progresu CLT 110kV este deconectata, astfel incat nu mai functioneaza buclat T5 400/110kV Domnesti cu zona de sud Bucuresti.

Zona de sud:

Lucrarile de modernizare in statia Dudesti sunt incheiate.

Datorita functionarii debucate a zonei de sud fata de T5 400/110kV Domnesti, odata cu incheierea lucrarilor in statia Jilava, nu mai este necesara aruncarea de sarcina de pe zona de sud pe zona Fundeni, astfel incat statiile Dudesti, FCME, Republica, Faur A sunt alimentate din zona de sud.

Distributia pe barele statiei 110kV Dudesti, ca urmare a finalizarii lucrarilor, este urmatoarea:

Bara 1:

- Linia 110kV Dudesti-Buc. S
- Linia 110kV Dudesti-FCME

Bara 2:

- Linia 110kV Dudesti-P.Leordeni
- Linia 110kV Dudesti-Solex

Consumul statiei Solex (bara2) este alimentat din zona Fundeni.

Zona de sud functioneaza buclat in 110kV cu zona Mostistea.

Zona Fundeni:

Zona Fundeni functioneaza debuclet.

3.1.1.6 Scheme suplimentare

S-au analizat din punct de vedere al respectarii criteriului N-1, atat in schema cu retrageri etapizate de lunga durata, cat si in scheme cu declansari suplimentare de durata mai scurta, statiile Mintia si Lacu Sarat.

Esalonarea programelor de lucrari si rezultatele de calcul sunt prezentate in cap. 3.3.2.

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	VS TP	A	8900 / 8400	2960	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	500
R2	Bal. 3	VSI	B	9200/ 8700	3640	1400		500
R3 Regim de baza	Bal. 3	VSI	C	9200/ 8700	3640	1400		500
R4	Bal. 1	VS TP	D	8900/ 8400	2960	1400		500
R5	Bal. 2	Gs TP	A	5100/ 5300	1665	1400		-200
R6	Bal. 4	VSI+600	C	9800/ 9300	3970	1400		500
R7	Bal. 5	GnI	C	6200/ 6400	2660	1400		-200

3.3 ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCTIONARE

Pentru analiza regimurilor de functionare in toate schemele de calcul descrise la paragraful 3.2.1 generatoarele cu o putere instalata de cel putin 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.

In anexa **3.14** sunt prezentate, pentru regimurile R3 si respectiv R5, grupurile generatoare modelate la medie tensiune (la borne) si considerate in functiune la palierul VSI si respectiv Gs TP, precum si datele principale ale transformatoarelor bloc aferente.

Se mentioneaza ca in toate schemele de calcul a fost modelat la bara 110kV Tariverde parcul eolian Fantanele ce debiteaza in statia 400/110kV Tariverde.

In balantele 1÷4 s-a considerat acoperirea cu generatoarele parcului eolian Fantanele ca fiind cca. 30% din puterea sa instalata la inceputul perioadei analizate, pentru balantele de varf VS TP, VS I si VS I+600 (bal.1,bal.3 si respectiv bal.4) si de cca. 70% pentru balanta de gol Gs TP (bal.2):

Schema de calcul	A	A	B	C	C	D	C
Regim	R1	R5	R2	R3	R6	R4	R7
Pg parc eolian Fantanele [MW]	100	240	100	100	100	100	240

S-au facut calcule de sensibilitate cu P_g parc eolian Fantanele=0 si 100% din puterea sa instalata.

Stabilirea schemei de calcul de baza s-a facut pornind de la regimul R3 cu topologia prezentata in paragraful 3.2.1.3, schema de calcul C, balanta 3, palier VS I si tinand cont ca fiecare transformator de bloc modelat va avea comutatorul de ploturi fixat pe aceeasi pozitie pe intreaga perioada analizata.

Alegerea ploturilor de functionare a transformatoarelor bloc s-a facut iterativ, urmarind:

- sa se obtina regimuri optimizate, atat in regimul corespunzator palierului VS I (R3, bal. 3, schema de calcul C), cat si in cel corespunzator palierului Gs TP (R5, bal. 2, schema de calcul A)
- aceste regimuri obtinute in pasul anterior se ajusteaza astfel incat sa fie satisfacut criteriul N-1 atat in regimul corespunzator palierului VS I (R3, bal. 3, schema de calcul C) cat si in cel corespunzator palierului Gs TP (R5, bal. 2, schema de calcul A)

Funcția obiectiv a procesului de optimizare urmareste simultan:

- minimizarea consumului propriu tehnologic din retea,
- aducerea functionarii generatoarelor in regim inductiv, cu evitarea utilizarii benzii secundare de reactiv,
- respectarea limitelor de tensiune in nodurile generatoare (de tip PU),
- incadrarea in limite a tensiunilor pe barele transformatoarelor si autotransformatoarelor,

Parametrii de reglaj sunt:

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

Optimizarea regimului de baza este un proces iterativ, dar, odata stabilite ploturile transformatoarelor bloc, parametrii de optimizare disponibili raman tensiunile impuse la bornele generatoarelor si ploturile transformatoarelor si 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 Brad-Targoviste, c2 Tr. Magurele-Craiova L. Sarat-Filesti Portile de Fier-Resita, c1si c2 Fantanele-Ungheni	-

Liniile de 110kV sunt incarcate sub 75% din valoarea maxima de durata a curentului la 30°C cu exceptia LEA 110kV IFA-Domnesti (185mm²).

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 regimurile R1÷ R5 realizate cu aplicatia Neplan, sunt prezentate in anexele **3.3-1 ÷ 3.3-5**.

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).

Tensiunile in statiile din SEN in regimurile R1÷ R5, sunt prezentate in anexele **3.3-1÷3.3-5**.

Ploturile de functionare ale transformatoarelor si autotransformatoarelor de sistem pentru R1÷R6 sunt prezentate in anexa **3.8**

Starea operativa a bobinelor in R1÷R6 este prezentata in Anexa **3.9**.

In regimurile R1, R2, R3, R6 pentru incadrarea tensiunilor in limite admisibile se conecteaza acelasi set de bobine, in regimul R4 se conecteaza in plus fata de acest set si bobina din Gutinas.

Se mentioneaza ca bobina din statia Gadalin se disponibilizeaza odata cu finalizarea lucrarilor de RTh in statie (R4).

In regimul R5 se conecteaza toate bobinele disponibile, mai putin una din cele doua bobine din Cernavoda si una din cele doua bobine din Isaccea.

Ploturile de functionare ale transformatoarelor bloc ale grupurilor in functiune in regimurile R3 si R5 sunt prezentate in anexa **3.14**.

In ceea ce priveste regimul R5, corespunzator palierului Gs TP (bal. 2, schema de calcul A), 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

Bobina din statia 110kV Fundeni are celula utilizata pentru alimentare consum pe mt.

- s-a modificat consemnul reguletoarelor de tensiune la bornele unor generatoare.

Majoritatea generatoarelor functioneaza in regim inductiv dar nu a fost posibila aducerea in regim inductiv a generatoarelor din zona de nord (Mintia, Iernut, Oradea), deoarece tensiunea cea mai ridicata , cca. 418kV, se inregistreaza in Sibiu si trecerea in regim inductiv a acestor generatoare ar conduce la cresterea tensiunii din statia Sibiu.

De asemenea functioneaza in regim slab capacitiv generatoarele din CET Vest, Govora, Brazi si Paroseni.
- 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 se utilizeaza un al doilea agregat din CHE Lotru in regim de compensator sincron (se mentioneaza ca un alt agregat functioneaza ca generator, incarcat conform bal. 2 la Pg=70MW).

In plus, doar la declansarile AT 400/220kV Iernut (pentru a evita cresterea tensiunii in Iernut la cca. 421kV) sau AT3 400/220kV Mintia - in conditiile in care AT4 este retras (pentru a evita cresterea tensiunii in Sibiu la cca. 421kV si Mintia la cca. 422kV), postavarie, se deconecteaza linia lunga 400kV Iernut – Rosiori.

Se mentioneaza ca pentru R5 tensiunile in zona de nord, in regimul cu N elemente in functiune, in special in statiile Sibiu, Iernut si Rosiori sunt la valori apropiate de limita superioara admisibila. Deconectarea liniei lungi 400kV Iernut–Rosiori ar determina scaderea acestora cu cca. 8kV in Rosiori, cu 4kV in Iernut si cu 2kV in Sibiu.

Statie	Sibiu	Iernut	Rosiori
Cu linie lunga in functiune	418kV	417kV	414kV
Cu linie lunga deconectata	416kV	413kV	406kV

Conform informatiilor primite spre sfarsitul perioadei de elaboare a prezentului studiu, transformatoarele bloc ale grupurilor din CHE Lotru au la ora actuala posibilitatea ca prin reglarea tensiunii in 220kV sa atinga o tensiune minima la borne de cca. 14,2kV (0,9Un), adica sub tensiunea minima la borne de cca. 15kV considerata anterior.

Ca urmare, functionarea celor doua agregate considerate in regimul R5 (unul in regim de generator, unul in regim de compensator) la tensiunea minima la borne de cca. 14,2kV, conduce la o modificare a nivelului de tensiuni in zona Sibiu, in sensul scaderii cu cca. 2kV (de la cca. 418kV la cca. 416kV), astfel incat tensiunea maxima in RET se inregistreaza in statia Iernut (cca. 417kV). Un alt efect pozitiv al functionarii CHE Lotru in regim capacitiv la tensiunea minima la borne de 14,2kV este trecerea generatoarelor din Mintia si Iernut la functionare in regim inductiv.

De asemenea, la declansarea AT 400/220kV Iernut se obtine un regim admisibil.

La declansarea AT3 400/220kV Mintia - in conditiile in care AT4 este retras, cresterea tensiunii in Mintia este mai mica, anume 420,5kV. Postavarie, daca mai este necesar, se poate deconecta linia lunga 400kV Iernut – Rosiori.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET s-au stabilit pentru regimul de functionare R3 in urma unor analize de verificare a criteriului N-1, cu scaderea iterativa a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, 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 R5 corespunzator palierului Gs TP.

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, pentru regimurile analizate, defalcat pe categorii (linii 110, 220, 400kV, unitati de transformare, trafo bloc, bobine) este prezentata in Anexa **3.10**.

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 de baza R3, in tabelul 3.2. sunt prezentate valorile de consum propriu tehnologic din RET in ordinea descrescatoare a influentei retragerii din exploatare ale liniilor si unitatilor de transformare.

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	235.83	166.01	46.56	-	-	-
1	LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap	251.38	181.95	46.21	6.72	9.43	0.39
2	LEA 400kV Rosiori- Mukacevo	248.02	175.40	49.25	5.29	5.49	7.00
3	LEA 400kV Domnesti-Urechesti	244.04	173.63	47.09	3.60	4.43	2.30
4	LEA 400kV Tantareni- Koslodui	242.82	173.14	46.37	3.08	4.13	0.74
5	CLT 400kV Tantareni	242.00	172.58	46.14	2.73	3.80	0.24
6	LEA 400kV Tantareni- Bradu	242.84	172.40	47.14	3.09	3.69	2.41
7	AT 400/220kV Rosiori	245.34	171.99	50.03	4.15	3.44	8.69
8	LEA 220kV Bucuresti S- Fundeni c2	240.88	171.20	46.41	2.31	3.14	0.50
9	LEA 400kV Roman N-Bacau S	247.05	170.89	52.84	4.88	2.78	14.79
10	LEA 400kV Gutinas- Bacau S	243.96	170.33	50.21	2.43	1.34	7.45
11	LEA 220kV Bucuresti S- Fundeni c1	239.70	170.04	46.40	1.81	2.44	0.48
12	LEA 400kV Bucuresti- Slatina	239.71	169.49	46.94	1.76	1.94	1.98
13	AT 3 400/220kV Mintia	241.07	169.29	48.50	2.34	1.82	5.37
14	LEA 400kV Gutinas- Smardan	242.03	169.27	49.45	3.15	2.45	7.10
15	AT 3 220/110kV Iernut	240.49	169.07	48.12	2.08	1.72	4.38
16	AT 3 400/220kV Brazi V	239.46	168.95	47.26	1.71	1.78	2.34
17	LEA 400kV Slatina- Tantareni	238.01	168.60	46.14	1.04	1.40	0.24
18	LEA 400kV Domnesti- Brazi V	238.46	168.52	46.66	1.23	1.35	1.37
19	LEA 400kV Sibiu- Tantareni	237.91	168.46	46.17	1.00	1.32	0.30
20	LEA 400kV Sibiu- Brasov	239.69	168.38	48.02	1.75	1.27	4.32
21	LEA 400kV Lacu Sarat- Gura Ialomitei	239.34	168.31	47.74	1.60	1.40	3.02
22	LEA 220kV Bradu- Targoviste c2	238.62	168.10	47.26	1.35	1.27	2.34
23	AT 220/110kV Fai	247.40	167.97	56.09	5.03	1.02	21.86
24	LEA 220kV Barbosi- Filesti	238.73	167.86	47.60	1.35	0.96	3.41
25	T 400/110kV Sibiu	241.78	167.84	50.65	2.64	0.94	10.04
26	LEA 400kV Medgidia- Cernavoda	239.30	167.80	48.21	1.45	0.86	4.24
27	LEA 400kV Pelicanu- Cernavoda	239.28	167.76	48.24	0.89	1.13	0.44
28	LEA 220kV Bradu- Stuparei	238.05	167.76	47.02	1.06	0.90	2.15

La schemele de retrageri din exploatare au fost luate in considerare conditionarile de regim de la cap.6, incluzand si buclarile necesare in retea de 110kV pentru satisfacerea criteriului N-1.
Se mentioneaza ca valorile pe SEN includ pierderile in transformatoarele bloc modelate.

D. Verificarea criteriului de siguranta N-1

La functionare in schemele de calcul cu retrageri de lunga durata pentru iarna 2010-2011, declansarea unui element de retea poate conduce la regimuri cu tensiuni si curenti in afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin masuri preventive, fie prin masuri postavarie, astfel:

In toate schemele de calcul declansarea AT 220/110kV Lotru conduce la insularizarea centralelor din zona pe consumul aferent. Se mentioneaza ca se functioneaza cu linia 110kV Sadu-Dumbrava si cu CT Bradisor deconectate in schema normala. Eventuala conectare a liniei 110kV Sadu-Dumbrava pentru topirea chiciurei este posibila, criteriul N-1 respectandu-se si in aceste conditii. Se mentioneaza ca linia 110kV Orlat-Petresti este conectata (vezi pct. 3.1.1.5 pozitia 9).

In toate schemele de calcul zona Fundeni 110kV A si B functioneaza debuclet: liniile 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti, respectiv Afumati-Caciulati si Fundeni-Solex sunt deconectate. De aceea 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 uneia din liniile de pe axa 220kV Buc. S-Fundeni-Brazi V. c1(sau c2) si declansarea celeilalte.

In toate schemele de calcul, datorita desfasurarii lucrarilor corespunzatoare etapei 1 in statia 110kV L. Sarat, descrise in cap. 3.1.1.1 si care consta in retragerea din exploatare a AT2 220/110kV L. Sarat si a celulelor liniilor 110kV Braila S. c1 si Ostrov c2 in statia 110kV L. Sarat, pentru evitarea ramanerii fara tensiune a statiilor din zona la declansarea AT1 220/110kV L. Sarat:

-se conecteaza linia 110kV Maxineni pe bara 2 Liesti;

-se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita pe bara 1 110kV Brailita, Smardan-Brailita pe bara 2A 110kV Brailita (CT 110kV Brailita conectata in schema normala).

Conform solicitarii DET Bacau, se conecteaza in statia Ostrov linia lunga 110kV Braila S.-Ostrov, realizata prin suntarea liniilor 110kV L. Sarat-Braila S. c1 si L. Sarat-Ostrov c2. Se conecteaza in statia Ostrov si c1 al liniei 110kV L. Sarat-Ostrov, dar se deconecteaza in statia Ostrov linia 110kV Ostrov-Traianu.

In toate schemele de calcul, datorita mentinerii AT2 220/110kV Gheorghieni in rezerva pentru reducerea cpt, conform solicitarii ST Sibiu, pentru evitarea ramanerii fara tensiune a statiilor din zona la declansarea AT1 220/110kV Gheorghieni, se conecteaza linia 110kV M. Ciuc-Vlahita-Odorhei.

In toate schemele de calcul, se functioneaza cu un singur T 400/110kV Medgidia S. si CT 110kV conectata, pentru reducerea cpt.

Pentru evitarea incarcarii T 400/110kV aflat in functiune in statia Medgidia S la valori cuprinse intre 100%Sn si cca. 109%Sn la declansarea liniei 400kV Constanta N-Cernavoda, postavarie, se conecteaza ambele T 400/110kV in statia Medgidia S si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S., daca deficitul zonei Constanta – Medgidia depaseste o anumita valoare.

Sub aceasta valoare se functioneaza cu un singur T 400/110kV si cu CT110kV conectata in statia Medgidia.

Pentru perioade scurte de depasire a valorii, postavarie, se poate conecta doar linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei.

In toate schemele de calcul, la declansare (si evident dupa probare nereusita) a :

- liniei 400kV Cernavoda-Medgidia, se deconecteaza postavarie T1,2 400/110kV Medgidia
- liniei 400kV Rosiori-Oradea, se deconecteaza postavarie T 400/110kV Oradea

- liniei 220kV Stalpu-Teleajan, se deconecteaza postavarie AT 220/110kV Stalpu.

In toate schemele de calcul, pentru eliminarea suprasarcinii (de pana la cca. 105%Sn) pe AT 220/110kV Munteni la declansarea AT 220/110kV aflat in functiune in statia FAI, se aduce in functiune postavarie AT 220/110kV FAI aflat in rezerva. Daca deficitul zonei FAI depaseste valoarea limita (in regimul R6, pentru un palier corespunzator unui consum mai mare cu 600MW fata de palierul VSI) se functioneaza cu ambele AT 220/110kV FAI.

In toate schemele de calcul, sunt mentinute in rezerva urmatoarele unitati de transformare (se are in vedere alternanta sezoniera si punerea in functiune a unor unitati de transformare) :

AT2 220/110kV Dumbrava, AT1 220/110kV FAI (cu exceptia functionarii in R6), un AT4 220/110kV Gutinas, AT2 220/110kV Gheorghieni (cu RABD in functiune in statia 110kV V. Crisului), AT1 220/110kV Ungheni, AT2 220/110kV Resita, AT1 220/110kV Isalnita, AT2 220/110kV Craiova N. (cu exceptia functionarii in R6), AT2 220/110kV Ghizdaru, AT2,3 220/110kV Tn. Magurele, AT 220/110kV Tihau, T4 400/110kV G. Ialomitei, AT1 220/110kV Arefu, T1 400/110kV Medgidia, AT 220/110kV Tg. Jiu (cu exceptia R1, R2, R5, adica pe perioada indisponibilitatii AT 220/110kV Sardanesti).

In statiile cu mai mult de o unitate de transformare, schema normala finala va tine cont de propunerile ST-ului, in ceea ce priveste unitatea de transformare care va fi mentinuta in rezerva.

Schema A, R1

D1 In schema de calcul A, R1, datorita retragerii din exploatare a AT2 220/110kV B. Mare3, pentru evitarea ramanerii fara tensiune a statiilor din zona la declansarea AT1 220/110kV B. Mare3, se functioneaza cu CT 110kV B. Mare3 si linia 110kV B. Mare3-Baciu conectate.

D2 In schema de calcul A, R1, datorita indisponibilitatii AT 220/110kV Sardanesti, pentru evitarea scaderii tensiunii statiilor din zona la valori de cca. 81-93kV la declansarea AT 220/110kV Urechesti, se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu si CH1 Turceni.

D3 In schema de calcul A, R1, in zona Valcea, pentru evitarea supraincercarii AT 220/110kV Raureni si a liniei 110kV Raureni-Govora la declansarea AT 220/110kV Stuparei, pentru o putere generata de peste cca. 400MW, se functioneaza cu liniile 110kV Jiblea-Arges S., V. Danului-Cornetu cu derivatia G. Lotrului si P. Lacului-Cazanesti conectate.

D4 In schema de calcul A, R1, la declansarea AT1 220/110kV Cluj Floresti apar suprasarcini pe AT2 220/110kV Cluj Floresti si linia 110kV Cluj Floresti-Manastur-

De asemenea, la declansarea AT2 220/110kV Cluj Floresti se incarca AT1 220/110kV Cluj Floresti - Se defineste zona Cluj-Bistrita, delimitata de liniile 110kV Munteni-Huedin, Baia Mare3-Baciu, Baia Mare3-Somcuta, Deda-Lechinta, C. Turzii-Aiud, C. Turzii-IMA, AT1,2 220/110kV Cluj Floresti. Si CT 110kV Iernut.

- Pentru un anumit deficit al acestei zone se respecta criteriul N-1, fara nici o masura suplimentara, tinand cont ca linia 110kV B. Mare3 (bara2)-Baciu este conectata datorita retragerii din exploatare a AT2 B. Mare3
- Pentru un deficit al acestei zone mai mare, pentru respectarea criteriului N-1 se conecteaza in plus CT 110kV Iernut si liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud.

Schema B, R2

D1 In schema de calcul B, R2, datorita retragerii din exploatare a AT2 220/110kV B. Mare3, pentru evitarea ramanerii fara tensiune a statiilor din zona la declansarea AT1 220/110kV B. Mare3, se functioneaza cu CT 110kV B. Mare3 si linia 110kV B. Mare3-Baciu conectate.

D2 In schema de calcul B, R2, datorita indisponibilitatii AT 220/110kV Sardanesti, pentru evitarea scaderii tensiunii statiilor din zona la valori de cca. 81-93kV la declansarea AT 220/110kV Urechesti, se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu si CH1 Turceni.

D3 In schema de calcul B, R2, la declansarea AT1 220/110kV Cluj Floresti apar suprasarcini pe AT2 220/110kV Cluj Floresti si linia 110kV Cluj Floresti-Manastur-
De asemenea, la declansarea AT2 220/110kV Cluj Floresti apar suprasarcini pe AT1 220/110kV Cluj Floresti.

Se defineste zona Cluj-Bistrita, delimitata de liniile 110kV Munteni-Huedin, Baia Mare3-Baciu, Baia Mare3-Somcuta, Deda-Lechinta, C. Turzii-Aiud, C. Turzii-IMA, AT1,2 220/110kV Cluj Floresti. Si CT 110kV Iernut.

- Pentru un anumit deficit al acestei zone, se respecta criteriul N-1, fara nici o masura suplimentara, tinand cont ca linia 110kV B. Mare3 (bara2)-Baciu este conectata datorita retragerii din exploatare a AT2 B. Mare3
- Pentru un deficit al acestei zone mai mare, pentru respectarea criteriului N-1 se conecteaza in plus CT 110kV Iernut si liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud.

D4 In schema de calcul B, R2, la declansarea AT 220/110kV aflat in functiune in statia Ghizdaru, se incarca linia 110kV Domnesti-IFA la cca. 101% I_{30} , dar valoarea este inferioara celei corespunzatoare temperaturii de 20°C.

Schema C, R3

D1 In schema de calcul C, R3, la declansarea AT1 220/110kV Cluj Floresti se incarca AT2 220/110kV Cluj Floresti si linia 110kV Cluj Floresti-Manastur.

De asemenea, la declansarea AT2 220/110kV Cluj Floresti se incarca AT1 220/110kV Cluj Floresti la cca. 107% S_n .

Se defineste zona Cluj-Bistrita, delimitata de liniile 110kV Munteni-Huedin, Baia Mare3-Baciu, Baia Mare3-Somcuta, Deda-Lechinta, C. Turzii-Aiud, C. Turzii-IMA, AT1,2 220/110kV Cluj Floresti. Si CT 110kV Iernut.

- Pentru un anumit deficit, se respecta criteriul N-1, fara nici o masura suplimentara
- Pentru un deficit marit al acestei se respecta criteriul N-1, daca se conecteaza linia 110kV B. Mare3-Baciu
- Pentru un deficit limita al acestei zone, pentru respectarea criteriului N-1 se conecteaza in plus CT 110kV Iernut si liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud. Se mentioneaza ca in regimul R3 in CTE Iernut s-a considerat in functiune un singur grup care debiteaza in 220kV (vezi anexa 2.3.1). Nu s-a considerat productie in CTE Iernut care sa fie debitata in 110kV.

Analiza zona de vest Bucuresti pe regimul R3

La propunerea DET Bucuresti s-a analizat suplimentar si o alta distributie pe barele de 110kV ale statiei Domnesti diferita fata de cea prezentata la pct. 3.2.1.5.

Distributia modificata este:

Bara 1:

- T5 400/110kV
- Linia 110kV Masini Grele A+C
- Linia 110kV Domnesti-Chitila, c1
- Linia 110kV Domnesti-Chitila, c2

Bara 2A:

- T1 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-Bujoreni, c2
- Linia 110kV Domnesti-Jilava
- Linia 110kV Domnesti-Mihailesti

Bara 2B:

- T2 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-Bujoreni, c1
- Linia 110kV Domnesti-IFA

S-a solicitat de catre DET Bucuresti si conectarea liniilor 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.

Pe schema de calcul C, bal.3 (VSI), adica regimul R3, modificat in zona statiei Domnesti conform solicitarii DET Bucuresti, s-au analizat un regim de incarcare maxima si unul de incarcare minima a cantralelor care debiteaza pe zona de vest (CET Vest, CET Grozavesti si grupurile din CET Progresu care debiteaza pe bara A, catre zona de vest).

a. Regim maxim in zona de vest

- **confidential**

Se mentioneaza ca CET Progresu are in functiune TA3 debitand pe bara Progresu B, pe zona de sud.

Se verifica daca este indeplinit criteriul N-1.

La declansarea T5 400/110kV Domnesti se incarca linia 110kV Bujoreni-Crangasi la cca. $755A > I_{30} = 575A$. Se mentioneaza ca limita admisibila a acestei linii este data de unul din tronsoanele in cablu de $500mm^2$ Al/Al al liniei.

Solutie: Daca se deconecteaza cupla 110kV Crangasi, iar consumul acestei statii se alimenteaza din T2 400/110kV Domnesti si in plus se cresc si tensiunile in 110kV in zona Targoviste prin modificarea pozitiei ploturilor pe pozitia 15, criteriul N-1 este respectat.

b. Regim minim in zona de vest

- **confidential**

Se mentioneaza ca CET Progresu are in functiune TA3 si TA4 debitand pe bara Progresu B, pe zona de sud.

Se verifica daca este indeplinit criteriul N-1.

La declansarea T2 400/110kV Domnesti se incarca liniile 110kV Domnesti-Bujoreni c2 la 905A ($104\% I_{30}$), Bujoreni-Militari c2 la 905A ($136\% I_{30}$) si Militari-Grozavesti c2 la 649A ($108\% I_{30}$)

La declansarea T1 400/110kV Domnesti se incarca T2 400/110kV Domnesti la cca. $101\% S_n$, liniile 110kV Domnesti-Bujoreni c1 la 994A ($114\% I_{30}$), Bujoreni-Militari c1 la 852A ($128\% I_{30}$) si Militari-Grozavesti c1 la 656A (cca. $109\% I_{30}$).

La declansarea T5 400/110kV Domnesti se incarca liniile 110kV Domnesti-Bujoreni c1 la 939A ($106\% I_{30}$) si Bujoreni-Militari c2 la 705A ($106\% I_{30}$)

Deconectarea cuplei 110kV Grozavesti, inversarea celor doua circuite Militari-Grozavesti pe barele din Grozavesti nu sunt masuri suficiente la nivelul consumului considerat in zona Bucuresti-Ilfov.

In concluzie, se propune adoptarea pentru zona de vest a Bucurestiului a schemei propuse la pct. 3.1.1.4

Schema C, R6

D1 In schema de calcul C, R6, nu se respecta criteriul N-1:

- la declansarea AT 220/110kV aflat in functiune in statia FAI (regim divergent)
- la declansarea AT 220/110kV Munteni (se incarca la $110\% S_n$ AT 220/110kV aflat in functiune in statia FAI).

Pentru respectarea criteriului N-1 se functioneaza cu ambele AT 220/110kV in statia FAI, daca deficitul zonei FAI este mai mare de valoarea limita.

Pentru un deficit mai mic de limita, postavarie, dupa declansarea AT 220/110kV aflat in functiune in statia FAI se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia FAI.

D2 In schema de calcul C, R6 la declansarea AT1 220/110kV Cluj Floresti se incarca AT2 220/110kV Cluj Floresti la cca. 118% S_n si linia 110kV Cluj Floresti-Manastur la cca. 117% I_{30} , daca grupul din CTE Iernut ce debiteaza in 110kV nu este conectat la bara 1 110kV Iernut (pe partea cu Clujul).

De asemenea, la declansarea AT2 220/110kV Cluj Floresti se incarca AT1 220/110kV Cluj Floresti la cca. 107% S_n .

Se mentioneaza ca in regimul R6, spre deosebire de regimurile R1÷R5, - **confidential**

Depasirile incarcarii admisibile pe un AT 220/110kV Cluj FI. la declansarea celui alt, in conditiile in care statia Gadalin este retrasa, pot fi evitate fara buclari suplimentare, daca se conecteaza TA4 la bara 1 110kV Iernut (pe partea cu Clujul).

- **confidential**

D3 In schema de calcul C, R6, nu se respecta criteriul N-1 la declansarea c2 al liniei 220kV Isalnita-Craiova (se incarca c1 al liniei 220kV Isalnita-Craiova la cca. 103% I_{30}).

Pentru respectarea criteriului N-1 se functioneaza cu ambele AT 220/110kV in statia Craiova N.

D4 In schema de calcul C, R6, nu se respecta criteriul N-1 la declansarea AT 220/110kV aflat in functiune in statia Ghizdaru (se incarca linia 110kV Domnesti1-IFA la cca. 107% I_{30}). Valoarea curentului pe aceasta linie este insa inferioara I_{20} .

D5 In schema de calcul C, R6, nu se respecta criteriul N-1 la declansarea T1 400/110kV Domnesti (se incarca linia 110kV Domnesti1-IFA la cca. 104% I_{30}). Valoarea curentului pe aceasta linie este insa inferioara I_{20} .

Schema D, R4

D1 In schema de calcul D, R4, in zona Valcea, pentru evitarea supraincarii AT 220/110kV Raureni si a liniei 110kV Raureni-Govora la declansarea AT 220/110kV Stuparei si a supraincarii AT 220/110 kV Stuparei la declansarea AT 220/110kV Raureni, - **confidential**, se functioneaza cu liniile 110kV Jiblea-Arges S., V. Danului-Cornetu cu derivatia G. Lotrului si P. Lacului-Cazanesti conectate.

3.3.2 Functionarea in schemele suplimentare

3.3.2.1 Schema RTh Mintia

Lucrarile de RTh in statiile 220kV si 110kV Mintia se desfasoara in perioada august 2010 - septembrie 2012. Retragerile din exploatare ale echipamentelor si instalatiilor din gestiunea ST Timisoara se vor desfasura conform programului prezentat in tabelul de mai jos:

		2010												2011													
Nr.	Luna/saptamana	octombrie				noiembrie				decembrie				ianuarie				februarie				martie					
crt	Denumire echipament	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
LEA 220 kV		E2												E3+4													
1	Celula 220kV AT1	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7				
2	AT1	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	
3	LEA 220kV Mintia - TG1	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7				
4	Cupla Combinata 1 220kV	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7				
5	LEA 220 kV Mintia - Timisoara	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	7			
5	LEA 220kV Mintia - TG2	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	7			
6	Celula 220kV AT4	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	7			
7	AT4	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	
8	LEA 220 kV Mintia - Pestis 1																								7	7	7
9	Cupla Longitudinala 220kV																								7	7	7
10	Celula 220kV rezerva	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P			
11	Leg. Intre barele vechi si noi																							P	P	P	P
LEA 110 kV		E2																									
1	LEA 110kV Mintia - Baita	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
2	LEA 110kV Mintia - Brad	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
3	LEA 110kV Mintia - Paulis	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	Cupla Transversala 110kV	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
5	Celula 110kV AT1	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
6	AT1	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
		R1				R2				R3				R4													

M – celula mobila

P - provizorat

Se va analiza pentru perioada 1.10.2010-31.03.2011 respectarea criteriului N-1 la declansari in RET / RED in zona, in schema cu retragerile de lunga durata, dar si in scheme cu retrageri suplimentare de durata mai scurta.

Perioada de analiza este formata din:

- octombrie 2010-februarie 2011, in care este in desfasurare etapa 2 in 220kV si etapa 2 in 110kV
- martie 2011, in care este in desfasurare etapa 3+4 in 220kV si etapa 2 in 110kV

Descrierea configuratiei statiilor de 220kV si 110kV este facuta la cap. 3.2.1.1, 3.2.1.2, 3.2.1.3 pentru perioada octombrie 2010-februarie 2011 si la cap. 3.2.1.4 pentru perioada martie 2011.

Etapă 2 220kV si etapa 2 110kV

Sunt retrase din exploatare AT4 400/220kV (echipament si celula 400kV), AT1 220/110kV (echipament + celule 220kV si 110kV), liniile 110kV Brad si Paulis (inclusiv celulele in statia 110kV Mintia).

Sunt retrase din exploatare si celula liniei 220kV Timisoara in statia 220kV Mintia si celula liniei 110kV Baita, in statia 110kV Mintia.

Linia 220kV Mintia-Timisoara functioneaza printr-un provizorat prin cablu pe celula 220kV „REZERVA”, care a fost echipata in acest scop.

Linia 110kV Mintia-Baita functioneaza pe o celula 110kV mobila.

In statia 220kV CC1 este retrasa. CC2 este conectata ca CT intre bara 1B si bara 2, iar CL este conectata intre bara 1A si 1B. Este retras din exploatare TG1, iar TG2 functioneaza pe celula 220kV AT4 400/220kV.

In statia 110kV CT este retrasa. CTf functioneaza ca CT printr-un provizorat.

S-a solicitat din partea DET Timisoara pentru etapa 2 in statia 110kV suntarea liniei 110kV Mintia-Deva Decebal cu Mintia-Paulis si deconectarea liniei in Paulis, precum si conectarea liniei 110kV Brad-G. Rosiei si a CT Vascau.

Etapă 3+4 220kV si etapa 2 110kV

Se retrage suplimentar fata de etapa 2 linia 220kV Mintia-Pestis, c1 (inclusiv celula).

Sunt retrase din exploatare AT4 400/220kV (echipament), AT1 220/110kV (echipament+celula 110kV), liniile 110kV Brad si Paulis (inclusiv celulele).

Linia 220kV Mintia-Timisoara functioneaza pe celula proprie in statia noua pe bara 2.

In statia 220kV CL este retrasa. CC2 este conectata ca CT intre bara 1B si bara 2 in statia veche 220kV, iar CC1 este deconectata intre barele 2 si 1A din statia noua.

Este retras din exploatare TG1, iar TG2 functioneaza pe celula TG1 printr-un provizorat.

Statia noua si statia veche 220kV sunt conectate prin cablu la celula de rezerva in statia veche si rigid in statia noua pe bara 1A .

Se mentioneaza ca schema statiilor Mintia 220kV si Mintia 110kV aflate in RTh este aceeaasi in schemele de calcul A, B, C (etapa 2 in statia Mintia 220kV).

Schema statiei Mintia 220kV este diferita in schema de calcul D (demareaza etapa 3+4 in statia Mintia 220kV).

Schema statiei Mintia 110kV este aceeaasi in schema de calcul D cu cea din schemele de calcul A, B, C (etapa 2 in statia Mintia 110kV).

Analiza privind respectarea criteriului N-1 se face separat, pe regimurile R1, R2, R3, R4.

- **confidential**

I. Pentru schemele cu retrageri de lunga durata R1, R2, R3, R4

Se respecta criteriul N-1, la declansari in RET si RED in zona, in toate regimurile.

II. Pentru schemele cu retrageri din exploatare de lunga durata si retrageri suplimentare de durata mai scurta in zona (atat in RET, cat si in RED):

Criteriul N-1 in schema cu retrageri de lunga durata si retrageri suplimentare de durata mai scurta in zona (atat in RET, cat si in RED) se respecta fara a fi luate masuri suplimentare, cu urmatoarele exceptii:

- la retragerea liniei 110kV Mintia-Deva Decebal sau a liniei 110kV Pestis-CFR Deva simultan cu declansarea celui alt element raman fara alimentare statiile Deva Decebal, CFR Deva, Simeria. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Simeria-Calan.
- la retragerea liniei 110kV Deva Decebal-CFR Deva sau a liniei 110kV Pestis-CFR Deva simultan cu declansarea celui alt element raman fara alimentare statiile CFR Deva, Simeria. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Simeria-Calan.

In anexa 5.3.1 sunt prezentate rezultatele analizelor din punct de vedere stationar si tranzitoriu privind puterea maxima generata in CTE Mintia, pe durata lucrarilor de retehnologizare.

3.3.2.2 Schema RTh L. Sarat

Conform programului de lucrari transmis de ST Constanta retragerile din exploatare sunt prezentate in figura de mai jos:

**Retrageri din exploatare pentru retehnologizarea statiei 400kV si 110kV Lacu Sarat
in iarna 2010-2011**

Saptamana 1 incepe cu ziua de luni 27.12.2010

Nr.		Luna/saptamana		octombrie				noiembrie				decembrie				ianuarie				februarie				martie						
crt.	Denumire echipament			40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
LEA 400 kV																														
1	G Ialomitei-L. Sarat																													
2	Smardan-L. Sarat																													
3	L.Sarat - G4																													
LEA 110 KV																														
1	L Sarat-Ostrov c2																													
2	L Sarat-Braila Sud c1																													
3	L Sarat-Braila Sud c2																													
	L Sarat-CTE c1																													
	L Sarat-CFR c2																													
1	L Sarat-CFR c1																													
2	L Sarat-CCH2																													
Trafo +AT + BC																														
1	Lacu Sărat AT4 - 400/220 kV																													
2	Lacu Sărat AT3 - 400/220 kV																													
3	Lacu Sărat AT2 - 220/110 kV																													
4	Lacu Sărat T2 - 110/20 kV																													

R1: schema de calcul A, VS TP R2: schema de calcul B, VS I R4: schema de calcul D, VS TP
R5: schema de calcul A, GS TP R3: schema de calcul C, VS I

VS TP - palier consum varf mediu seara toamna-primavara zi lucratoare
VS I - palier consum varf mediu seara iarna zi lucratoare
GS TP - palier consum gol mediu noapte toamna-primavara zi sarbatoare

Descrierile schemelor de calcul sunt prezentate la punctele 3.2.1.1-4.

I. Pentru schemele de calcul cu retrageri de lunga durata R1, R2, R3, R4
Se respecta criteriul N-1.

II. Pentru regimuri cu retragerea din exploatare a unor elemente de retea:

In RET

Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Smardan** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina:

	R1	R2	R3	R4
incarcarea liniei 110kV Lacu Sarat-Hipodrom la cca.	110% I _{30°}	116% I _{30°}	119% I _{30°}	105% I _{30°}
incarcarea AT1 220/110kV Lacu Sarat la cca.	-	105% S _n	108% S _n	-

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti sau a T1 400/110kV Smardan:

- se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traianu;
- in plus in regimurile R2 si R3 se functioneaza cu AT1 220/110kV Lacu Sarat pe plotul 7 sau se conecteaza postavarie CL 110kV Smardan.

Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Smardan** sau a **AT 220/110kV Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina:

	R1	R2	R3	R4
incarcarea liniei 110kV Lacu Sarat-Hipodrom la cca.	137% I _{30°}	138% I _{30°}	134% I _{30°}	128% I _{30°}
incarcarea AT1 220/110kV Lacu Sarat la cca.	115% S _n	118% S _n	117% S _n	113% S _n

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a AT 220/110kV Filesti sau a T1 400/110kV Smardan:

- 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 linia 110kV Ostrov-Traianu.
- in plus in regimurile R2 si R3 se functioneaza cu AT1 220/110kV Lacu Sarat pe plotul 7 sau se conecteaza postavarie CL 110kV Smardan.

La retragerea uneia din liniile 400kV Lacu Sarat-G. Ialomitei sau Constanta N.-Cernavoda se aduce in functiune T 400/110kV Medgidia aflat in rezerva (cu deconectarea CT 110kV Medgidia).

La retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-G. Ialomitei** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element rezulta:

	R1	R2	R3	R4
incarcarea T2 400/110kV Medgidia S. la cca.	-	-	102% S_n	-
incarcarea iniei 110kV Basarabi-MedgidiaS. c1 la cca.	-	-	141% I_{30°	134% I_{30°
incarcarea iniei 110kV Basarabi-MedgidiaS. c2 la cca.	-	-	102% I_{30°	-
incarcarea iniei 110kV Medgidia1-MedgidiaS. la cca.	-	-	108% I_{30°	104% I_{30°

La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S. pe bara B2-110kV Medgidia S.
- se conecteaza liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, Ostrov-Traianu si CT 110kV G. Ialomitei;
- se deconecteaza liniile 110kV Medgidia N.-Medgidia1 si Basarabi-Lumina;
- se trece consumul statiei 110kV Constanta Centru de pe statia 110kV CET Palas pe statia 110kV Baba Novac;

In RED

Analiza s-a efectuat pentru elementele cu influenta asupra regimurilor de functionare in zona 110kV Lacu Sarat. Analiza liniilor 110kV radiale nu a facut obiectul studiului.

In regimurile R1, R2, R3, R4:

La retragerea din exploatare a unei linii 110kV de pe una din axele 110kV:

- Lacu Sarat-Gropeni-Cuza Voda-Gura Ialomitei,
- Lacu Sarat-Urleasca-Bordei Verde-Ianca-Faurei-Jugureanu-Dudesti-Baraganul-Gura Ialomitei,
- Lacu-Sarat-Insurarei-Gura Ialomitei,

pentru evitarea unui regim cu tensiuni sub limitele normale la declansarea unui element de pe o a doua axa 110kV, se conecteaza CT 110kV Gura Ialomitei.

La retragerea din exploatare a unei linii 110kV de pe una din axele 110kV:

- Lacu Sarat-Romanu-Maxineni-Liesti-Tudor Vladimirescu-Schela-Smardan,
- Lacu Sarat-Hipodrom-Brailita-Smardan,
- Lacu Sarat- Braila Sud-Brailita-Abator-Smardan,
- Lacu Sarat-Ostrov cu derivatiile spre Lunca, Lebada, Zatna,
- Brailita-Braila Sud-Ostrov.

pentru evitarea unui regim de tensiuni sub limitele normale la declansarea unui element de pe o a doua axa 110kV:

- 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 linia 110kV Ostrov-Traianu.

3.3.3 Functionarea cu linia 400kV Isaccea-Varna

S-a realizat o analiza privind implicatiile functionarii cu linia de interconexiune 400kV Isaccea-Varna. Linia este echipata cu conductor activ $5 \times 300\text{mm}^2$ pe faza, proiectata pentru 750kV, dar urmand sa functioneze la 400kV.

Analiza s-a efectuat pe regim de varf (R3 – VSI, schema de calcul C) si pe regim de gol (R5 – VS TP, schema de calcul A).

S-a analizat influenta asupra cpt in RET, asupra nivelului de tensiune si asupra respectarii criteriului N-1.

3.3.3.1 Regim de varf R3

Functionarea cu una din liniile de interconexiune 400kV din Isaccea (fie Isaccea-Dobrudja, fie Isaccea-Varna), determina incadrarea tensiunilor statiilor din zona in limitele admisibile, fara a fi necesara conectarea unei bobine in statia Isaccea.

Functionarea cu ambele linii de interconexiune 400kV din Isaccea determina cresterea cu cca. 3kV a tensiunii in statia Isaccea. Ca urmare se conecteaza una din cele doua bobine din Isaccea.

Criteriul N-1 se respecta atat la functionarea cu una din liniile de interconexiune din statia Isaccea, cat si la functionarea cu ambele..

In ceea ce priveste influenta asupra cpt in RET, functionarea cu ambele linii de interconexiune din Isaccea conduce la cresterea cpt de la 165.9MW (la functionarea cu linia Isaccea-Dobrudja) la 166.7MW. Cresterea este datorata pierderilor pe linia Isaccea-Varna, cat si bobinei conectate pentru scaderea nivelului de tensiune din Isaccea.

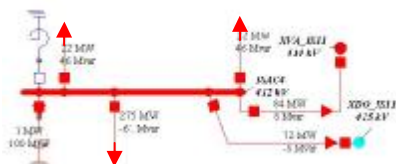
Functionarea cu linia Isaccea-Varna conduce la cpt mai mic fata de functionarea cu linia Isaccea-Dobrudja (cu cca. 1.4MW).

3.3.3.2 Regim de gol R5

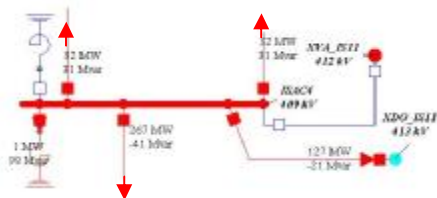
Criteriul N-1 se respecta atat la functionarea cu una din liniile de interconexiune din statia Isaccea, cat si la functionarea cu ambele.

Functionarea cu ambele linii de interconexiune in statia Isaccea determina cresterea tensiunii in statia Isaccea cu cca. 3kV fata de cazul functionarii cu o singura linie de interconexiune (o singura bobina in statia Isaccea in ambele situatii), valoarea fiind sub limita admisibila. Nu este necesara conectarea de bobine suplimentare disponibile (Isaccea, Cernavoda).

Circulatiile in conditiile functionarii cu ambele linii de interconexiune din statia Isaccea sunt prezentate mai jos:



Circulatiile in conditiile functionarii cu o linie de interconexiune din statia Isaccea sunt prezentate mai jos:



Valorile cpt in regimurile R3 si R5 in diverse situatii de functionare a interconexiunii din statia Isaccea este prezentata in tabelul de mai jos:

R3	cpt [MW] cu:	SEN	RET
	L 400kV Isaccea-Dobrudja	235.7	165.9
	L 400kV Isaccea-Varna	234.4	164.6
	L 400kV Isaccea-Dobrudja si Isaccea-Varna	237.1	166.5

R5	cpt [MW] cu:	SEN	RET
	L 400kV Isaccea-Dobrudja	161.4	131.4
	L 400kV Isaccea-Varna	160.1	130.1
	L 400kV Isaccea-Dobrudja si Isaccea-Varna	161.7	131.7

3.3.4 Functionarea cu noua instalatie de reglaj al tensiunii pe bara 220kV Lotru

S-a analizat impactul instalatiei de reglaj al tensiunii pe bara 220kV Lotru asupra nivelului de tensiuni in zona, la 2 paliere de consum de iarna, varf de seara si gol de noapte dintr-o zi lucratoare: VSI (R3), GNI (R7).

Palierul GNI este un gol de noapte pentru zi lucratoare de iarna cu $P_c = 6400\text{MW}$ si sold import 200MW .

S-a analizat posibilitatea utilizarii pentru reglajul tensiunii in SEN a instalatiei de reglaj al tensiunii pe bara 220kV Lotru in locul modificarii ploturilor unitatilor de transformare din zona (AT5,6 400/220kV Sibiu, AT 400/220kV Iernut, AT3 400/220kV Mintia, AT 220/110kV Lotru) sau/si in locul utilizarii unei bobine din zona (Darste) intre cele doua paliere de zi lucratoare.

In regimul R7, s-au considerat aceleasi ploturi ale unitatilor de transformare ca si in R3 pentru:

AT5,6 400/220kV Sibiu: 12

AT 400/220kV Iernut: 9

AT3 400/220kV Mintia: 13

AT 220/110kV Lotru: 6

In regimul R7, s-au considerat in functiune bobinele din R3 si suplimentar cele din Gutinas, Suceava, Buc. S., Isaccea (o bobina). Nu s-au considerat in functiune bobina din Darste si cea din Oradea.

In aceste conditii, in regimul R7, tensiunea in statiile din zona Sibiu, Iernut depasesc cu cca. 3kV limita admisibila (Sibiu: 421.5kV, Iernut: 422.7kV, Rosiori: 423.4kV), - **confidential** daca se functioneaza cu grupul din CHE Lotru cu $U_{borne} = 15\text{kV}$.

Daca in R7 se functioneaza cu grupul din Lotru cu $U_{borne} = 14.2\text{kV}$ tensiunea in statiile din zona Sibiu, Iernut depasesc limitele admisibile (Sibiu: 420.5kV, Iernut: 422kV, Rosiori: 423kV), , - **confidential**

Daca in R7 se functioneaza cu un grup din CHE Lotru in regim capacitiv, cu $U_{borne} = 14.2\text{kV}$ si cu un al doilea grup in regim de compensator, cu $U_{borne} = 14.2\text{kV}$ tensiunea scade cu cca. 2kV fata de pasul anterior (Sibiu: 417.8kV, Iernut: 420kV, Rosiori: 421.8kV), , - **confidential**

Conectarea bobinei din Oradea conduce la tensiuni sub limita admisibila (Sibiu: 416kV, Iernut: 416.5kV, Rosiori: 414.4kV) si la trecerea in regim inductiv a acestor generatoare (Iernut G5: 0MVar, Mintia G3: 0Var, G5: 0MVar).

In concluzie, la palierul de gol de noapte dintr-o zi lucratoare iarna, functionarea cu un grup din CHE Lotru in regim capacitiv, cu $U_{borne} = 14.2\text{kV}$ si cu un al doilea grup in Lotru in regim de compensator, cu $U_{borne} = 14.2\text{kV}$, conduce la incadrarea tensiunilor din statiile Sibiu, Mintia, Iernut in limite admisibile, cu generatoarele din Mintia si Iernut functionand in regim inductiv, fara a fi necesara nici modificarea ploturilor unitatilor de transformare din zona (fata de palierul de varf de zi lucratoare iarna) si nici conectarea bobinei din Darste.

In aceste conditii, tensiunea la barele statiei 220kV Lotru este de cca. 226kV in regimul R7.

In tabelul de mai jos se prezinta valorile tensiunii de consemn la cele 3 paliere analizate:

Regim / Palier	Valoare tensiune consemn bare 220kV Lotru [kV]	Ploturi unitati transformare zona	Bobine in functiune	Ub generator Lotru [kV]	Ub compensator Lotru [kV]	Gen. Mintia, Iernut [MVar]	U Sibiu U Iernut U Rosiori [kV]
R3 / VS I	236	Conform anexei 3.15 pentru R3	Conform anexei 3.15 pentru R3	15	-	IernutG5: Q=56 Mintia G3: Q=55 Mintia G5: Q=40	418.6 418.9 415
R5 / Gs TP	226	Conform anexei 3.15 pentru R5	Conform anexei 3.15 pentru R5	14.2	14.2	IernutG5: Q=3 Mintia G3: Q=17	416.5 417.4 414.9
R7 / Gn I	226	Conform anexei 3.15 pentru R3	Conform anexei 3.15 pentru R5, mai putin bobina din Darste	14.2	14.2	IernutG5: Q=0 Mintia G3: Q=0 Mintia G5: Q=0	416 416.5 414.4

Tensiunea barelor de 220kV din statia Lotru, poate varia in functie de:

- folosirea sau nu a unui grup in CHE Lotru in regim de compensator,
- de tensiunea rezultata la bornele grupului generator sau compensator din CHE Lotru,
- de ploturile unitatilor de transformare din zona,
- de functionarea cu sau fara bobinele din zona,
- de tensiunea la borne si limitele de reactiv ale generatoarelor din zona (banda primara sau secundara),
- de functionarea generatoarelor din zona in regim inductiv sau capacativ.

3.3.5 Regimuri cu retragerea din exploatare a unor elemente de retea

I – Schema de calcul A (R1)

I.1 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV FAI aflat in functiune** sau a **liniei 400kV Gutinas-Smardan (sau linia 400kV Roman Nord-Bacau Sud sau linia 400kV Roman Nord-Suceava sau linia 400kV Brasov-Gutinas sau linia 220kV Gutinas-FAI sau a T2 400/110kV Suceava)** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila (cca. 98kV) in statiile 110kV din zona Iasi.

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

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Smardan sau a liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud sau a liniei 400kV Brasov-Gutinas sau a liniei 220kV Gutinas-FAI sau a T2 400/110kV Suceava se recomanda functionarea AT 220/110kV Munteni pe plotul 16.

La retragerea T2 400/110kV Suceava se vor lua in plus si urmatoarele masuri:

- se deconecteaza linia 400kV Roman N.-Suceava;
- se conecteaza CT110kV Stejaru.

I.2 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava (sau AT1 220/110kV Suceava)** sau a **liniei 400kV Roman N.-Suceava (sau T2 400/110kV Suceava)**, simultan cu declansarea celui alt element:

La retragerea liniei 220kV FAI-Suceava (sau AT1 220/110kV Suceava) se vor lua urmatoarele masuri:

- se deconecteaza AT1 220/110kV Suceava (respectiv linia 220kV FAI-Suceava);
- se conecteaza CT 110kV Stejaru;
- se verifica ca este in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava (sau T2 400/110kV Suceava) se vor lua urmatoarele masuri:

- se deconecteaza T2 400/110kV Suceava (respectiv linia 400kV Roman N.-Suceava);
- se conecteaza CT110kV Stejaru.

I.3 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Munteni** sau a **AT 220/110kV FAI** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila (cca. 84kV) in statiile 110kV din zona Iasi, incarcarea AT220/110kV Munteni la cca. $103\%S_n$ si incarcarea liniilor 110kV Delea-Munteni la cca. $112\%I_{30^\circ}$. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.

I.4 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Brasov- Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110kV Costieni-Rm. Sarat;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

sau

- **confidential**.

I.5 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Gutinas aflat in functiune** sau a **AT 220/110kV Focsani**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. $106\%S_n$. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Gutinas aflat in rezerva.

I.6 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **AT 220/110kV Dumbrava** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400kV din zona Bacau Sud, Roman Nord, Suceava si in statiile 110kV din zona Roman.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud se recomanda functionarea cu T 400/110kV Roman Nord pe plotul 9 si se verifica sa fie in functiune automatizarea BC400kV Suceava.

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

I.7 Retragera din exploatare a **T 400/110kV Roman Nord** sau a **AT 220/110kV Dumbrava** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Roman. La retragerea accidentala a a unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

I.8 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Constanta Nord-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Smardan-Gura Ialomitei** simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se aduce in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.
 - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Medgidia Sud circ.2 pe bara B1-110kV Medgidia Sud si Mircea Voda-Medgidia Sud pe bara B2-110kV Medgidia Sud;
 - se conecteaza linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru si se deconecteaza linia 110kV CET Palas-Constanta Centru;
 - se conecteaza linia 110kV Basarabi-Gura Ialomitei si CT110kV Gura Ialomitei;
 - se deconecteaza liniile 110kV Medgidia 1-Medgidia Nord si Basarabi-Lumina;
 - se conecteaza liniile 110kV Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrov-Traianu.
- In aceste conditii CT110kV Gura Ialomitei se incarca sub limita maxima admisibila.

I.9 Retragera 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 din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

I.10 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-FAI** sau a **AT 220/110kV FAI aflat in functiune** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Gutinas-FAI se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

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

I.11 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV FAI aflat in functiune** sau a **AT 220/110kV Munteni** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Iasi. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.

I.12 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Smardan** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Lacu Sarat-Hipodrom la 110% $I_{30^{\circ}}$.

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a T1 400/110kV Smardan se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traian;

La retragerea accidentala a liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traianu.

I.13 Retragera din exploatare a **T 400/110kV Smardan** sau a **AT 220/110kV Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Lacu Sarat la cca. 115% S_n , a liniei 110kV Lacu Sarat-Hipodrom la 137% $I_{30^{\circ}}$.

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a T 400/110kV Smardan se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traian si CT 110kV Liesti.

La retragerea accidentala a AT 220/110kV Filesti:

- 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 linia 110kV Ostrov-Traianu.

I.14 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud (sau T 400/110kV Roman Nord)** sau a **T 400/110kV Suceava (sau linia 400kV Roman Nord-Suceava)** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona. Postavarie se deconecteaza dupa caz T 400/110kV Suceava respectiv linia 400kV Roman Nord-Suceava. Se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

I.15 Retragera din exploatare a **T3 (sau T4) 400/110kV Gura Ialomitei** sau a **T2 400/110kV Pelicanu** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragera din exploatare a unui din elementele respective se conecteaza T4 (sau T3) 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva.

I.16 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Constanta Nord-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragera din exploatare a unui din elementele respective se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva, liniile 110kV Basarabi-Medgidia Sud circ.2 pe bara B1-110kV Medgidia Sud si Mircea Voda-Medgidia Sud pe bara B2-110kV Medgidia Sud si CT 110kV Medgidia S. se deconecteaza.

I.17 Retragera din exploatare a **T1 (sau T2) 400/110kV Constanta Nord** sau a **liniei 400kV Medgidia Sud-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T2 (sau T1) 400/110kV Constanta Nord cca. $171\%S_n$ si a CT 110kV Constanta Nord la cca. $158\%I_{TC}$.

La retragera din exploatare a T1 sau T2 400/110kV Constanta N.:

- Se aduce in functiune al doilea T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;
- Pentru un anumit deficit al zonei Constanta – Medgidia:
 - se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva pe bara B1-110kV Gura Ialomitei;
 - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Gura Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu;
 - se functioneaza in statiile 400/110kV Gura Ialomitei si Tulcea cu transformatorii 400/110kV pe plotul 9.
- Pentru un deficit al zonei Constanta – Medgidia mai mare:
 - in plus fata de masurile enumerate mai sus se deconecteaza linia 110kV Constanta Nord-Nazarcea.
- **confidential**.

La retragera din exploatare a liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda:

- Pentru un anumit deficit al zonei Constanta – Medgidia:
 - se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva pe bara B1-110kV Gura Ialomitei;
 - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Gura Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu;
 - se functioneaza in statiile 400/110kV Gura Ialomitei si Tulcea cu transformatorii 400/110kV pe plotul 9.
- Pentru un deficit al zonei Constanta – Medgidia mai mare :
 - in plus fata de masurile enumerate mai sus se deconecteaza linia 110kV Constanta Nord-Nazarcea.
- in plus fata de masurile enumerate mai sus **confidential**.

I.18 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** sau a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Tulcea. La retragera din exploatare a unui din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu.

I.19 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea Isaccea** sau a **liniei 400kV Constanta Nord-Tariverde** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea CEE Fantanele pe statiile din zona 110kV Tulcea. La retragera din exploatare a unui din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu.

I.20 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 pe bara de 400kV si pe bara B1-110kV a statiei Pelicanu. 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 (cuptoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

I.21 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Bucuresti Sud** sau a **AT2 220/110kV Bucuresti Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Lehliu-Tamadau la cca. 127% I_{30° si Solex-Tamadau la cca. 117% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CLT 110kV Progresu. Daca este necesar pentru echilibrarea unor circulatii se conecteaza suplimentar CT 110kV Bucuresti S..

I.22 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti Sud-Fundeni c1** sau a **liniei 220kV Bucuresti Sud-Fundeni c2** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest la cca. 105% S_n . La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

I.23 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti Sud–Fundeni c1** sau a **liniei 220kV Fundeni–Brazi Vest c1** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor alimentate din bara A-220kV a statiei Fundeni.

Similar pentru retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti Sud–Fundeni c2** sau a **liniei 220kV Fundeni–Brazi Vest c2** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor alimentate din bara B-220kV a statiei Fundeni.

Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este restabilita.

I.24 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti Sud–Fundeni c1 (sau c2)** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Bucuresti Sud–Fundeni c2 la cca. 103% I_{30° (liniei 220kV Bucuresti Sud–Fundeni c1 la cca. 101% I_{30°). La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

I.25 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau **T2 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 147% I_{30° si IFA-Domnesti la cca. 148% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A;

La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B;

Se considera finalizate lucrarile in statia Jilava 110kV.

I.26 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau **T5 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Bujoreni-Militari la cca. 107% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A;

La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B.

I.27 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 120% I_{30° , IFA-Domnesti la cca. 124% I_{30° si Bujoreni-Militari c1 la cca. 102% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A;

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva.

I.28 Retragera din exploatare a **T2 400/110kV Domnesti** sau **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 109% I_{30° si IFA-Domnesti la cca. 114% I_{30° .

La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B;

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva.

I.29 Retragera din exploatare a **T5 400/110kV Domnesti** sau **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Jilava-IFA la cca. 100% I_{30° .

La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B;

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva.

I.30 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **AT1 220/110kV Tr. Magurele aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. 101% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A.

La retragerea AT1 220/110kV Tr. Magurele aflat in functiune se conecteaza AT1 sau AT3 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva.

I.31 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti (sau AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune)** sau a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 101% I_{30° si IFA-Domnesti la cca. 106% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A.

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva.

La retragerea liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova:

- se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva. Se functioneaza cu AT1 si AT2 220/110kV Ghizdaru pe plotul 17.

sau

- se conecteaza linia 110kV Oltenita-Hotarele, CT 110kV Tr. Magurele si se trece linia 110kV Dabuleni pe bara B3-110kV Tr. Magurele.

I.32 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune** sau a **AT1 220/110kV Tr. Magurele aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 132% I_{30° si IFA-Domnesti la cca. 135% I_{30° .

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva.

La retragerea AT1 220/110kV Tr. Magurele aflat in functiune se conecteaza AT1 sau AT3 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva.

I.33 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.

I.34 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 Mechel Targoviste.

I.35 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. $116\%S_n$ si a liniei 110kV Brazi Vest-Ploiesti Sud la cca. $101\%I_{30^\circ}$ (respectiv a AT1 220/110kV Brazi Vest la cca. $117\%S_n$). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

I.36 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.37 Retragera din exploatare a **AT1 (sau AT2) 400/220kV 500MVA** sau **AT3 400/220kV Portile de Fier 400MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (respectiv AT1) 400/220kV 500MVA Portile de Fier la cca. $121\% S_n$, pentru o productie de 800MW in PdFI. La retragerea unuia din AT-urile respective se dispeceerizeaza logica automaticilor din Portile de Fier.

I.38 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. $149\% S_n$, pentru o productie de 800MW in PdFI. La retragerea unuia din AT-urile respective se dispeceerizeaza logica automaticilor din Portile de Fier.

I.39 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)** sau a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2 (sau AT2 220/110kV Tr. Severin)**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Drobeta.

La retragerea liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau AT1 220/110kV Tr. Severin) se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Topleț, c1 in Tr. Severin si cupla Topleț.

La retragerea liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2 (sau AT2 220/110kV Tr. Severin) suplimentar se trece si AT1 200MVA Tr. Severin pe B2 110kV.

I.40 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.41 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Urechesi** si declansarea **AT 220/110kV Tg. Jiu**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Motru-Husnicioara la cca. 103% I_{30° , incarcarea CT 110kV Motru la cca. 140% I_{TC} si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile din zona Tg.Jiu. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Carbunesti-Barbatesti si CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni.

I.42 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.

I.43 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu- Stuparei** sau a **liniei 220kV Bradu- Arefu**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Stuparei-Cazanesti la cca. 117% I_{30° , P.Lacului-Cazanesti la cca. 107% I_{30° si a CLT 110kV Bradu la cca. 127% I_{TC} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Dragasani.

I.44 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu- Stuparei** sau a **liniei 220kV Arefu-Raureni**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Stuparei-Cazanesti la cca. 119% I_{30° , P.Lacului-Cazanesti la cca. 109% I_{30° si Jiblea-Arges Sud la cca. 103% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Dragasani.

I.45 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Stuparei** sau a **AT 220/110kV Raureni**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Stuparei-Cazanesti la cca. 118% I_{30° , P.Lacului-Cazanesti la cca. 108% I_{30° si Jiblea-Arges Sud la cca. 103% I_{30° . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Dragasani.

I.46 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste** simultan cu declansarea **CT 220kV Craiova Nord**, determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Craiova Nord c.1 la cca. 106% I_{30° .

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Isalnita-Gradiste:

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

I.47 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara, Sannicolau-Lovrin si Chisinau Cris-Salonta.

I.48 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Resita-laz c1 (sau AT1 220/110kV laz)** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Resita**, simultan cu declansarea celui alt element 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.49 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei 400kV Iernut-Sibiu**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Mintia-Varfuri la cca. 103% I_{30° si tensiuni scazute in statiile din zona Baia-Mare. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si se recomanda functionarea AT2 220/110kV Mintia pe plotul 9.

I.50 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Gheorghieni** sau a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo (sau AT1 400/220kV Iernut sau AT1 220/110kV Ungheni)**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Miercurea Ciuc.

La retragerea AT1 220/110kV Gheorghieni sau a AT1 400/220kV Iernut se conecteaza AT2 220/110kV Gheorghieni aflat in rezerva.

La retragerea AT1 220/110kV Ungheni se conecteaza AT2 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

La retragerea liniei 400kV Rosiori-Mukacevo se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si se recomanda functionarea AT2 220/110kV Mintia pe plotul 9.

I.51 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Gheorghieni** sau a **AT 220/110kV Fantanele**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Miercurea Ciuc.

La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 220/110kV Gheorghieni aflat in rezerva.

I.52 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Rosiori-Vetis (sau AT 220/110kV Vetis)** sau a **AT1 220/110kV Baia-Mare**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Baci-Manastur si Suplac-Sarasag la cca. 102% I_{30° si tensiuni mult mai mici (81kV) decat limita admisibila in statiile din zona Baia-Mare.

Nu se vor retrage programat nici unul dintre aceste elemente.

In conditiile in care la retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se functioneaza cu AT2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 17, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si **confidential** tensiunea pe barele de 110kV din statiile Sighet si Borsa este de cca. 93kV.

I.53 Retragerea din exploatare a **AT2 (sau AT1) 220/110kV Cluj Floresti** sau a **AT1 220/110kV Baia-Mare**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 (respectiv AT2) 220/110kV Cluj Floresti la cca. 108% S_n si la liniei 110kV Manastur-Cluj Floresti la cca. 112% I_{30° (respectiv 103% I_{30°). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si se recomanda functionarea AT1 (respectiv AT2) 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 13.

I.54 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Targoviste** sau a **AT3 220/110kV Targoviste**, simultan cu declansarea celui alt element 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.

I.55 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea** sau a **T2 400/110kV Tulcea**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Tulcea. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu si se deconecteaza CT 110kV Medgidia. S..

I.56 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Constanta Nord** sau a **T2 400/110kV Constanta Nord**, simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune.

La retragerea unuia din elementele respective:

- se aduce in functiune al doilea T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.
- se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva pe bara B1-110kV Gura Ialomitei;
- se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Gura Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu;
- se conecteaza linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru si se deconecteaza linia 110kV CET Palas-Constanta Centru;
- se functioneaza in statiile 400/110kV Gura Ialomitei si Tulcea cu transformatorii 400/110kV pe plotul 9.

I.57 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Hasdat** sau a **AT2 220/110kV Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element 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.58 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde** sau a **liniei 400kV Constanta Nord-Tariverde**, simultan cu declansarea celui alt element determina izolarea statiei 400/110kV Tariverde si deci a CEE Fantanele.

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 celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110kV Costieni-Rm. Sarat;
- se conecteaza 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 **AT 220/110kV Gutinas** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 123% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Gutinas aflat in rezerva in statia Gutinas.

II.3 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **T 400/110kV Roman Nord (sau T2 400/110kV Suceava sau T 400/110kV Bacau Sud)**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400kV Bacau Sud, Roman Nord, Suceava si in statiile 110kV din zona Roman. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

II.4 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Roman Nord** sau a **AT 220/110kV Dumbrava** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Roman. La retragerea accidentala a a unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava aflat in rezerva.

II.5 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 118% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Gutinas aflat in rezerva.

II.6 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-G. Ialomitei** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragerea unuia din elementele respective:

- se pune in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT110kV Medgidia S.;
- se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S. pe bara B2-110kV Medgidia S.
- se conecteaza liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, L. Sarat-Ostrov c1 si c2 si CT 110kV G. Ialomitei;
- se deconecteaza liniile 110kV Medgidia N.-Medgidia1 si Basarabi-Lumina;
- se trece consumul statiei 110kV Constanta Centru de pe statia 110kV CET Palas pe statia 110kV Baba Novac;

II.7 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 Barlad-Glavanesti, Roman N.-Razboieni si Vatra-Tg. Frumos.

II.8 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Gutinas** aflat in functiune sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 132% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Gutinas aflat in rezerva in statia Gutinas.

II.9 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Munteni** sau a **AT1 220/110kV FAI**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea accidentala a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Barlad-Glavanesti, Roman N.-Razboieni si Vatra-Tg. Frumos sau se conecteaza AT2 220/110kV FAI aflat in rezerva in statia FAI.

II.10 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava (sau AT1 220/110kV Suceava)** sau a **liniei 400kV Roman N.-Suceava (sau T2 400/110kV Suceava)**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 350kV pe B 400kV Suceava si de cca. 195kV pe partea de 220kV a AT1 220/110kV Suceava.

La retragerea liniei 220kV FAI-Suceava (sau AT1 220/110kV Suceava) se vor lua urmatoarele masuri:

- se deconecteaza AT1 220/110kV Suceava (respectiv linia 220kV FAI-Suceava);
- se conecteaza CT 110kV Stejaru.

La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava (sau T2 400/110kV Suceava) se vor lua urmatoarele masuri:

- se deconecteaza T2 400/110kV Suceava (respectiv linia 400kV Roman N.-Suceava);
- se conecteaza CT110kV Stejaru.

II.11 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV FAI** sau a **liniei 220kV FAI-Munteni** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Munteni la cca. 107% S_n , linia 110kV Delea-Munteni la cca. 115% I_{30} si tensiuni de cca. 85-87kV in zona Iasi. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 220/110kV FAI aflat in rezerva in statia FAI.

II.12 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV FAI** sau a **AT 220/110kV Munteni** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a statiilor din zonele Iasi si Munteni. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 220/110kV FAI aflat in rezerva in statia FAI.

II.13 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Lacu Sarat la cca. 108% S_n si a liniei 110kV Hipodrom-Brailita la cca. 119% I_{30} .

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a T1 400/110kV Smardan se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traianu si CT 110kV Liesti.

La retragerea accidentala a liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti:

- se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traianu;
- se recomanda ca AT1 220/110kV Lacu Sarat sa functioneze pe plotul 7;

II.14 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Lacu Sarat la cca. 117% S_n si a liniei 110kV Lacu Sarat-Hipodrom la 134% I_{30} .

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a T1 400/110kV Smardan se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traian si CT 110kV Liesti.

La retragerea accidentala a AT 220/110kV Filesti:

- 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 linia 110kV Ostrov-Traianu;
- se recomanda ca AT1 220/110kV Lacu Sarat sa functioneze pe plotul 7.

II.15 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **T 400/110kV Roman Nord (sau T2 400/110kV Suceava respectiv linia 400kV Roman Nord-Suceava)** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona. La retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

II.16 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Barbosi-Filesti** sau a **liniei 220kV Barbosi-Focsani** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a unei parti din retea de 110kV a Mittal Galati.

II.17 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Lacu Sarat** sau a **T1 400/110kV Smardan** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Filesti la cca. 112% S_n .

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a T1 400/110kV Smardan se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traian si CT 110kV Liesti.

La retragerea accidentala a AT1 220/110kV 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 linia 110kV Ostrov-Traian;

sau

- se conecteaza T4 400/110kV G. Ialomitei pe B2 110kV G. Ialomitei.

II.18 Retragera din exploatare a **T1** sau **T2 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea CT 110kV Ghizdaru la cca. 105% I_{TC} si a liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 147% I_{30} si IFA-Domnesti la cca. 161% I_{30} .

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

La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV Domnesti intre B1-110kV si B2B-110kV.

II.19 Retragera din exploatare a **T2 400/110kV Domnesti** sau a **liniei 220kV Turnu Magurele-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. 104% I_{30} .

La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV Domnesti intre B1-110kV si B2B-110kV.

La retragerea liniei 220kV Turnu Magurele-Craiova se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele, linia 110kV Hotarele-Oltinita si se trece linia 110kV Dabuleni-Tr. Magurele pe B3 110kV Tr. Magurele.

II.20 Retragera din exploatare a **T2 400/110kV Domnesti** sau a **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV IFA-Domnesti la cca. 120% I_{30} , si Jilava-IFA la cca. 105% I_{30} .

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

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva in statia Ghizdaru.

II.21 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **T5 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Militari-Bujoreni la cca. 115% I_{30} .

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

La retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV intre B1-110kV si B2B-110kV.

II.22 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **liniei 400kV Domnesti-Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. 104% I_{30} sau cca. 99% I_{25} .

II.23 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **AT3 (AT4) 400/220kV Bucuresti S.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. 103% I_{30} sau cca. 98% I_{25} .

II.24 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **liniei 220kV Turnu Magurele-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. $112\%I_{30}$. La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV Domnesti cu functia de CT intre B1-110kV si B2A-110kV;

La retragerea liniei 220kV Turnu Magurele-Craiova se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele, linia 110kV Hotarele-Oltenita si se trece linia 110kV Dabuleni-Tr. Magurele pe B3 110kV Tr. Magurele.

II.25 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **AT2 220/110kV Turnu Magurele**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. $107\%I_{30}$.

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

La retragerea AT2 220/110kV Turnu Magurele se conecteaza AT1 sau AT3 220/110kV Turnu Magurele aflat in rezerva in statia Turnu Magurele.

II.26 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV IFA-Domnesti la cca. $132\%I_{30}$, Jilava-IFA la cca. $118\%I_{30}$ si Militari-Bujoreni la cca. $110\%I_{30}$.

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

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva in statia Ghizdaru.

II.27 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnesti** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. $102\%I_{30}$ sau cca. $98\%I_{25}$.

II.28 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Domnesti-Brazi V.** sau a **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. $102\%I_{30}$ sau cca. $98\%I_{25}$.

II.29 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Turnu Magurele-Craiova** sau a **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. $111\%I_{30}$.

La retragerea liniei 220kV Turnu Magurele-Craiova se conecteaza CT 110kV Tr. Magurele, linia 110kV Hotarele-Oltenita si se trece linia 110kV Dabuleni-Tr. Magurele pe B3 110kV Tr. Magurele.

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva in statia Ghizdaru.

II.30 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Turnu Magurele** sau a **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV IFA-Domnesti la cca. $141\%I_{30}$ si Jilava-IFA la cca. $126\%I_{30}$.

La retragerea AT1 220/110kV Turnu Magurele se conecteaza AT2 sau AT3 220/110kV Turnu Magurele aflat in rezerva in statia Turnu Magurele.

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva in statia Ghizdaru.

II.31 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 pe bara 400kV Pelicanu si in reseaua de 110kV din zona. 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 DONASID) poate functiona pe:

- bara 1 110kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cuptoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Donasid vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau

- bara 2 110kV Pelicanu, daca Donasid incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400kV din Pelicanu.

II.32 Retragerea din exploatare a **T3 400/110kV G. Ialomitei** sau a **T2 400/110kV Pelicanu**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza T4 400/110 kV G. Ialomitei.

II.33 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 400/110kV Brazi V. la cca. 113% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu si Rm. Sarat-Costieni.

II.34 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c1** sau a **liniei 220kV Fundeni-Brazi V. c1** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a consumatorilor alimentati din bara A-220kV a statiei Fundeni. Situatiia este similara pentru perechea formata din c2 ale celor doua linii, ramanand fara tensiune consumatorii alimentati din bara B-220kV a statiei Fundeni. Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este restabilita. La retragerea uneia din cele doua linii se iau masuri de descarcare a consumului pe zonele vecine.

II.35 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c1 (c2)** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c2 (c1) la cca. 108% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.

II.36 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Bucuresti S.** sau a **AT2 220/110kV Bucuresti S.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Leliu-Tamadau la cca. 115% I_{30} , Tamadau-Fundulea si Fundulea-Solex la cca. 104% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CLT 110kV Progresu. Daca este necesar pentru echilibrarea unor circulatii se conecteaza suplimentar CT 110kV Bucuresti S.

II.37 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 CT 110kV Constanta N. la cca. 164% I_{TC} si a T2 (T1) 400/110kV Constanta N. la cca. 180% S_n .

La retragerea liniei 400kV Cernavoda-Medgidia S. se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, Harsova-Topolog, Basarabi-G.Ialomitei, L. Sarat-Ostrov c1 si c2;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva in statia G. Ialomitei;
- se functioneaza cu transformatoarele 400/110kV G. Ialomitei si Tulcea V. pe plotul 9.

La retragerea T1 sau T2 400/110kV Constanta N.

- se aduce in functiune al doilea T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia;
- se conecteaza liniile 110kV Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, Harsova-Topolog, Basarabi-G.Ialomitei, L. Sarat-Ostrov c1 si c2;
- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva in statia G. Ialomitei;
- se functioneaza cu transformatoarele 400/110kV G. Ialomitei si Tulcea V. pe plotul 9.

II.39 La retragerea din exploatare a **liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda**, declansarea **CL 400kV Constanta N.** determina incarcarea T1 400/110kV Constanta N. la cca. 118% S_n .

La retragerea liniei 400kV Medgidia s.-Cernavoda se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Gura Ialomitei-Basarabi, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

II.40 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragerea unuia din elementele respective:

- se aduce in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.;

- se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S. pe bara B2-110kV Medgidia S;
- se conecteaza liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, L. Sarat-Ostrov c1 si c2.

II.43 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Tariverde** simultan cu declansarea celuiilalt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragera din exploatare unuia din elementele respective se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, L. Sarat-Ostrov c1 si c2 si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.

II.44 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi c2** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** simultan cu declansarea celuiilalt element, determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Targoviste. La retragera din exploatare unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.

II.45 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi, c1** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1** simultan cu declansarea celuiilalt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei alimentate din statia 220kV Targoviste A. La retragera din exploatare a unuia din elementele respective se ia acord de la consumatorul Mechtel Targoviste.

II.46 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** simultan cu declansarea celuiilalt element, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Tulcea. La retragera din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

II.47 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde** sau a **liniei 400kV Constanta N. - Tariverde** simultan cu declansarea celuiilalt element, determina izolarea CEE Fantanele.

II.48 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** sau a **liniei 400kV Constanta N. - Tariverde** simultan cu declansarea celuiilalt element, determina separarea CEE Fantanele pe statiile din zona Tulcea. La retragera din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

II.49 Retragera din exploatare a **AT1 (AT2) 220/110kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajen** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT2 (AT1) 220/110kV Brazi V. la cca. 126%Sn. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Pogoanele-Jugureanu.

II.50 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi V.** sau a **AT2 220/110kV Brazi V.** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniei 220kV Brazi V.-Teleajen la cca. 103%I₃₀. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza cupla 110kV Doftana si linia 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu.

II.51 Retragera din exploatare a **AT1 (AT2) 400/220kV Portile de Fier 500MVA** sau **AT3 400/220kV Portile de Fier 400MVA** simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT2 (AT1) 400/220kV 500MVA Portile de Fier la cca. 105%Sn, pentru o productie de 750MW in PdFI. La retragera unuia din elementele respective se dispacerizeaza logica automaticilor din Portile de Fier.

II.52 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)** sau a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2 (sau AT2 220/110kV Tr. Severin)** simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Tr. Severin. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Toplest si linia 110kV Toplest-Tr. Severin in statia 110kV Tr. Severin.

II.53 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 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.

II.54 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Urechesi** sau a **AT 220/110kV Sardanesti**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 82-83kV in zona Tg. Jiu si incarcarea CT 110kV Motru la cca. $137\%I_{TC}$. 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.55 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Urechesi-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a statiilor din zona Paroseni. 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.

II.56 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Aref** sau a **liniei 220kV Bradu-Stuparei** simultan cu declansarea celui alt element se incarca AT1 220/110kV Aref la cca. $106\%S_n$ si liniile 110kV Aref-Albesti la cca. $104\%I_{30}$, Albest-Cerbureni la cca. $114\%I_{30}$, V. Danului-Arges S. la cca. $124\%I_{30}$, Cerbureni-El. Arges la cca. $125\%I_{30}$ si El.Arges-V. Danului la cca. $121\%I_{30}$. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. In caz de necesitate in functie de productia din CHE Vidrar si aval se conecteaza AT2 220/110kV Arefu.

II.57 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Stuparei (sau AT 220/110kV Stuparei)** sau a **liniei 220kV Aref-Raureni (sau AT 220/110kV Raureni)** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Rm. Valcea. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului.

II.59 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Orisoara si Sannicolau-Lovrin.

II.60 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Arad-Timisoara** sau a **liniei 220kV C. Aradului-Arad (sau linia 220kV Sacalaz –C. Aradului)** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari

decat limita admisibila in statiile 220kV din zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda sa se functioneze cu AT3 200/220kV Arad pe plotul 16.

II.61 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Resita-laz c1 (AT1 220/110kV laz)** sau a **AT1 220/110kV Resita** simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Resita. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.

II.62 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat** simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Petrosani. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente 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. Aceeasi masura se aplica si la retragerea **AT 220/110kV Paroseni** sau **AT 220/110kV Baru Mare**, simultan cu declansarea celuiilalt element.

II.63 Retragera din exploatare a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Timisoara** sau a **AT 220/110kV Sacalaz**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT2 (respectiv AT1) 220/110kV Timisoara la cca. 103% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara.

II.64 Retragera din exploatare a **liniei lungi 400kV Rosiori-Iernut** sau a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni scazute in Rosiri si Oradea 400kV. La retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori.

II.65 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei 400kV Iernut-Sibiu**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Copsa M.-Medias, Tauni-Blaj, CT 110kV Hoghiz si se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori.

II.66 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Gheorghieni** sau a **AT1 400/220kV Iernut (sau AT1 220/110kV Ungheni)**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Miercurea Ciuc.

La retragerea AT1 220/110kV Gheorghieni sau a AT1 400/220kV Iernut se conecteaza AT2 220/110kV Gheorghieni aflat in rezerva.

La retragerea AT1 220/110kV Ungheni se conecteaza AT2 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

II.67 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Gheorghieni** sau a **AT 220/110kV Fantanele**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Miercurea Ciuc.

La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 220/110kV Gheorghieni aflat in rezerva.

II.68 Retragera din exploatare a **AT1 400/220kV Portile de Fier 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. 130% S_n , pentru o productie de 750MW in PdFI. La retragerea unuia din elementele respective se dispecerizeaza si logica automatizatorilor din Portile de Fier.

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

II.70 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea V.** sau a **T2 400/110kV Tulcea V.**, simultan cu declansarea celuiilalt 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.

II.71 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Timisoara** sau a **AT2 220/110kV Timisoara**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Sacalaz la cca. 113% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin.

II.72 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Hasdat** sau a **AT2 220/110kV Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Hunedoara. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CLT 110kV Baru Mare.

II.73 Retragera din exploatare a **T1** sau a **T2 400/110kV Constanta N.**, simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. si liniile 110kV Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, Harsova-Topolog, Basarabi-G.Ialomitei, L. Sarat-Ostrov c1 si c2 si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.

Pentru schema de calcul B, regimul R2, rezultatele si masurile de regim pentru retragerea din exploatare a unui element de retea sunt similare cu cele pentru schema de calcul C, regimul R3. Diferenta principala intre cele doua scheme de calcul este data de evolutia lucrarilor de RTh din statia 400kV L. Sarat si anume:

- se incheie lucrarile in statia 400kV.
- se disponibilizeaza AT4 400/220kV.
- se desfiinteaza linia lunga 400kV G. Ialomitei-Smardan, rezultand liniile 400kV L. Sarat-Smardan si L. Sarat-G. Ialomitei.
- incep lucrarile in statia L. Sarat 220kV cu retragerea AT3 400/220kV pentru inlocuire.

Analizele aferente regimului R2 pentru zona L. Sarat sunt prezentate la cap. 3.3.2.2.

III – Schema de calcul D (R4)

III.1 Retragera din exploatare a **liniei 400 kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400 kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei de 220 kV Barbosi-Filesti la cca. 103% I_{TC} si a liniei Barbosi-Focsani la cca. 105% I_{30° precum si tensiuni mai mici decat limita admisibila pe barele de 400kV a statiilor Gutinas, Roman Nord, Bacau Sud si Suceava. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110kV Costieni-Rm. Sarat;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

III.2 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **T 400/110kV Roman Nord care functioneaza pe plotul 7 (sau T 400/110kV Suceava care functioneaza pe plotul 8 sau T 400/110kV Bacau Sud care functioneaza pe plotul 8)**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400kV Bacau Sud, Roman Nord, Suceava si in statiile 110kV din zona Roman.

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

- se recomanda functionarea T 400/110kV Suceava si a T 400/110kV Bacau Sud pe plotul 9;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud sau a T 400/110kV Suceava:

- se recomanda functionarea T 400/110kV Roman Nord pe plotul 8 si a T 400/110kV Bacau Sud pe plotul 9;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

La retragerea din exploatare a liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud sau a T 400/110kV Bacau Sud:

- se recomanda functionarea T 400/110kV Roman Nord pe plotul 8 si a T 400/110kV Suceava pe plotul 9;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

III.3 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Roman Nord** sau a **AT 220/110kV Dumbrava** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400kV Bacau Sud, Roman Nord. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Dumbrava.

III.4 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-G. Ialomitei** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragerea unuia din elementele respective:

- se pune in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT110kV Medgidia S.;
- se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S. pe bara B2-110kV Medgidia S.
- se conecteaza liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, L. Sarat-Ostrov c1 si c2 si CT 110kV G. Ialomitei;
- se deconecteaza liniile 110kV Medgidia N.-Medgidia1 si Basarabi-Lumina;
- se trece consumul statiei 110kV Constanta Centru de pe statia 110kV CET Palas pe statia 110kV Baba Novac;

III.5 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 din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

III.6 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Gutinas-Munteni** sau a **AT 220/110kV FAI** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Gutinas-Munteni se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

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

III.7 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Munteni** sau a **AT 220/110kV FAI** aflat in functiune, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila (cca. 95kV) in statiile 110kV din zona Iasi, incarcarea AT220/110kV Munteni la cca. $101\%S_n$ si incarcarea liniilor 110kV Delea-Vaslui la cca. $103\%I_{30^\circ}$.

La retragerea din exploatare a AT 220/110kV FAI aflat in functiune sau a liniei 220kV FAI-Munteni se conecteaza AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.

III.8 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Smardan** sau a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Lacu Sarat-Brailita la $106\%I_{30^\circ}$.

In perioada de RTh a statei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentala a T1 400/110kV Smardan sau a liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traianu.

Cu aceste masuri este indeplinit criteriul N-1 atat la retragerea T 400/110kV Smardan cat si a liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti.

III.9 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman Nord-Bacau Sud** sau a **T 400/110kV Roman Nord (sau T 400/110kV Suceava respectiv linia 400kV Roman Nord-Suceava)** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona. Postavarie se deconecteaza dupa caz T 400/110kV Suceava respectiv linia 400kV Roman Nord-Suceava. Se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.

III.10 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Smardan** sau a **AT 220/110kV Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Lacu Sarat la cca. $113\%S_n$, a liniei 110kV Lacu Sarat-Hipodrom la $128\%I_{30^\circ}$.

În perioada de RTh a stătei Lacu Sarat nu se vor retrage programat din exploatare nici unul dintre aceste elemente.

La retragerea accidentală a AT 220/110kV Filești sau a T1 400/110kV Smardan:

- se conectează CT 110kV Liesti și se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti și ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti;
- se conectează linia 110kV Ostrov-Traianu.

III.11 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnești** sau **T2 400/110kV Domnești**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 129% I_{30° și IFA-Domnești la cca. 143% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnești se conectează CLT cu funcția de cupla transversală între barele 110kV 1 și 2A;

La retragerea T2 400/110kV Domnești se conectează CT între barele 110kV 1 și 2B;

Se consideră finalizate lucrările în stația Jilava 110kV.

III.12 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Domnești** sau **AT1 220/110kV Ghizdaru**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniilor 110kV IFA-Domnești la cca. 111% I_{30° .

La retragerea T2 400/110kV Domnești se conectează CT între barele 110kV 1 și 2B;

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat în funcțiune se conectează AT2 220/110kV Ghizdaru aflat în rezervă.

III.13 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnești** sau **T5 400/110kV Domnești**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniei 110kV Bujoreni-Militari la cca. 105% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnești se conectează CLT cu funcția de cupla transversală între barele 110kV 1 și 2A;

La retragerea T5 400/110kV Domnești se conectează CT între barele 110kV 1 și 2B.

III.14 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Domnești (sau AT1 220/110kV Ghizdaru aflat în funcțiune)** sau a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. 108% I_{30° și IFA-Domnești la cca. 106% I_{30° .

La retragerea T1 400/110kV Domnești se conectează CLT cu funcția de cupla transversală între barele 110kV 1 și 2A.

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat în funcțiune se conectează AT2 220/110kV Ghizdaru aflat în rezervă.

La retragerea liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova se conectează linia 110kV Oltenita-Hotarele.

III.15 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV București S.-Pelicanu** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determină tensiuni mai mici decât limita admisibilă pe bara de 400kV și pe bara B1-110kV a stației Pelicanu. La retragerea unuia din elementele respective este necesară luarea măsurii 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 (cuptoare), 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.

III.16 Retragerea din exploatare a **T3 (sau T4) 400/110kV Gura Ialomitei** sau a **T2 400/110kV Pelicanu** simultan cu declansarea celui alt element determină un regim divergent. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conectează T4 (sau T3) 400/110kV Gura Ialomitei aflat în rezervă.

III.17 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV București Sud-Fundeni c1** sau a **liniei 220kV București Sud-Fundeni c2** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea AT3 400/220kV Brazi Vest

la cca. $102\%S_n$. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

III.18 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Bucuresti Sud** sau a **AT2 220/110kV Bucuresti Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Lehliu-Tamadau la cca. $127\% I_{30^\circ}$ si Solex-Tamadau la cca. $117\% I_{30^\circ}$. La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza CLT 110kV Progresu;

Daca este necesar pentru echilibrarea circulatiilor se conecteaza suplimentar CT 110kV Bucuresti Sud.

III.19 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune** sau a **AT2 220/110kV Tr. Magurele aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Jilava-IFA la cca. $118\% I_{30^\circ}$ si IFA-Domnesti la cca. $132\% I_{30^\circ}$.

La retragerea AT1 220/110kV Ghizdaru aflat in functiune se conecteaza AT2 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva.

La retragerea AT1 220/110kV Tr. Magurele aflat in functiune se conecteaza AT2 sau AT3 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva.

III.20 Retragera din exploatare a **T1 (sau T2) 400/110kV Constanta Nord** sau a **liniei 400kV Medgidia Sud-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T2 (sau T1) 400/110kV Constanta Nord cca. $171\%S_n$ si a CT 110kV Constanta Nord la cca. $158\%I_{TC}$.

La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

- Pentru un anumit deficit al zonei Constanta – Medgidia:
 - se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva pe bara B1-110kV Gura Ialomitei;
 - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Gura Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu;
 - se functioneaza in statiile 400/110kV Gura Ialomitei si Tulcea cu transformatorii 400/110kV pe plotul 9.
- Pentru un deficit al zonei Constanta – Medgidia mai mare:
 - in plus fata de masurile enumerate mai sus se deconecteaza linia 110kV Constanta Nord-Nazarcea.
- **confidential**.

III.21 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Constanta Nord-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia Sud circ.1 la cca. $116\% I_{30^\circ}$.

La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S. pe bara B2-110kV Medgidia S;
- se conecteaza liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, L. Sarat-Ostrov c1 si c2, Harsova-Topolog.
- se conecteaza linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru si se deconecteaza linia 110kV CET Palas-Constanta Centru;

II.22 Retragera 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 CT 110kV Constanta N. la cca. $164\%I_{TC}$ si a T2 (T1) 400/110kV Constanta N. la cca. $180\%S_n$.

La retragerea liniei 400kV Cernavoda-Medgidia S. se iau urmatoarele masuri:

- se conecteaza liniile 110kV Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, Harsova-Topolog, Basarabi-G.Ialomitei, L. Sarat-Ostrov c1 si c2;
 - se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva in statia G. Ialomitei;
 - se functioneaza cu transformatoarele 400/110kV G. Ialomitei si Tulcea V. pe plotul 9.
- La retragerea T1 sau T2 400/110kV Constanta N.
- se aduce in functiune al doilea T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia;
 - se conecteaza liniile 110kV Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, Harsova-Topolog, Basarabi-G.Ialomitei, L. Sarat-Ostrov c1 si c2;

- se conecteaza T 400/110kV G. Ialomitei aflat in rezerva in statia G. Ialomitei;
- se functioneaza cu transformatoarele 400/110kV G. Ialomitei si Tulcea V. pe plotul 9.

III.23 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Tariverde** simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S aflat in functiune. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza: T 400/110kV Medgidia S aflat in rezerva si liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia.

III.24 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. 112% S_n .

La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.

III.25 Retragera din exploatare a **AT1 (sau AT2) 400/220kV 500MVA** sau **AT3 400/220kV Portile de Fier 400MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (respectiv AT1) 400/220kV 500MVA Portile de Fier la cca. 119% S_n , pentru o productie de 800MW in PdFI. La retragerea unuia din AT-urile respective se dispecerizeaza logica automaticilor din Portile de Fier.

III.26 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)** sau a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2 (sau AT2 220/110kV Tr. Severin)**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Drobeta.

La retragerea c1 se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in Tr. Severin si cupla Toplet.

La retragerea c2 se trece in plus si AT1 200MVA Tr. Severin pe B2 110kV.

Se iau aceleasi masuri si in cazul retragerii din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau linia 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2)** sau a **AT2 220/110kV Tr. Severin (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)**, simultan cu declansarea celui alt element.

III.27 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.

III.28 Retragera 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.

III.29 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV Urechesi** sau a **AT 220/110kV Sardanesti**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 82-83kV in zona Tg. Jiu si incarcarea CT 110kV Motru la cca. $137\%I_{TC}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate **confidential**.

III.30 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Aref** sau a **liniei 220kV Bradu-Stuparei** simultan cu declansarea celui alt element se incarca AT1 220/110kV Aref la cca. $106\%S_n$ si liniile 110kV Aref-Albesti la cca. $104\%I_{30}$, Albest-Cerbureni la cca. $114\%I_{30}$, V. Danului-Arges S. la cca. $124\%I_{30}$, Cerbureni-El. Arges la cca. $125\%I_{30}$ si El.Arges-V. Danului la cca. $121\%I_{30}$. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. In caz de necesitate in functie de productia din CHE Vidraru si aval se conecteaza AT2 220/110kV Arefu.

III.31 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Stuparei (sau AT 220/110kV Stuparei)** sau a **liniei 220kV Aref-Raureni (sau AT 220/110kV Raureni)** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Rm. Valcea. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului.

III.32 La retragerea din exploatare a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste** declansarea **CT 220kV Craiova Nord** determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Craiova Nord c.1 la cca. $106\%I_{30}$.

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Isalnita-Gradiste:

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

III.33 Retragera din exploatare a **T 400/110kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin.

III.34 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Arad-Timisoara** sau a **liniei 220kV Calea Aradului-Arad (sau linia 220kV Sacalaz –C. Aradului sau AT1 220/110kV Arad)** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda functionarea AT3 400/220kV Arad pe plotul 16.

III.35 Retragera din exploatare a **liniei 220kV Resita-laz c1 (sau AT1 220/110kV laz)** sau a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Resita**, simultan cu declansarea celui alt element 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.

III.36 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei 400kV Iernut-Sibiu**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Mintia-Varfuri la cca. $107\%I_{30}$ si tensiuni scazute in statiile din zona Baia-Mare. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Campia Turzii-IMA, Campia Turzii-Aiud si se deconecteaza BC 400kV Rosiori.

III.37 Retragera din exploatare a **liniei 220 kV Fantanele-Ungheni** sau a **AT 220/110kV Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Ungheni aflat in functiune la cca. 106%Sn. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

III.38 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Alba Iulia** sau a **AT2 220/110kV Alba Iulia**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Alba Iulia. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii.

III.39 Retragera din exploatare a **AT2 220/110kV Cluj Foresti** sau a **T 400/110kV Cluj Est (sau linia 400kV Cluj Est-Gadalin)**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Cluj Foresti aflat in functiune la cca. 103%Sn si a liniei 110kV Manastureni- Cluj Foresti la cca. 104% $I_{30^{\circ}}$. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii si CT 110kV Iernut.

III.40 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Cluj Foresti** sau a **T 400/110kV Cluj Est (sau linia 400kV Cluj Est-Gadalin)**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Cluj Foresti aflat in functiune la cca. 101%Sn. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia si Turzii110kV Iernut.

III.41 Retragera din exploatare a **AT 400/220kV Iernut** sau a **T 400/110kV Cluj Est (sau linia 400kV Cluj Est-Gadalin)**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila pe barele de 400kV ale statiilor din zona. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza BC 400kV din Gadalin cu automatizarea in functiune si liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii si CT 110kV Iernut.

III.42 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde** sau a **liniei 400kV Constanta Nord-Tariverde**, simultan cu declansarea celui alt element determina izolarea CEE Fantanele.

III.43 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** sau a **liniei 400kV Tulcea-Tariverde** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Tulcea. La retragera din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu si se modifica plotul la T 400/110kV Tulcea la plotul 3.

III.44 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Tulcea Isaccea** sau a **liniei 400kV Constanta Nord-Tariverde** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea CEE Fantanele pe statiile 110kV din zona Tulcea. La retragera din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazul.

III.45 Retragera din exploatare a **T1** sau a **T2 400/110kV Constanta N.**, simultan cu declansarea celui alt element determina suprasarcina pe T 400/110kV Medgidia S. aflat in functiune. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. si liniile 110kV Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, Harsova-Topolog, Basarabi-G.Ialomitei, L. Sarat-Ostrov c1 si c2 si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.

III.46 Retragera din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea V.** sau a **T2 400/110kV Tulcea V.**, simultan cu declansarea celui alt element 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.

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 01.10.2009-31.03.2010, utilizandu-se pentru aceasta citirile zilnice efectuate in cadrul DET Bucuresti la ora 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 3.4.1.1.

Tabel 3.4.1.1

Luna	Ziua	Consum instantaneu citit la ora 21 [MW]	Ora de varf	Consum instantaneu estimat la ora de varf in iarna 2009-2010 [MW]
Octombrie '09	lucratoare	865-1047	21	865-1050
Noiembrie '09	lucratoare	1000-1058	19	1035-1100
Decembrie '09	lucratoare	993-1149	19	1025-1190
Ianuarie '10	lucratoare	1050-1220	19	1085-1250
Februarie '10	lucratoare	1045-1174	20	1060-1190
Martie '10	lucratoare	926-1190	21	925-1190

Pe baza acestor date s-au estimat diferite varfuri de consum (valori instantanee ale puterilor) posibil a se inregistra in perioada 01.10.2010-30.04.2011 in zona Bucuresti+Ilfov si s-au aproximat consumurile la ora de varf pentru zonele din Bucuresti posibil a fi congestionate. 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 3.4.1.2).

Tabel 3.4.1.2

Zona	Valori instantanee ale varfului de consum estimate pentru iarna 2010-2011 [MW]				
Bucuresti+Ilfov	900	1000	1100	1200	1300
Sud	220	250	270	295	330
Fundeni	295	325	360	395	425
Vest	385	425	470	510	545
d.c.110kV Bujoreni-Militari *)	135	150	165	180	195
d.c.110kV Domnesti-Bujoreni **)	225	245	265	285	305

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

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

3.4.2 Ipoteze privind productia de energie electrica 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.

Pentru perioada analizata (octombrie 2010-martie 2011) nu sunt prevazute retrageri programate in retea de transport din zona Bucuresti.

Pentru retea de distributie s-a luat in considerare programul de retehnologizare din statia 110kV Jilava, aflat in intarziere fata de calendarul stabilit initial. Conform scrisorii ENEL Muntenia nr.123586 din 29.07.2010 (anexa 3.4.2), la 01.10.2010 va fi in curs de realizare ultima etapa din acest program de retehnologizare (anexa 3.4.3). Conform programului initial durata totala a acestei etape este de o luna si jumătate. Tinand cont de aceste informatii si de posibilitatea ca ultima etapa a retehnologizarii statiei 110kV Jilava sa fie de asemenea intarziata, s-au analizat scheme de functionare atat cu considerarea programului de retehnologizare (varianta A), cat si corespunzator finalizarii acestei actiuni (varianta B). Pentru fiecare dintre cele doua variante s-au considerat subvariante de schema in zona, cu functionarea Tr5 400/110 kV Domnesti alimentand zona de vest sau pe cea de sud a Bucurestiului. Schemele analizate au fost:

a. Etapa a 5-a de retehnologizare in statia Jilava 110 kV:

Schema A1:

- CT 110 kV CET Progresu conectata;
- CT 110 kV Jilava deconectata;
- B1A Jilava: LEA 110 kV CET Progresu c1, FTIC c1, Copaceni, Domnesti, Masini Grele B si Tr1 110kV/MT;
- B2A Jilava: LEA 110 kV IFA, Toporasi c1, FTIC c2, Colibasi si Tr3 110kV/MT;
- B1B Domnesti: LEA 110kV Jilava, IFA, Masini Grele A si Tr5 400/110kV (alimenteaza zona de sud).

Schema A2:

- CT 110 kV CET Progresu conectata;
- CT 110 kV Jilava deconectata;
- B1A Jilava: FTIC c1, Copaceni, Domnesti, Masini Grele B si Tr1 110kV/MT;
- B2A Jilava: LEA 110 kV CET Progresu c1, IFA, Toporasi c1, FTIC c2, Colibasi si Tr3 110kV/MT;
- B1B Domnesti: LEA 110kV Jilava, IFA, Masini Grele A si Tr5 400/110kV (alimenteaza zona de sud).
- LEA 110 kV Jilava pe bara 2A Domnesti;

b. Retehnologizare finalizata in statia Jilava 110kV:

Schema B1:

- CT 110 kV CET Progresu deconectata;
- CT 110 kV Jilava deconectata;
- B1A Jilava: LEA 110 kV CET Progresu c1, FTIC c1, Toporasi c2, Copaceni, Domnesti, Masini Grele B si Tr1 110kV/MT;
- B2A Jilava: LEA 110 kV IFA, CET Progresu c2, Toporasi c1, FTIC c2, Colibasi si Tr3 110kV/MT;
- B1B Domnesti: LEA 110 kV IFA, Masini Grele A si Tr5 400/110kV (alimenteaza zona de vest).
- LEA 110 kV Jilava pe bara 2A Domnesti;

Schema B2:

- CT 110 kV CET Progresu conectata;
- CT 110 kV Jilava deconectata;
- B1A Jilava: LEA 110 kV CET Progresu c1, FTIC c1, Copaceni, Domnesti, Masini Grele B si Tr1 110kV/MT;
- B2A Jilava: LEA 110 kV CET Progresu c2, IFA, Toporasi c1, FTIC c2, Colibasi si Tr3 110kV/MT;
- B1B Domnesti: LEA 110kV Jilava, IFA, Masini Grele A si Tr5 400/110kV (alimenteaza zona de sud).

Schema B3:

- CT 110 kV CET Progresu deconectata;

- CT 110 kV Jilava deconectata;
- B1A Jilava: : LEA 110 kV CET Progresu c1, FTIC c1, Copaceni, Domnesti, Masini Grele B si Tr1 110kV/MT;
- B2A Jilava: LEA 110 kV CET Progresu c2, IFA, Toporasi c1, FTIC c2, Colibasi si Tr3 110kV/MT;
- B1B Domnesti: LEA 110kV Jilava, IFA, Masini Grele A si Tr5 400/110kV (alimenteaza zona de sud).

Primul pas considerat pentru eliminarea/reducerea congestiilor a fost buclarea retelei 110kV din zona.

3.4.4 Metodologia utilizata

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

- **confidential**

- 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;
- 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 virf ale SEN aprobata de catre ANRE prin Decizia nr. 301 din 2000); conform curbelor medii de sarcina din fig.3.4.4.1, rezulta urmatoarele valori pentru lunile aprilie-septembrie:

**octombrie – 10h, noiembrie – 8h; decembrie – 9h; ianuarie-februarie – 11h;
martie – 10h**

- 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;

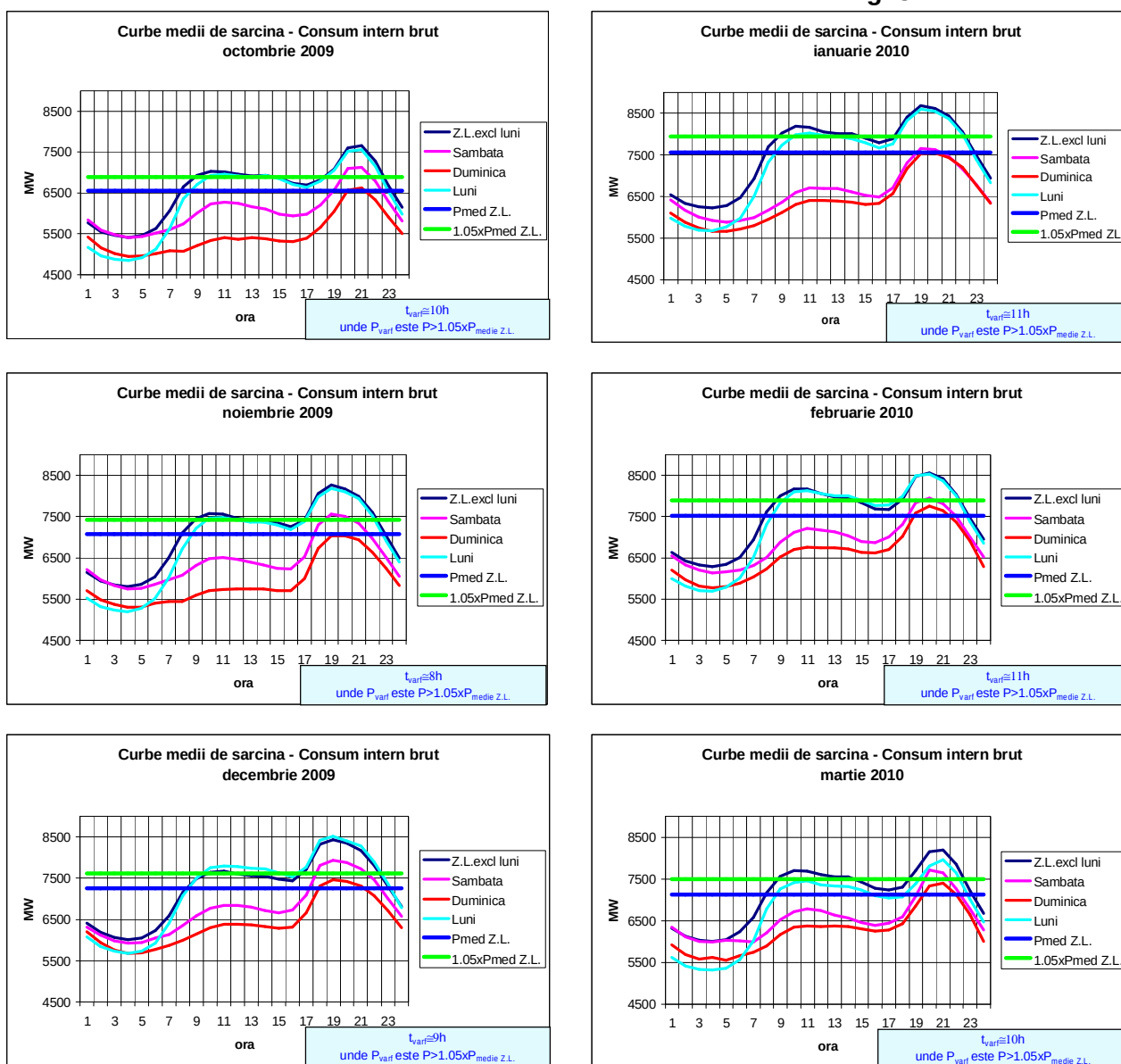
$$E_{\text{cong}} = P_{\text{cong}} \times T_{\text{functionare varf}} + P_{\text{min tehn}} \times T_{\text{functionare in afara varf}} \quad [MWh]$$

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

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

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

Fig. 3.4.4.1



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 (Anexa 3.4.4, tabelele 1-5), la functionarea in schema normala (fara retrageri suplimentare fata de cele corespunzatoare retehnologizarii statiei Jilava), daca varful de consum in Bucuresti nu depaseste 1300 MW (valoarea maxima analizata, tinand cont de cea inregistrata in sezonul anterior) **confidential** nu se estimeaza aparitia congestiilor in perioada analizata.

Schemele de functionare care necesita cea mai mica productie in functiune in zona de sud pentru evitarea congestiilor (tinand cont de situatia statiei Jilava) sunt: schema B2, in cazul finalizarii lucrarilor din statia Jilava 110kV si schema A1, pe durata lucrarilor de retehnologizare (cu ambele legaturi intre statiile Jilava si Domnesti pe bara 1B Domnesti, Tr5 400/110kV Domnesti alimentand zona de sud prin cupla din CET Progresu).

Zona de vest a municipiului Bucuresti

Pentru zona de vest (Anexa 3.4.5, tabelele 1-5), la functionarea in schema normala (fara retrageri suplimentare fata de cele corespunzatoare re tehnologizarii statiei Jilava), se estimeaza aparitia congestiilor in perioada lunii octombrie 2010, pentru varfuri de consum egale sau mai mari de cca. 1000MW, in luna martie, daca varful de consum va depasi 1200MW si in lunile noiembrie, decembrie si februarie, daca varful de consum va fi mai mare sau egal cu cca.1300MW. **confidential**

Din rezultatele prezentate in anexa 3.4.5 se observa ca schema adoptata in functie de situatia statiei Jilava 110 kV nu are influenta semnificativa asupra valorii congestiilor in zona de vest, in schema normala de functionare.

confidential In perioadele fara productie in CET Grozavesti, pana la varfuri de consum de cca. 1100 MW, se pot evita congestiile in zona de vest prin radializarea retelei de distributie dintre statiile Domnesti si CET Grozavesti, similar perioadei de vara. **confidential**

Pe baza informatiilor prezentate in anexa 3.4.5, rezulta valorile lunare si zilnice ale costurilor energiei necesare pentru eliminarea congestiilor (tabelul 3.4.5.1), **confidential**

Se observa ca riscul mare de aparitie a congestiilor in zona de vest a Bucurestiului este in lunile octombrie si martie, luni de trecere de la un sezon la altul, caracterizate de pornirea treptata, respectiv oprirea treptata a termoficarii in Bucuresti, in functie de temperatura exterioara. In afara celor doua luni, **confidential** in zona de vest mai pot aparea congestii si in alte perioade, daca varful de consum in zona Bucuresti+Ilfov ajunge la 1300MW.

Pentru varfuri de consum similare celor de anul trecut (in fiecare zi lucratoare) **confidential**, considerand un pret de 350 Lei pentru un MWh de energie selectata pentru eliminarea congestiilor in Bucuresti, costul maxim lunar al eliminarii congestiilor va fi de: 4.778 milioane Lei, in luna octombrie (varf de consum 1050MW) si 3.864 milioane Lei, in luna martie (varf de consum de 1200MW). Valoarea maxima a costului lunar s-a obtinut considerand ca varful maxim de putere considerat este atins in fiecare zi lucratoare. Costul pentru o singura zi de congestie este prezentat de asemenea in tabelul 3.4.5.1. Pentru conditiile considerate, costul estimat al eliminarii congestiilor in restul perioadei va fi nul.

Pentru a evita congestiile in luna octombrie, pana la pornirea CET Grozavesti, se recomanda functionarea cu retea radializata intre Domnesti si CET Grozavesti.

OBS: Pentru puteri mai mari de 1300 MW (consum alimentat prin LEA 110 kV d.c. Bujoreni-Militari mai mare de 190 MW), **confidential** va fi necesara descarcarea pe alte zone (cea de sud sau pe Fundeni) a consumului alimentat din LEA 110 kV d.c. Bujoreni-Militari. Posibilitatea executarii acestei manevre va depinde insa de consumul zonelor de sud si Fundeni, care va avea de asemenea valori foarte ridicate la un varf de consum in Bucuresti de peste 1300MW. Conform inregistrarilor din iarna 2009-2010, in perioadele foarte reci, pentru varfuri de consum de cca. 1250 MW, consumul zonei Fundeni, de exemplu, a depasit 400 MW (capacitatea unei unitati de transformare in statia respectiva). Aceste valori mari s-au realizat in conditii de temperaturi foarte scazute, dar pe fondul crizei economice care a determinat scaderea generala a consumului industrial.

Tabel 3.4.5.1

Luna	P _{max zilnica} [MW]		Cost zilnic [mil.lei]	Observatii
Octombrie 2010	900	confidential	0	
	1000		0.168	La acest palier de putere se pot evita congestiile prin: - descarcarea a cca. 15 MW din zona Militari-Grozavesti pe zona de sud sau pe Fundeni <u>sau</u> - radializarea retelei 110kV intre Domnesti si CET Grozavesti, <u>daca nu functioneaza aceasta centrala</u>
	1100		0.228	
	1200		0.343	
	1300		0.378	
Noiembrie	900÷120		0	

2010	1300		0.078	
Decembrie 2010	900÷120		0	
	1300		0.047 ^{**))}	S-au considerat 17 zile lucratoare (perioada 27-31 decembrie s-a considerat cu consum mai redus)
Ianuarie 2011	900÷130 0		0	
Februarie 2011	900÷120		0	
	1300		0.058	
	900÷110 0		0	
Martie 2011	1200		0.168	
	1300		0.227	

Zona Fundeni

Consumul maxim alimentat din statia Fundeni a depasit in prezent valoarea de 400 MW la varful de vara si cca. 425 MW la varful de iarna. Pentru varfuri mari de sarcina, de peste 1300 MW in Bucuresti si Ilfov, la functionarea in schema normala in statia Fundeni, declansarea unui AT 400 MVA 220/110 kV in aceasta statie poate sa determine in prezent 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 pe alte zone prin actionarea AAR) sau supraincercarea unor elemente de retea din alte zone ale Bucurestiului (ca urmare a preluarii unei parti din sarcina zonei Fundeni).

*
* *

Obs 1: Asa cum s-a semnalat si in studiile anterioare, avand in vedere cresterea consumului in Bucuresti, chiar si in perioada crizei economice, se impune urgentarea realizarii unei noi injectii de putere din RET in zona centrala a Bucurestiului (de exemplu in Grozavesti). Aceasta injectie va permite descarcarea in special a zonelor de vest si Fundeni (aceasta a atins anul trecut, atat iarna, cat si vara, varfuri de consum de peste 400MW).

Solutia de dezvoltare a retelei de transport din Bucuresti trebuie adoptata corelat cu cea a retelei de distributie din zona.

Obs 2: Pretul mediu al unui MWh de energie selectata pentru eliminarea congestiilor in zona Bucuresti s-a considerat 350 lei. O alta valoare a pretului unitar al energiei congestionate va conduce implicit la un cost diferit al eventualelor congestii in aceasta zona.

3.4.5.2 Functionarea in scheme cu retrageri

Pentru perioada analizata nu sunt programate retrageri in reseaua de transport din zona Bucurestiului.

Analizele pentru scheme cu retrageri din exploatare in timpul varfului de sarcina din zilele lucratoare s-au facut **pentru situatii accidentale** in RET.

Informatiile privind retragerile din reseaua de 110 kV sunt cuprinse in anexa 3.4.2. Aceste retrageri nu afecteaza reseaua buclata din zona Bucurestiului.

In cadrul analizei s-au considerat schemele A1 si A2 corespunzatoare finalizarii programului de re tehnologizare din statia 110kV Jilava.

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 si AT2 200MVA 220/110kV din statia Bucuresti Sud.

Rezultatele sunt prezentate in anexele 3.4.6. 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 (acestea vor depinde de durata retragerii din exploatare si de perioada in care aceasta retragere va avea loc).

Se constata ca finalizarea lucrarilor de retehnologizare a statiei 110kV Jilava elimina riscul de aparitie a congestiilor in zona de sud a Bucurestiului in perioada analizata, pentru varfuri de sarcina mai mici de 1300MW. Acest fapt se datoreaza posibilitatii alimentarii consumului din zona din Tr5 400/110 kV Domnesti, prin doua axe de 110kV, la retragerea unei unitati de transformare 220/110 kV in statia Bucuresti Sud. confidential

OBS: Pentru varfuri mari de sarcina sau in situatiile in care nu exista productie suficienta in zona, pentru a evita aparitia congestiilor se recomanda ca retragerea accidentala a elementelor respective sa se efectueze, in masura posibilitatilor, la sfarsit de saptamana, cand consumul in zona este mai mic.

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-CET Grozavesti. **confidential** ***In cazul lipsei productiei in CET Grozavesti, pentru varfuri de putere mai mici de cca.1100, se recomanda functionarea cu reseaua de 110kV dintre Domnesti si CET Grozavesti in schema radializata, pentru a evita congestiile generate de reseaua de distributie.*** La ramanerea fara tensiune a unei cai de alimentare, consumatorii vor fi preluati pe alta sursa prin actionarea instalatiilor de AAR din statiile de 110 kV, respectiv de medie tensiune, aferente. **confidential** Rezultatele sunt prezentate in anexa 3.4.7.

Avand in vedere ca nu se cunosc perioadele pentru eventualele retrageri care pot genera congestii, s-a estimat doar puterea medie orara necesara pentru eliminarea congestiilor, urmand ca energia totala necesara si costul acesteia sa se determine in functie de durata retragerii.

In ambele scheme considerate s-a inlocuit unitatea de transformare retrasa cu Tr5 400/110 kV din Domnesti. In aceste conditii, rezultatele analizelor pentru situatiile de retragere din exploatare a unei unitati de transformare sunt similare din punct de vedere al energiei necesare pentru eliminarea congestiilor, respectiv din punctul de vedere al costurilor cu cele de la functionarea in schema normala. (anexa 3.4.7 si tabelul 3.4.5.1).

OBS2: Cantitatile de energie necesare pentru managementul congestiilor, respectiv costurile acestora, prezentate in tabelele anexe 3.4.4-3.4.7 sunt valabile pentru pretul considerat **confidential**

Zona Fundeni

In prezent, la retragerea din exploatare a unui AT 400 MVA 220/110 kV in aceasta statie, pentru asigurarea continuitatii in alimentarea cu energie a consumatorilor, este necesara buclarea retelei 110kV prin conectarea axelor Fundeni-Rac.Tancabesti-CET Brazi, Afumati-Caciulati-Tancabesti si Fundeni-Solex-Lehliu. Aceasta manevra este necesara deoarece cea mai mare parte a consumatorilor din zona au atat alimentarea de baza cat si pe cea de rezerva din statia Fundeni, trecerea de pe o cale de alimentare pe cealalta realizandu-se prin AAR. Puterea transportabila redusa a LEA 110kV din axele respective si consumul mare (peste 400 MW la varful de sarcina) impune reducerea sarcinii zonei respective pana la cca. 170 MW. Aceasta manevra este posibila doar in perioadele cu sarcini reduse, motiv pentru care retragerea unitatilor de transformare din Fundeni este posibila doar in zilele de weekend si de sarbatoare (cele caracterizate de temperaturi medii pentru perioadele respective) sau in timpul noptii. In acest sens, se precizeaza ca, in vara 2010, pentru evitarea congestiilor au existat situatii in care o parte din lucrarile solicitate pentru aceasta statie sau pentru statia Brazi Vest (care afecteaza de asemenea siguranta statiei Fundeni) s-au efectuat inclusiv pe timpul noptii.

Avand in vedere ca in zona Fundeni nu exista alta sursa de alimentare decat injectia din RET prin aceasta statie, rezulta absolut necesara urgentarea promovarii unei solutii de intarire a RET in Bucuresti, care sa permita descarcarea consumului pana la valori corespunzatoare mentinerii sigurantei in functionare si

continuitatii in alimentare, inclusiv in schemele cu retrageri din exploatare. Altfel exista un risc major pentru aparitia unei avarii extinse, cu toate consecintele negative ale acesteia.

3.4.3 Concluzii

Pe baza analizei prezentate mai sus, rezulta urmatoarele consideratii:

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:
 - Tr 250MVA 400/110kV Domnesti;
 - liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti;
- Pentru zona Fundeni:
 - AT-urile 400 MVA 220/110kV Fundeni.

6.4.2 La functionarea in schema normala:

6.4.3.1. Pentru **zona de sud**, nu se estimeaza aparitia congestiilor in perioada analizata, pentru varfuri de consum in Bucuresti mai mici de **1300 MW confidential**;

6.4.3.2. Pentru **zona de vest**, **confidential** se estimeaza posibilitatea aparitiei congestiilor in urmatoarele perioade:

- In luna octombrie - pentru varfuri de consum mai mari de cca. 1000 MW;
- In luna martie - pentru varfuri de consum mai mari de cca. 1200 MW;
- In lunile noiembrie, decembrie si februarie - daca varful de consum va depasi cca.1300MW.

6.4.3.3. Pentru a evita congestiile in luna octombrie, pana la pornirea CET Grozavesti, se recomanda functionarea cu reseaua radializata intre Domnesti si CET Grozavesti.

6.4.3.4. Pentru varfuri de consum similare celor de anul trecut **confidential**, considerand un pret de 350 Lei pentru un MWh de energie selectata pentru eliminarea congestiilor in Bucuresti, **costul maxim lunar** al eliminarii congestiilor in zona de vest poate fi de: **4.8 milioane Lei, in luna octombrie, pentru un varf de consum de 1050MW** (se evita prin functionarea radializata) si **3.9 milioane Lei, in luna martie** (varf de consum de 1200MW). Valoarea maxima a costului lunar s-a obtinut considerand ca varful maxim de putere considerat este atins in fiecare zi lucratoare.

Costul maxim zilnic pentru eliminarea congestiilor, la varfuri de sarcina similare celor de anul trecut, poate fi de **0.23 milioane Lei, in luna octombrie si 0.17 milioane Lei, in luna martie.**

Pentru conditiile considerate, costul estimat al congestiilor in restul perioadei va fi nul.

6.4.3 La functionarea in scheme cu retrageri:

- La retragerea AT1 sau AT2 200 MVA 220/110 kV in statia Bucuresti Sud, Tr5 400/110 kV din statia Domnesti va alimenta zona de sud, printr-una sau doua axe 110kV, in functie de stadiul lucrarilor din statia Jilava. In acest caz nu se estimeaza aparitia congestiilor, pentru varfuri de sarcina mai mici de 1300MW. **confidential**
- La retragerea Tr1 sau Tr2 250 MVA 400/110 kV in statia Domnesti, acesta se va inlocui cu Tr5 din aceeasi statie. Costurile eventualelor congestii in aceasta situatie sunt similare celor de la functionarea in schema normala.
- La retragerea din exploatare a unui AT 400 MVA 220/110 kV in statia Fundeni, pentru asigurarea continuitatii in alimentarea cu energie a consumatorilor, este necesara buclarea retelei 110kV cu zonele adiacente. Avand in vedere puterea transportabila redusa a LEA 110kV din axele respective pe de o parte si consumul mare alimentat din aceasta statie (peste 400 MW la varfuri mari de sarcina), pe de alta parte, suplimentar este necesara descarcarea consumului din zona pana la cca. 170 MW, manevra posibila doar in perioade caracterizate de sarcini reduse. Din acest motiv,

retragerea unitatilor de transformare din Fundeni este posibila doar pe perioadele cu sarcini reduse, in zile de weekend, de sarbatori legale sau pe timpul noptii.

6.4.4 Avand in vedere ca, pe de o parte, *confidential* nu asigura respectarea criteriului N-1 pentru varfuri de sarcina mai mari de cca. 1300 MW si pe de alta parte, in zona Fundeni nu exista alta sursa de alimentare decat injectia din RET prin aceasta statie, rezulta absolut necesara urgentarea promovarii unei solutii coordonate de intarire a retelelor de transport si distributie in Bucuresti, care sa permita descarcarea consumului in zonele respective pana la valori corespunzatoare mentinerii sigurantei in functionare si continuitatii in alimentare, inclusiv in schemele cu retrageri din exploatare. Altfel exista un risc major pentru aparitia unei avarii extinse, cu toate consecintele negative ale acesteia.

3.5 CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)

3.5.1 NTC maxime negarantate, pentru topologie normala

In cadrul grupului de lucru ENTSO-E "Modele de retea si mijloace de prognoza" s-au calculat capacitati nete de schimb pentru iarna 2010-2011 in schema normala, pentru SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona prin L400kV Portile de Fier-Djerdap, 1cTantareni-Kozlodui, Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, Nadab-Bekecsaba (+ Arad-Nadab), Rosiori-Mukacevo.

Valorile NTC export/import s-au calculat cu LEA 400kV Iernut-Rosiori in functiune.

Nu s-au considerat functionarea cu LEA 400kV Isaccea-Dobrudja si Isaccea-Varna conectate simultan si interconectarea Turciei.

S-au calculat:

- capacitati nete de schimb aditionabile in interfetele partiale RO/RS+BG, RO/RS+HU, RO/HU+UA, RO+BG/RS, RO+RS/ HU;
- capacitati nete de schimb totale intre Romania si reseaua 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. Contingentele critice si elementele limitatoare sunt indicate in tabelul de mai jos:

	Declansare	Limita de incarcare:
Export RO	LEA 400kV Tantareni-Kozlodui	LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap; 100% TC PdFier
RO->RS		
RO->BG	LEA 400kV Djerdap-Bor	LEA 400kV Tantareni-Kozlodui;100% TC Tantareni
RO->UA,HU	SE Bulgar 1c 220kV Portile de Fier - Resita	SE Bulgar (nu s-au luat in considerare) c2 Portile de Fier –Resita 100-110 % I termic (+aut.)
	LEA 220kV Alba Iulia-Mintia	100% AT3 400/220kV Mintia
	LEA 400kV Mintia-Sibiu	
	LEA 400kV Gutinas-Smardan	LEA 220kV Lacu Sarat-Filesti 100% TC
Import RO	AT 400/220kV Iernut	100% AT 400/220kV Rosiori
	LEA 400kV Iernut-Rosiori	
	AT 400/220kV Rosiori	100% AT 400/220kV Iernut
	LEA 400kV Tantareni-Kozlodui*	LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap; 100% TC PdFier
	LEA 400kV Djerdap-Bor*	
RS->RO	LEA 400kV Djerdap-Bor	LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap; 100% TC PdFier
BG->RO	LEA 400kV Gutinas-Smardan	LEA 220kV Lacu Sarat-Filesti 100-105% TC
	LEA 400kV Isaccea-Dobrudja	LEA 400kV C.Mogila-Vetren
UA,HU->RO	AT 400/220kV Iernut	100% AT 400/220kV Rosiori
	LEA 400kV Iernut-Rosiori	

* $S_4 \leq 580\text{MW}$

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

Aceste valori sunt **indicative, negarantate**, si pot fi utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil in 2011.

Pentru iarna 2010-2011 s-au obtinut urmatoarele valori NTC bilaterale indicative agregabile in interfetele partiale dar neagregabile in interfata SEN :

RO=>HU	1000 MW	AT4 400/220kV Mintia deconectat
HU=>RO	800 MW	
RO=>RS	800 MW	
RS=>RO	500 MW	
RO=>BG	800 MW	
BG=>RO	700 MW	
RO=>UA	300 MW	
UA=>RO	500 MW	

Pe baza calculului au rezultat pentru iarna 2010-2011 urmatoarele valori **NTC totale maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN:**

RO export NTC 2050 MW
RO import NTC 2100 MW/ 2450 MW / $S_4 \leq 580 \text{ MW}$

Acestor valori NTC in interfata le corespund valorile NTC bilaterale agregabile in interfata SEN de mai jos:

RO=>HU	700 MW
HU=>RO	700 MW
RO=>RS	700 MW
RS=>RO	400 MW
RO=>BG	500 MW
BG=>RO	600 MW
RO=>UA	150 MW
UA=>RO	400 MW

Pentru o estimare mai realista se propun pentru armonizare cu partenerii si publicare pe site-ul ENTSO-E valorile **NTC bilaterale agregabile in interfata de interconexiune a SEN** ca valori **NTC bilaterale maxime negarantate indicative** pentru volumul maxim de schimburi in iarna 2010-2011 .

Se propune utilizarea valorilor de mai sus determinate de Transelectrica ca **valori NTC plafon pentru licitatile lunare in 2011** acolo unde acordurile bilaterale includ aceste valori (specificate pana in prezent in acordurile bilaterale cu MAVIR si EMS).

Se subliniaza faptul ca aceste valori sunt indicative si calculate in cele mai optimiste ipoteze:

- pentru schema normala, fara programe de retrageri cu exceptia re tehnologizarilor de lunga durata;
- fara considerarea alocarilor successive pe mai multe granite, care in realitate determina solicitarea mai intensa a anumitor linii de interconexiune (exemplu : RO=>HU + HU=>RS = RO=>RS);
- fara considerarea cresterii simultane a schimburilor intre alti parteneri printr-o interfata multilaterala incluzand si granite ale SEN (RO+BG=>UA+HU+RS+MK+GR);
- neglijarea influentei asupra distributiei NTC total pe granite a necesitatilor legate de siguranta zonei (import maxim GR+MK+AL 1700MW in vara 2010) si de evitarea tranzitelor determinate de tranzactii externe.

Factorii de mai sus sunt luati in considerare la determinarea valorilor NTC lunare ferme, din care cauza acestea sunt in majoritatea cazurilor mai mici decat valorile maxime indicative negarantate.

3.5.2 NTC anuale ferme

Conform acordurilor bilaterale incheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR, EMS, ESO EAD), se furnizeaza pentru utilizare comerciala NTC anuale ferme (=ATC anuale), garantate pentru toate programele de reparatii anuale coordonate convenite in SEN si interconexiune.

Tinand seama de :

- necesitatea furnizarii NTC anuale ferme inaintea elaborarii planului de retrageri anual al SEN si a planurilor de retragere coordonata in interconexiune;
- reprogramarea retragerilor pe parcursul anului;
- incertitudini legate de prognoza productiei in puncte cheie care afecteaza valorile NTC (CHE Portile de Fier+Djerdap, etc);
- incertitudini legate de reglaje de protectii pe LEA 400kV din sisteme vecine care pot afecta valorile NTC

NTC anuale ferme se estimeaza :

- pe baza experientei anului curent si anterior privind programele simultane de reparatii in interconexiune si a posibilitatilor de schimb si a celor mai mici valori NTC lunare ferme obtinute in ultimele 12 luni.
- efectuand si calcule suplimentare, numai daca sunt prevazute:
 - programe de re tehnologizare in anul urmator care pot duce la valori NTC ferme mai mici;
 - puneri in functiune semnificative (linii si statii de interconexiune, etc) in intervalul intre estimarea NTC anuale si inceperea anului urmator care pot duce la cresterea valorilor NTC.

Pentru anul 2011 se iau in considerare cu prioritate valorile NTC lunare din 2010 (Anexa 3.11.1,3.11.2), afectate de conditii specifice:

- marirea in continuare a reglajelor de vara ale protectiilor pe LEA 400kV Djerdap-Bor-Nis (1420A=>1740A) si pastrarea limitei de iarna pe LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap in Djerdap (1800A) cu efect semnificativ asupra exportului;
- lucrari de re tehnologizare in statia Gadalin si posibilitatea deconectarii LEA 400kV Iernut-Rosiori la tensiuni inalte, cu efect semnificativ asupra importului; lucrarile vor continua in 2011.

In calculul NTC pentru lunile septembrie, octombrie s-a constatat ca functionarea cu bucla Bulgaria-Turcia(sold 0) -Grecia (din 19.09.2010) determina cresterea NTC de export in interfata Romaniei cu cca. 50MW, dar poate determina inrautatirea unor congestii in sistemul Bulgar.

O estimare realista a efectului interconectarii Turciei asupra valorilor ferme anuale ar necesita informatii suplimentare si un volum semnificativ de calcule.

Efectul punerii in functiune a LEA 400kV Isaccea-Varna se poate determina numai dupa convenirea conditiilor de exploatare (functionare simultana cu LEA Isaccea-Dobrudja) si necesita de asemenea calcule suplimentare.

Trebuie luat in considerare si faptul ca recesiunea economica a determinat reducerea unor tranzactii externe si a circulatiilor paralele generate, cu efect pozitiv dar temporar asupra valorilor minime.

Tinand seama de cele de mai sus se propun urmatoarele valori **NTC anuale ferme** pentru anul 2010, incluzand o marire cu 100 MW a NTC de export pe granita cu Serbia:

RO=>HU 200 MW

HU=>RO 150 MW

RO=>RS 200 MW *

RS=>RO 100 MW

RO=>BG 100 MW

BG=>RO 100 MW

RO=>UA 50 MW *

UA=>RO 50 MW

* Acolo unde între parteneri există o singură linie de graniță, NTC anual ferm este garantat numai atât timp cât linia este în funcțiune.

3.5.3 NTC lunare/sublunare ferme

NTC lunare ferme pe granițe se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată la SPO/DEN pe baza recomandărilor ENTSO-E privind schimburile interdependente în rețele buclate: NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor NTC compozite în interfata de interconexiune a SEN și în alte interfețe utilizate în comun cu partenerii, principiu convenit cu toți partenerii.

Pentru fiecare lună, BPSN/SPO/DEN calculează și furnizează pentru piață în luna anterioară valori NTC ferme pe granițe bilaterale, utilizabile simultan în întreaga interfata de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând în considerare:

- programele de reparații pentru luna respectivă; prognoza de producție și consum; schimburile prognozate;
- reglajul protecțiilor și al automatizărilor în funcțiune;
- NTC anuale ferme, eliminarea efectului soldării;
- utilizarea comună a interfețelor, scenarii de schimb pesimiste cu alocări succesive pe mai multe granițe;
- măsuri operative preventive/ postvarie.

Calculul NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane și succesive, cu o rezoluție la nivel de săptămână/zi care permite utilizarea în licitațiile cu o zi înainte și în aceeași zi.

În funcție de actualizarea informațiilor privind desfasurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificări semnificative valorile NTC pot fi recalulate și armonizate la nivel săptămânal.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru octombrie 2010 sunt prezentate în Anexa 3.11.2. Existența în aceeași lună a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzând seturi de valori ferme.

Se pot observa efectele diferitelor programe de retrageri în SEN și interconexiune și a altor factori:

- reducerea importului pe granițele cu Ucraina și Ungaria determinată de rețehnologizarea stației Gadalin și considerarea deconectării LEA Iernut-Rosiori la tensiuni înalte;
- reducerea suplimentară a importului la retragerea LEA 400kV Rosiori-Mukacevo și a AT400/220kV Arad;
- reducerea exportului la retragerea LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap. Rosiori-Mukacevo
- reducerea exportului la retragerea LEA 400kV Cervenă Mogila-Stip (BG-MK), care impune un NTC de export pe granița RO/BG egal cu valoarea anuală fermă;
- valori relativ mici ale NTC de export pe granița bulgară care reflectă prognoza de export ridicată a Bulgariei (1000MW) și o rețea de transport încărcată cu puține disponibilități de tranzit.

4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE

Determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice

Conditii generale

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

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

Calcululele 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 calcululelor pentru diferite scenarii, cuprinzand puterea limita de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezerva normata $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ si puterile admisibile.

In regimurile pentru care este respectata rezerva normata in sectiune dar tensiunile in retea sau circulatiile de curenti pe elementele retelei se situeaza in afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibila P_{adm} in sectiune in ultimul regim in care se respecta restrictiile legate de nivelul de tensiune si limitele de incarcare a elementelor retelei. Pentru scenariile in care declansarea unei linii conduce la variatia substantiala a pierderilor in retea, s-au dat valori pentru puterea admisibila prin sectiune in regimul care urmeaza dupa declansare (a) si in regimul anterior declansarii unui element (b), in forma a / b.

In sectiunile S1, S2, S3, S4 si S6 valorile puterilor cu rezerva normata si cele admisibile s-au dat atat pentru intreaga sectiune ($\sum P_{L(400+220+110)kV}$), cat si pentru cea vizibila, formata doar din liniile de transport ($\sum P_{L(400+220)kV}$), acestea din urma incluzand si liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

Valorile indicate in tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim si unei structuri de grupuri in functiune data in anexa 2.3.5. Aceste valori se pot modifica in cazul in care apar retrageri suplimentare de linii in cadrul SEN sau se functioneaza cu o alta repartitie a puterilor produse. Aceste modificari sunt necesar a fi analizate la programarea regimurilor.

Avand in vedere ca in SEN nu exista dispozitive care sa limiteze automat puterea intr-o sectiune la declansarea unui element, la programarea regimurilor se va considera ca putere admisibila de functionare cea mai mica putere admisibila de calcul rezultata pentru schema de durata si ca urmare a unei contingente simple. Puterile admisibile de functionare vor fi introduse in calculatorul de proces ca puteri orientative pentru supravegherea on-line a SEN.

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

- (1) în reseaua de 750kV: 735kV – 765kV;
- (2) în reseaua de 400kV: 380kV – 420kV;
- (3) în reseaua de 220kV: 198kV – 242kV;
- (4) în reseaua de 110kV: 99kV – 121kV;

Calculul pentru toate sectiunile s-a efectuat in regimul de baza cu luarea in considerare a retragerilor conform schemei de calcul 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. 2528 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea ambelor circuite ale L 220 kV Portile de Fier - Resita, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4430$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3210 MW , valoare peste care apar suprasarcini pe un AT3 400/220 kV Portile de Fier;
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4150$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3790 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Portile de Fier – Resita;
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4700$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3850 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe un AT3 400/220 kV Portile de Fier;
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Kozlodui, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4450$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4210 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Brad, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4460$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4160 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- Bradu ; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4450 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3800 MW , valoare peste care apar suprasarcini pe un AT3 400/220 kV Portile de Fier.
- 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 4450 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3730 MW , valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Urechesi.
- 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 4000 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3620 MW , valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Portile de Fier – Resita.
- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4360 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3210 MW , valoare peste care apar suprasarcini pe un AT3 400/220 kV Portile de Fier.

4.2. Sectiunea S2

Deficitul initial al sectiunii S2 este de cca. 1612 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 $P_{8\%}=3040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2330 MW valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Bujoreni- Militari.

- La declansarea L 400kV Tantareni - Bradu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2980$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2870 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti.
- La declansarea L 400kV Sibiu - Brasov, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3000$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2610 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 $P_{8\%}=3440$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2500 MW , valoare peste care apar suprasarcini pe un AT3 400/220 kV Portile de Fier;
- La retragerea L400 kV Urechesti - Domnesti si declansarea L400kV Tantareni – Bradu; puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2740 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2710 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 2550MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2000 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Fagaras – Hoghiz;
- La retragerea L400kV Tantareni – Bradu si declansarea U1 sau U2 CNE Cernavoda puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3260MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2530 MW , valoare peste care apar suprasarcini pe un AT3 400/220 kV Portile de Fier;

4.3. Sectiunea S3

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

Deficitul initial al sectiunii S3 este de cca. 23 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa

4.3.1):

- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=630$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 540 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 $P_{8\%}=890$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 810 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 $P_{8\%}=930$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 830 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 $P_{8\%}=950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 830 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 $P_{8\%}=930$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 310 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Basarabi – Medgidia d.c.;

- La declansarea L400 kV Lacu Sarat- Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=890$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 750 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 $P_{8\%}=960$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 840 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 $P_{8\%}=830$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 200 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Basarabi – Medgidia d.c.;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Lacu Sarat - Gura Ialomitei puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=770$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 660 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 $P_{8\%}=530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 470 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 $P_{8\%}=870$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 790 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 CT110 kV Vascau, L110 kV IMA- Campia Turzii si L110 kV Aiud Campia Turzii.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 600 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 $P_{8\%}=1060$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 980 MW (860MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl., puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1150$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1010 MW (890MW – 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 $P_{8\%}=1050$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1000 MW (880MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET si se depaseste curentul termic pe L110 Mintia - Baita;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia - Mintia, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1130$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1040 MW (910MW – 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 $P_{8\%}=1220$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1080 MW (950MW – 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 $P_{8\%}=1160$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1060 MW (930MW – 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 $P_{8\%}=1030$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 870 MW (770 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 $P_{8\%}=950$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 790 MW (590MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Mintia - Baita;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=770$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 600 MW (440MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Mintia - Baita;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Rosiori – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=860$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 750 MW (550MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Mintia - Baita;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Foresti puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=950$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 880 MW (750MW – 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 L400 kV Rosiori - Oradea puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=910$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 780 MW (670MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Mintia - Baita;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl. si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 990$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 820 MW (620MW – retea vizibila)*, valoarea tensiunilor in retea 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 $P_{8\%}=1110$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1000 MW (890 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea 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 $P_{8\%}=970$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 850 MW (730MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET si se depaseste curentul termic pe L110 Mintia - Baita;

4.5. Sectiunea S5

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 600 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 CT110 kV Liesti si 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 890 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 880 MW*;
- La declansarea L400 kV Roman – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 830 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 740 MW*, 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 $P_{8\%}=680$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 600*, 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 $P_{8\%}=830$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 830 MW*.
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Bacau - Roman, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=790$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 770 MW*.
- La retragerea L220 kV Barbosi - Focsani si declansarea L400 kV Bacau - Roman , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 820 MW.;
- La retragerea L220 kV Gheorghieni - Stejaru si declansarea L400 kV Bacau - Roman puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=750$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 730 MW;
- La retragerea L400 kV Bacau - Roman si declansarea L400 kV Gutinas - Bacau puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=850$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 750 MW valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET .

4.6. Sectiunea S6

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 873 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 $P_{8\%}=3040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1580 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Lacu Sarat - Filesti;
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4010$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2260 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 $P_{8\%}=3830$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2220 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L400 kV Cernavoda - Pelicanu.
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3420$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2630 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Lacu Sarat – Filesti;
- 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 3080 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1290 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 3070 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1150 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 reteaua europeana continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest, pe LEA400KV Portile de Fier-Djerdap, 1c 400KV Tantareni-Kozlodui, LEA400KV Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, Nadab-Bekecsaba (+Arad-Nadab), Rosiori-Mukacevo.

S-a studiat stabilitatea pentru varful de sarcina de iarna si un sold 500MW 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 (CHE Lotru).

Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate pentru iarna 2010-2011 in cadrul grupului de lucru ENTSO-E NM&FT. Se remarca prognozarea unui export de 500MW din Bulgaria si a unui import sincron de $600+30+350=980$ MW in Grecia+Albania+Macedonia.

S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia+Muntenegru, Bulgaria, Ungaria, insula Burshtyn, Macedonia, Grecia, Albania, Bosnia-Herzegovina, Slovenia, Croatia, Slovacia, si s-a reprezentat restul interconexiunii printr-un echivalent redus.

A fost utilizat programul de simulare dinamica EUROSTAG 4.4 pentru simulari in timp si programul NETOMAC pentru optimizari de parametri.

5.1 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI CERNAVODA

S-a studiat comportarea dinamica a zonei Cernavoda si CTE Braila in schema cu etapa a 2-a a lucrarilor de retehnologizare in statia 400kV Lacu Sarat finalizata, cu LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si Lacu Sarat-Smardan in functiune, si lucrari de inlocuire a AT3 400/220kV Lacu Sarat.

S-au considerat in functiune 2 unitati in CNE (2x710MW), 1 grup in CTE Braila (180MW), si CEE Fantanele cu productie 0-100-200-347.5 MW.

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 1.1 ohm) si un transformator echivalent 33/0.69kV.

Au fost modelate dinamic performantele specifice ale CEE 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-a studiat posibilitatea retragerii a 1-2 LEA 400kV in Cernavoda si/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.

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule sunt :

- in Cernavoda, Constanta Nord, Bucuresti Sud, Lacu Sarat: ZI 0.1 (0.08) s;
- in statii nemodernizata: ZI 0.12-0.16s;
- pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, Lacu Sarat-Smardan, Gutinas-Smardan, Constanta -Tariverde, Tariverde-Tulcea, Lacu Sarat-Isaccea cu teleprotectii in functiune: 0.11s (0.15s pentru o statie nemodernizata);
- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei cu teleprotectie in functiune/indisponibila: 0.11s / ZII 0.5s;

- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu, cu teleprotectie indisponibila: ZII 0.5-0.52s;
- pe LEA 400kV 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 si cu functionare la putere maxima in CNE (2x710MW) si CEE (347MW) un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 400kV din Cernavoda sau zona izolat cu actionare coreuta a protectiilor si intrerupatoarelor nu este periculos pentru stabilitatea CNE si a zonei, inclusiv in cazul unui scurtcircuit pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea, Bucuresti Sud-Pelicanu, Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat fara teleprotectie, cu actionarea protectiei de distanta in treapta II la unul din capete.

Un scurtcircuit pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea izolat in treapta II spre Isaccea poate determina **confidential**.

5.1.2 Stabilitatea CNE si a zonei in cazul unui scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 400kV din Cernavoda sau zona izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor (inclusiv in cazul indisponibilitatii teleprotectiei pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei) nu este afectata semnificativ la retragerea uneia din LEA 400kV Cernavoda-Gura-Ialomitei 1 sau 2, Cernavoda-Medgidia, Lacu Sarat-Isaccea, Lacu Sarat-Smardan.

- **confidential**.

Un scurtcircuit pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei sau pe LEA Bucuresti Sud-Pelicanu izolat in treapta II in Pelicanu - **confidential**.

5.1.3 **confidential**

5.1.4 Urmatoarele cazuri de retrageri duc la ramanerea CEE conectata la SEN prin intermediul retelei de 110kV:

5.1.4.1 Daca este retrasa LEA 400kV Cernavoda-Constanta Nord si apare un scurtcircuit pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea sau reciproc, cu retea 110kV buclata intre zonele Constanta Nord-Tulcea, CEE ramane conectata la SEN prin LEA 400kV Tariverde-Constanta+T400/110kV 1,2 Constanta+ reseaua 110kV+ T400/110kV Medgidia 1,2 +T400/110kV Tulcea1,2.

La putere maxima in CEE defectul determina un regim amortizat lent.

5.1.4.2 Daca este retrasa LEA 400kV Constanta Nord-Tariverde si apare un scurtcircuit pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea, sau reciproc, CEE ramane conectata la SEN prin LEA 400kV Tariverde-Tulcea+ T400/110kV 1,2 Tulcea+reseaua 110kV+ T400/110kV Medgidia 1,2 +T400/110kV Constanta 1,2.

Se pastreaza sincronismul CEE cu CNE pentru **confidential**.

5.1.4.3 Daca este retrasa LEA 400kV Cernavoda-Constanta Nord, un scurtcircuit pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea determina ramanerea CEE conectata la SEN prin LEA 400kV Tariverde-Constanta/Tulcea+T400/110kV 1,2 Constanta / Tulcea + reseaua 110kV+ T400/110kV Medgidia 1,2.

Un scurtcircuit izolat fara temporizare determina un regim stabil pe termen mediu, dar in cazul actionarii protectiei de distanta in treapta II intr-un capat al liniei se produc 1-2 rasturnari de unghi ale CEE Fantanele, cu pendulatii adanci de tensiune in Tariverde si risc de actionare a protectiei de tensiune in mod LVRT (trecere prin tensiune scazuta).

5.1.5. In urmatoarele cazuri de retragere simultana a 2 LEA 400kV din Cernavoda si/sau zona scenariile de scurtcircuit trifazat izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor nu impun limitari (suplimentare) pentru productia din CNE si CEE :

5.1.5.1 Retragerea simultana a 1c 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei si LEA 400kV Gutinas-Smardan

Urmatoarele scurtcircuite trifazate izolate fara teleprotectie determina regimuri grele dar fara periclitarea stabilitatii CNE:

- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei;

- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu izolat in treapta II in Pelicanu;
- pe LEA 400kV Tulcea -Isaccea izolat in treapta II in Isaccea.

5.1.5.2 Retragerea simultana a LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si LEA 400kV Gutinas-Smardan sau Lacu Sarat-Smardan sau Isaccea-Dobrudja

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei determina un regim la limita de stabilitate si pendulatii de tensiune, care nu impune limitari pentru productia actuala maxima in CEE Fantanele. Este necesara punerea in functiune a teleprotectiei pe aceasta linie inainte de punerea in functiune a altor CEE in zona.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tulcea -Isaccea izolat in treapta II in Isaccea poate determina - **confidential**.

5.1.5.3 Retragerea simultana a 1c 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei si LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat

Urmatoarele scurtcircuite trifazate izolate fara teleprotectie determina regimuri grele dar fara periclitarea stabilitatii CNE:

- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu izolat in treapta II in Pelicanu;
- pe LEA 400kV Tulcea -Isaccea izolat in treapta II in Tulcea.

5.1.5.4 Retragerea simultana a LEA 400kV Gutinas-Smardan si LEA 400kV Lacu Sarat-Smardan sau Lacu Sarat-Isaccea

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei determina un regim greu dar care nu impune limitari de productie.

5.1.5.5 Retragerea simultana a LEA 400kV Tulcea-Tariverde si LEA 400kV Gutinas-Smardan sau Lacu Sarat-Smardan sau Lacu Sarat-Isaccea

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei determina un regim greu cu pendulatie de tensiune, dar care nu impune limitari pentru productia actuala maxima in CEE Fantanele. Este necesara punerea in functiune a teleprotectiei pe aceasta linie inainte de punerea in functiune a altor CEE in zona.

5.1.5.6 Retragerea simultana a LEA 400kV Tulcea-Tariverde sau Gutinas-Smardan si a LEA 400kV Cernavoda Medgidia

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei determina un regim greu, dar care nu impune limitari de productie.

5.1.5.7 Retragerea simultana a LEA 400kV Isaccea-Dobrudja si a LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea sau Lacu Sarat-Smardan sau Cernavoda-Medgidia

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei determina un regim greu cu o pendulatie de tensiune dar care nu impune limitari de productie.

5.1.5.8 Retragerea simultana a LEA 400kV Lacu Sarat-Smardan si LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea sau Cernavoda-Medgidia.

Scurtcircuite trifazate izolate cu actionarea corecta a protectiilor si intrerupatoarelor nu determina regimuri grele.

5.1.5.9 Retragerea simultana a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si Cernavoda Medgidia

- **confidential**

Retragerea suplimentara a LEA 400kV Cernavoda-Medgidia nu modifica semnificativ concluziile privind stabilitatea CNE si se poate realiza simultan cu o alta LEA 400kV daca este posibil din punct de vedere al regimului permanent.

5.1.6 Tabelul 5.1 sintetizeaza cazurile de retragere simultana a 2 LEA 400kV din Cernavoda si/sau zona in care stabilitatea CNE si a zonei poate fi periclitata de cazuri de scurtcircuit trifazat izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, scenariile de scurtcircuit critice, si in majoritatea cazurilor limitele de

productie impuse de fiecare caz de scurtcircuit, astfel incat daca dispare cauza limitei celei mai restrictive (punerea in functiune a teleprotectiei) se ia in considerare limita urmatoare.

- **confidential**

5.1.7 In urmatoarele cazuri de retragere simultana a 2 LEA 400kV din Cernavoda si/sau zona, stabilitatea CNE si a zonei poate fi periclitata de cazuri de scurtcircuit trifazat izolat :

- cu actionarea teleprotectiei, datorita unei schema post-avarie cu limite de stabilitate pe termen mediu (statica) mai mici decat puterea evacuata; se mentioneaza si cazuri cand zona este aproape de limita pentru monitorizare la cresterea puterii instalate in CEE;
- fara teleprotectie, cu actionare in treapta II a protectiei de distanta la un capat al liniei, impunand limite de stabilitate pe termen scurt.

- **confidential**

5.1.7.2 Retragera simultana a LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei 1+2

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau pe LEA 400kV Pelicanu-Bucuresti Sud duce la ramanerea CNE Cernavoda +CET Palas +CEE Fantanele pe axa Cernavoda-Constanta(+Cernavoda-Medgidia)-Tariverde-Tulcea-Isaccea si determina desincronizarea rapida sau pe termen mediu a zonei Cernavoda-Constanta-Tariverde daca se depaseste limita de stabilitate pe termen mediu (5.1.7.1).

Scurtcircuitul trifazat pe LEA 400kV Pelicanu-Bucuresti Sud izolat cu treapta IIa protectiei de distanta in Pelicanu impune- **confidential**.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea sau Tulcea-Isaccea duce la ramanerea CNE Cernavoda +CET Palas +CEE Fantanele pe axa Cernavoda-Pelicanu-Bucuresti Sud.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tariverde-Tulcea izolat cu teleprotectie determina un regim cu oscilatii amortizate foarte lent indicand apropierea de limita de stabilitate pe termen mediu pe aceasta axa, care va deveni restrictiva in viitor datorita implementarii de noi productii eoliene (Cogealac,etc).

- **confidential**

5.1.7.3. Retragera simultana a 1c 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei si LEA 400kV Tariverde-Isaccea sau Isaccea-Tulcea

- **confidential** un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei in functiune duce la ramanerea CNE Cernavoda +CET Palas +CEE Fantanele pe axa Cernavoda-Pelicanu-Bucuresti Sud, determinand desincronizarea la limita a CNE si a zonei pentru un timp total de actionare al protectiei de distanta in treapta I de 100ms, si un regim stabil amortizat mai lent pentru un timp total de actionare al protectiei de distanta in treapta I de 80ms.

Pentru asigurarea unei rezerve de stabilitate - **confidential**.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud –Gura Ialomitei poate determina pierderea sincronismului CNE si antrenarea CET Palas si CEE, daca este izolat fara teleprotectie cu actionarea protectiei de distanta in treapta II in Gura Ialomitei.

- **confidential**

Tinand seama de faptul ca productia uzuala a CEE nu depaseste 70% din puterea instalata, retragera simultana a acestor linii este posibila fara reduceri semnificative de productie chiar inainte de punerea in functiune a teleprotectiei pe LEA Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, dar situatia trebuie reevaluat la cresterea puterii eoliene instalate in zona si depasirea limitei de stabilitate pe termen mediu pe axa Cernavoda-Pelicanu-Bucuresti Sud.

5.1.7.4. Retragera simultana a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Bucuresti Sud-Pelicanu.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat cu teleprotectie duce la ramanerea CNE Cernavoda +CET Palas +CEE Fantanele pe axa Cernavoda- Isaccea si determina un regim amortizat lent aproape de limita de stabilitate pe termen mediu.

Acest scenariu de defect poate deveni restrictiv la cresterea puterii eoliene instalate in zona.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu actionarea protectiei de distanta in treapta II in Isaccea determina desincronizarea CNE, CET Palas, CEE, CTE Braila, CET Galati.

- **confidential**

Sa nu se retraga simultan LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Bucuresti Sud-Pelicanu - **confidential**.

5.1.7.5. Retragerea simultana a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Tariverde-Tulcea.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat duce la ramanerea CNE Cernavoda +CET Palas +CEE Fantanele pe axa Cernavoda- Pelicanu-Bucuresti Sud si determina un regim amortizat lent aproape de limita de stabilitate pe termen mediu.

Acest scenariu de defect poate deveni restrictiv la cresterea puterii eoliene instalate in zona.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud –Pelicanu izolat cu actionarea protectiei de distanta in treapta II in Pelicanu determina desincronizarea CNE si a zonei.

- **confidential**

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea, izolat cu actionarea protectiei de distanta in treapta II in Isaccea, poate determina - **confidential**.

5.1.7.6. Retragerea simultana a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Gutinas-Smardan.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu izolat cu teleprotectie duce la ramanerea zonei conectata la SEN+SE pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja+LEA 220kV Lacu Sarat-Filesti si determina un regim amortizat lent aproape de limita de stabilitate pe termen mediu.

Acest scenariu de defect poate deveni restrictiv la cresterea puterii eoliene instalate in zona.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud –Pelicanu izolat cu actionarea protectiei de distanta in treapta II in Pelicanu determina desincronizarea CNE, CET Palas, CEE, CTE Braila, CET Galati la functionarea cu putere maxima in CNE si CEE.

- **confidential**

5.1.7.7. Retragerea simultana a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si Gura Ialomitei-Lacu Sarat.

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV LEA 400kV Bucuresti Sud –Gura Ialomitei izolat cu teleprotectie duce la ramanerea CNE Cernavoda +CET Palas +CEE Fantanele pe axa Cernavoda- Isaccea si determina un regim amortizat foarte lent la limita de stabilitate pe termen mediu.

Acest scenariu de defect poate deveni restrictiv la cresterea puterii eoliene instalate in zona.

- **confidential**

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu actionarea protectiei de distanta in treapta II in Tulcea determina - **confidential**.

- **confidential**

5.1.8. Tabelul 5.1 include si cazuri de retragere simultana a 2 LEA 400kV din Cernavoda si/sau zona in care stabilitatea CNE si a zonei (CET Palas, CEE Fantanele) poate fi periclitata numai de cazuri de scurtcircuit trifazat izolat fara teleprotectie, cu actionare in treapta II a protectiei de distanta la un capat al liniei-
confidential

- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat in treapta II in Gura Ialomitei;

- pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu izolat in treapta II in Pelicanu;

- pe LEA 400kV Tulcea -Isaccea izolat in treapta II;

- **confidential**

Mentionam 2 tipuri de cazuri cu aspecte mai deosebite :

- instabilitatea afecteaza o productie mai mare;

- punerea in functiune a teleprotectiei pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei are un impact semnificativ asupra restrictiilor de productie.

5.1.8.1 Scheme de retrageri in care un scurtcircuit trifazat poate determina desincronizarea simultana - **confidential**

5.1.8.1.1 Retragera simultana a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Isaccea-Dobrudja

- **confidential**

5.1.8.1.2 Retragera simultana a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Gutinas-Smardan

- **confidential**

5.1.8.1.3 Retragera simultana a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si LEA 400kV Isaccea-Dobrudja

- **confidential**

5.1.8.1.4 Retragera simultana a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si LEA 400kV Gutinas-Smardan

- **confidential**

5.1.8.2 Retragera simultana a LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si LEA 400kV Tariverde-Tulcea sau Tulcea-Isaccea

5.1.9 Cresterea productiei eoliene determina incarcarea retelei mai aproape de limita de stabilitate, ceea ce se reflecta in comportarea dinamica a celorlalte generatoare **confidential** dar are si efecte benefice asupra stabilitatii de ansamblu a zonei.

Sunt ilustrate 2 cazuri (Anexa 5.1):

5.1.9.1 La retragera simultana a 1c 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei si LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei in functiune, ducand la ramanerea CNE conectata la SEN pe axa Cernavoda-Isaccea, functionarea CEE Fantanele determina:

- marirea limitei de stabilitate pe termen mediu a puterii evacuate din zona Cernavoda-Constanta-Tariverde prin injectarea de activ si reactiv in statia Tariverde;

- reducerea pendulatiilor de tensiune in regimul tranzitoriu la limita de stabilitate interzonală;

- amortizarea mai buna a oscilatiilor la aceasi productie in CNE.

La limita de stabilitate incarcarea pstavaria a LEA 400kV Tariverde-Tulcea creste **confidential** , si centrul electric al pendulatiilor intre zona si sistem se deplaseaza pe LEA Constanta-Tariverde spre Tariverde **confidential** .

5.1.9.2 La retragera simultana a LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei 1+2 si scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Tulcea-Isaccea izolat cu actionarea protectiei de distanta in treapta II in Tulcea, ducand la ramanerea zonei pe axa Cernavoda-Pelicanu-Bucuresti Sud cu risc de instabilitate pe termen scurt, functionarea CEE Fantanele determina reducerea pendulatiilor de tensiune la aceasi productie in CNE si in consecinta cresterea limitei de stabilitate pe termen scurt pe axa Cernavoda-Pelicanu.

5.1.10. Calculele pentru retragera simultana a LEA 400kV 1,2 Cernavoda-Gura Ialomitei si scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea s-au reluat considerand in functiune LEA 400kV Isaccea-Varna , cu LEA 400kV Isaccea-Dobrudja deconectata.

Rezultatele sunt similare cu cele obtinute la pct.5.1.7.2.

Din punct de vedere al stabilitatii CNE si a zonei functionarea cu LEA 400kV Isaccea-Dobrudja sau Isaccea-Varna este echivalenta.

5.1.10 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 Isaccea-Tulcea, izolat prin protectie de distanta in treapta II in Isaccea, daca este retrasa LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat; **confidential**;
- pe LEA 220kV Lacu Sarat – Filesti, izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat; **confidential** .

5.1.10 Se recomanda:

- sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv;
- sa nu se retraga simultan LEA 400KV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Tariverde-Tulcea sau Tulcea-Isaccea la functionare cu 2 unitati CNE atat timp cat nu este in functiune teleprotectia pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei;
- sa nu se retraga simultan LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Bucuresti Sud-Pelicanu la functionare cu 2 unitati CNE atat timp cat LEA 400kV Tulcea-Isaccea nu este echipata cu teleprotectie;
- sa se evite retragerea simultana a 2 LEA 400kV din Cernavoda (cu exceptia LEA Cernavoda-Medgidia);
- sa nu se retraga LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei sau LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Bucuresti Sud-Pelicanu simultan cu LEA 400kV Isaccea-Dobrudja (daca nu este disponibila LEA 400kV Isaccea-Varna) sau Gutinas-Smardan, la functionare cu 2 unitati CNE, atat timp cat nu este in functiune teleprotectia pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea si pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu, respectiv Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, - **confidential** .

5.1.11 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 dea prioritate punerii in functiune a teleprotectiei pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud-Pelicanu;
- sa se echipeze cu teleprotectie LEA 400kV Isaccea-Tulcea.

5.2 **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 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 Etapa 2 in 220kV si etapa 2 in 110kV.

Pentru etapa 2 in 220kV si etapa 2 in 110kV s-au analizat schemele de functionare (AT4 400/220kV si AT1 220/110kV retrase) cu grupuri incarcate la puterea disponibila:

Schema 1:

- Bara 1 (CL 1A-1B conectata): L 220kV Pestis 1, L 220kV Al. Iulia, L 220kV Hasdat, AT3 400/220kV, TG2 (198MW), TG3 (220MW), TG5 (198MW);
- Bara 2: L 220kV Pestis 2, L 220kV Timisoara, AT2 220/110kV, TG4 (141MW);
- CC2 conectata ca CT intre barele 1B si 2.

Schema 2:

- Bara 1 (CL 1A-1B conectata): L 220kV Pestis 1, L 220kV Hasdat, AT3 400/220kV, TG2 (198MW), TG5 (198MW);
- Bara 2: L 220kV Pestis 2, L 220kV Timisoara, L 220kV Al. Iulia, AT2 220/110kV, TG3 (220MW), TG4 (141MW);
- CC2 conectata ca CT intre barele 1B si 2.

5.3.1.1 **confidential**.

5.3.1.2 **confidential**.

5.3.2 Etapele 3+4 in 220kV si etapa 2 in 110kV..

Pentru etapele 3+4 in 220kV si etapa 2 in 110kV s-au analizat schemele de functionare (AT4 400/220kV, AT1 220/110kV si L 220kV Pestis 1 retrase) cu grupuri incarcate la puterea disponibila:

Schema 1:

- Bara 1B: L 220kV Pestis 2, L 220kV Al. Iulia, AT3 400/220kV, TG3 (220MW), TG6 (180MW);
- Bara 2: L 220kV Hasdat, AT2 220/110kV, TG5 (198MW);
- Bara 1An: L220kV Timisoara, TG2 (198MW);
- CC2 conectata ca CT intre barele 1B si 2.
- Legatura provizorie 220kV conectata intre B1An si B1B.

Schema 2:

- Bara 1B: L 220kV Al. Iulia, L 220kV Hasdat, AT2 220/110kV, TG3 (220MW), TG6 (180MW);
- Bara 2: L 220kV Pestis 2, AT3 400/220kV, TG5 (198MW);
- Bara 1An: L220kV Timisoara, TG2 (198MW);
- CC2 conectata ca CT intre barele 1B si 2.
- Legatura provizorie 220kV conectata intre B1An si B1B.

5.3.2.1 **confidential**.

5.3.2.2 **confidential**.

5.4 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI PORTILE DE FIER SI A INTERCONEXIUNII

In regimul de baza s-au considerat in functiune 5 grupuri in CHE Portile de Fier (5x194MW) si 5 grupuri in CHE Djerdap (5x175MW).

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 1190 MW in nodul Portile de Fier si 1970MW in nodul Portile de Fier+Djerdap.

Se mentioneaza ca in perioada ianuarie-martie pot fi in functiune 6 grupuri in CHE Portile de Fier I si 5 grupuri in CHE Djerdap. Este necesara continuarea analizei pentru aceasta perioada.

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

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 reglaj de iarna pe LEA400kV Djerdap-Bor-Nis, Djerdap-Drmno (**confidential**)

Pentru functionarea in schema normala si scheme cu 1-2 elemente indisponibile in zona Portile de Fier+Djerdap, in SEN si in reseaua 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 urmatoorii 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 0.1s;
- 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.

Concluzii

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

5.4.1.1 Pentru topologia, productia si structura de schimburi prognozata in interconexiune pentru iarna 2010-2011, 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.

5.4.1.2 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.

confidential.

Daca este indisponibila o LEA400kV Djerdap, un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier poate determina risc de actionare in treapta I a protectiei de suprasarcina pe LEA Djerdap-Bor, rezolvabil prin redispecerizare post-avarie.

Un scurtcircuit pe cealalta linie Djerdap duce la ramanerea CHE Djerdap conectata la SEN prin LEA Portile de Fier-Djerdap si determina un regim tranzitoriu stabil fara pendulatii de tensiune periculoase; in regim postavarie LEA400kV Tantareni-Kozlodui in functiune se incarca la cca.950MW.

Confidential

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

5.4.1.4 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.

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

confidential

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

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

a) Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA400kV Slatina sau Urechesti; **confidential**

b) Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA400kV Djerdap; **confidential**.

5.4.1.6.2 **confidential** un scurtcircuit pe una din LEA400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno poate determina un regim amortizat lent.

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.

Daca este retrasa LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Djerdap-Drmno determina o pendulatie de tensiune sub 0.7Un in Bor si Portile de Fier, cu risc de actionare a protectiilor de distanta pe LEA 400kV Portile de Fier-Slatina si Bor-Nis.

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

Este necesara **confidential** pentru a asigura o rezerva acceptabila fata de caracteristica treptei a II-a de protectie pe LEA Portile de Fier-Slatina in timpul pendulatiei.

Tinand seama de 5.4.1.6.1 si 5.4.1.6.2, pentru aceasta topologie sunt necesare:

- confidential

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

5.4.1.7.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier in functiune poate determina pierderea sincronismului intre zone de interconexiune pe termen scurt sau mediu daca **confidential**.

5.4.1.7.2 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.

confidential

Tinand seama de 5.4.1.7.1 si 5.4.1.7.2, pentru aceasta topologie sunt necesare:

- **confidential**

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

5.4.1.8.1 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.

confidential

5.4.1.8.2 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.

Confidential

Tinand seama de 5.4.1.8.1 si 5.4.1.8.2, pentru aceasta topologie sunt necesare :

- **confidential**;

5.4.1.9 Indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si **confidential**

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

5.4.1.10 **confidential**

5.4.1.11 Indisponibile simultan o LEA 400kV Djerdap si c1+c2 Tantareni-Kozlodui

5.4.1.11.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier determina un regim cu oscilatii amortizate lent, cu o pendulatie de tensiune in Bor dar fara risc de actionare a unor protectii.

Exista riscul de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I pe LEA400kV Djerdap in functiune, rezolvabil prin redispecerizarea post-avarie.

Au conditii de actionare automatice de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita.

5.4.1.11.2 Pentru regimul **confidential** un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Djerdap determina un regim la limita de stabilitate si risc de actionare pe LEA400kV Isaccea-Dobrudja, care se incarca peste 850MW cca. 07s.

confidential

5.4.1.12 Indisponibile o LEA400kV Djerdap si LEA400kV Arad-Sandorfalva

5.4.1.12.1 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.

confidential

5.4.12.2 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 1000MW.

confidential

5.4.13 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 1700A si risc de actionare a protectiei de suprasarcina, rezolvabil prin redispecerizare post-avarie.

5.4.1.14 In cazurile 5.4.1.5.-5.4.1.13 pot fi necesare:

- masuri preventive: **confidential**;
- masuri corective automate **confidential**

confidential

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 :

confidential

5.4.1.17. Se propune mentinerea schemei normale in Portile de Fier:

Confidential

5.4.2 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”.

5.4.3 confidential

5.5 Confidential.

6. PROPUNERI DE MASURI

6.1. Pentru iarna 2010-2011 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 Schema normala sa fie cu statia 400 kV Gadalin retrasa, T7 400/110kV Cluj Est in rezerva conditionata si linie lunga 400kV Rosiori-Iernut in functiune.

6.2.2 Schema normala sa fie cu liniile 110kV C. Turzii-IMA si C. Turzii-Aiud deconectate si CT 110kV Iernut deconectata. Pe perioada retragerii pentru lucrari a statiei 400kV Gadalin, acestea se vor conecta ca abatere de la schema normala.

6.2.3 Schema normala sa fie cu linie lunga 400kV G. Ialomitei-Smardan in functiune si AT4 400/220kV L. Sarat , AT2 220/110kV retrase din exploatare.

Se conecteaza linia 110kV Maxineni pe bara 2 Liesti, se conecteaza liniile 110kV Abator-Brailita pe bara 1 110kV Brailita, Smardan-Brailita pe bara 2A 110kV Brailita (CT 110kV Brailita conectata in schema normala).

Se conecteaza:

a) in statia Ostrov: linia lunga 110kV Braila S.-Ostrov, realizata prin suntarea liniilor 110kV L. Sarat-Braila S. c1 si L. Sarat-Ostrov c2.

b) in statia Ostrov: c1 al liniei 110kV L. Sarat-Ostrov

Se deconecteaza in statia Ostrov linia 110kV Ostrov-Traianu.

Statiile 110kV Lunca, Lebada si Zatna sa fie alimentate din linia 110kV L. Sarat-Ostrov, c1.

6.2.4 Schema normala sa fie cu AT 220/110kV Sardanesti indisponibil in SLP. Ca urmare, AT 220/110kV Tg. Jiu si cupla H1 Turceni sa fie in functiune

6.2.5 Schema normala sa fie cu AT 220/110kV Teleajen in functiune.

6.2.6 Schema normala sa fie cu AT1, 2 220/110kV B. Mare 3 in functiune, CT 110kV B. Mare 3 deconectata.

6.2.7 Schema normala sa fie cu urmatoarele unitati de transformare in rezerva, pentru reducerea cpt.:
AT2 220/110kV Dumbrava, AT1 220/110kV FAI, AT4 220/110kV Gutinas, AT2 220/110kV Gheorghieni (cu RABD in functiune in statia 110kV V. Crisului), AT1 220/110kV Ungheni, AT2 220/110kV Resita, AT1 220/110kV Isalnita, AT2 220/110kV Craiova N., AT2 220/110kV Ghizdaru, AT2,3 220/110kV Tn. Magurele, AT 220/110kV Tihau, T4 400/110kV G. Ialomitei, AT1 220/110kV Arefu, T1 400/110kV Medgidia, AT 220/110kV Tg. Jiu (cu exceptia perioadei indisponibilitatii AT 220/110kV Sardanesti).
In statiile cu mai mult de o unitate de transformare, schema normala finala va tine cont de propunerile ST-ului, in ceea ce priveste unitatea de transformare care va fi mentinuta in rezerva.

Avand in vedere necesitatea asigurarii criteriului N-1 in RED, pentru aducerea in rezerva a unor unitati de transformare de mai sus, se iau urmatoarele masuri de regim:

6.2.7.1 AT 220/110kV Tihau in rezerva: se va functiona cu AT nou 220/110kV Salaj toata perioada analizata. Pe perioada in care AT2 220/110kV Baia Mare 3 este retras, se pune in functiune AT 220/110kV Tihau.

6.2.7.2 AT1 220/110kV Arefu in rezerva: se conecteaza ca abatere de la schema normala liniile 110kV Jiblea-Arges S., V. Danului-Cornetu cu derivatia G. Lotrului si P. Lacului-Cazanesti pentru **confidential**.
De asemenea, in statia Arefu ambele AT 220/110kV vor fi in functiune pentru **confidential**

6.2.7.3 T1 400/110kV Medgidia in rezerva: se conecteaza CT 110kV Medgidia.
Daca deficitul zonei Constanta – Medgidia este mai mare de o valoare limita se conecteaza postavarie, dupa declansarea liniei 400kV Constanta- N.-Cernavoda, T1 400/110kV si se deconecteaza CT 110kV in statia Medgidia.
Pentru perioade scurte de depasire a deficitului, postavarie, se poate conecta doar linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei.

6.2.7.4 AT2 220/110kV Gheorghieni in rezerva: se conecteaza linia 110kV M. Ciuc-Vlahita-Odorhei si cu RABD in functiune in statia 110kV V. Crisului.

6.2.7.5 AT1 220/110kV FAI in rezerva: nu este necesara nici o masura, liniile 110kV Barlad-Glavanesti, Roman N.-Razboieni si Vatra-Tg. Frumos deconectate. CT 110kV Galata este deconectata, liniile 110kV Podu Iloaiei, Vladeni, Delphi si Galata c2 se conecteaza in statia FAI 110kV.

6.2.7.6 AT4 220/110kV Gutinas in rezerva: AT3 220/110kV Gutinas si AT2 220/110kV Borzesti in functiune.

6.2.7.7 AT2, 3 220/110kV Tn. Magurele in rezerva: AT1 220/110kV Tr. Magurele in functiune.

6.2.7.8 AT 1 220/110kV Ungheni in rezerva: se conecteaza CT 110kV Ungheni.

6.2.8 Schema normala sa fie cu AT1 220/110kV Mintia si AT4 400/220kV retrase. Liniile 110kV Mintia-Paulis si Mintia Brad vor fi conectate in schema normala si se vor deconecta ca abatere in momentul inceperii lucrarilor de RTh in Mintia 110kV.

CT Vascau 110kV si linia Brad-G.Rosiei se vor conecta ca abatere de la schema normala.

Linia 110kV Ch. Cris-Salonta va fi conectata in schema normala si se va deconecta ca abatere in momentul in care se conecteaza CT Vascau.

Linia 110kV Simeria-Calan va fi deconectata in schema normala.

6.2.9 Schema normala sa fie cu linia 110kV Oltenita-Hotarele deconectata.

6.2.10 Schema normala sa fie cu CLT 110kV Progresu deconectata, considerand lucrarile din statiile 110kV Jilava si Dudesti finalizate.

6.2.11 Schema normala in statia 110kV Domnesti sa fie:

Bara 1:

- T5 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-IFA
- Linia 110kV Masini Grele A+C

Bara 2A:

- T1 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-Bujoreni, c2
- Linia 110kV Domnesti-Jilava
- Linia 110kV Domnesti-Chitila, c1
- Linia 110kV Domnesti-Mihailesti

Bara 2B:

- T2 400/110kV
- Linia 110kV Domnesti-Bujoreni, c1
- Linia 110kV Domnesti-Chitila, c2

6.2.12 In statia Barbosi nu se respecta criteriul N -1 pentru alimentarea Mital Steel, in conditiile retragerii uneia din liniile 220kV Filesti-Barbosi sau 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 Mital Steel (cupla deschisa, alimentare radiala).

6.2.13 Retragera din exploatare a unui circuit al liniei dc 220kV Lotru-Sibiu poate fi programata, daca **confidential**.

6.2.14 Schema normala sa fie, pe conturul sectiunii caracteristice S4, sa fie cu urmatoarele elemente 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

Linia 110kV Salonta-Ch. Cris va fi conectata in schema normala, dar se va deconecta ca abatere de la schema normala in momentul inceperii lucrarilor de RTh in Mintia.

6.2.15 Schema normala sa fie cu liniile 110kV Orlat-Petresti si Tarnaveni-Medias conectate pentru rezervarea T4 400/110kV Sibiu S. CC-1 110kV Tarnaveni sa fie conectata ca CT 110kV.

6.2.16 Schema normala sa fie cu statia 400/110kV Tariverde (doua T 400/110kV in functiune) racordata in linia 400 kV Tulcea V.-Constanta N.

6.3 Se recomanda functionarea cu ploturile unitatilor de transformare specificate in anexa 3.14 si cu benzile de tensiune din nodurile de control ale RET indicate in anexa 3.7.

6.4 Analiza privind respectarea criteriului N-1 in zona Bucuresti conduce la urmatoarele consideratii:

6.4.1. 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:
 - Tr 250MVA 400/110kV Domnesti;
 - liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti;
- Pentru zona Fundeni:
 - AT-urile 400 MVA 220/110kV Fundeni.

6.4.2. La functionarea in schema normala:

6.4.2.1 Pentru **zona de sud**, nu se estimeaza aparitia congestiilor in perioada analizata, pentru varfuri de consum in Bucuresti mai mici de **1300 MW confidential**

6.4.2.2 Pentru **zona de vest**, **confidential** se estimeaza posibilitatea aparitiei congestiilor in urmatoarele perioade:

- In luna octombrie - pentru varfuri de consum mai mari de cca. 1000 MW;
- In luna martie - pentru varfuri de consum mai mari de cca. 1200 MW;
- In lunile noiembrie, decembrie si februarie - daca varful de consum va depasi cca.1300MW.

6.4.2.3 Pentru varfuri de consum similare celor de anul trecut **confidential**, considerand un pret de 350 Lei pentru un MWh de energie selectata pentru eliminarea congestiilor in Bucuresti, **costul maxim lunar** al eliminarii congestiilor in zona de vest poate fi de: **4.8 milioane Lei, in luna octombrie** (varf de consum 1050MW) si **3.9 milioane Lei, in luna martie** (varf de consum de 1200MW). Valoarea maxima a costului lunar s-a obtinut considerand ca varful maxim de putere considerat este atins in fiecare zi lucratoare.

Costul maxim zilnic pentru eliminarea congestiilor, la varfuri de sarcina similare celor de anul trecut, va fi de **0.23 milioane Lei, in luna octombrie** si **0.17 milioane Lei, in luna martie**.

Pentru conditiile considerate, costul estimat al congestiilor in restul perioadei va fi nul.

Pentru a evita congestiile in luna octombrie, pana la pornirea CET Grozavesti, se recomanda functionarea cu reteaua radializata intre Domnesti si CET Grozavesti.

6.4.3 La functionarea in scheme cu retrageri:

6.4.1. La retragerea AT1 sau AT2 200 MVA 220/110 kV in statia Bucuresti Sud, Tr5 400/110 kV din statia Domnesti va alimenta zona de sud, printr-una sau doua axe 110kV, in functie de stadiul lucrarilor din statia Jilava. In acest caz nu se estimeaza aparitia congestiilor, pentru varfuri de sarcina mai mici de 1300MW. **confidential**

6.4.2. La retragerea Tr1 sau Tr2 250 MVA 400/110 kV in statia Domnesti, acesta se va inlocui cu Tr5 din aceeasi statie.

6.4.3. La retragerea din exploatare a unui AT 400 MVA 220/110 kV in statia Fundeni, pentru asigurarea continuitatii in alimentarea cu energie a consumatorilor, este necesara buclarea retelei 110kV cu zonele adiacente. Avand in vedere puterea transportabila redusa a LEA 110kV din axele respective pe de o parte si consumul mare alimentat din aceasta statie (peste 400 MW la varfuri mari de sarcina), pe de alta parte, suplimentar este necesara descarcarea consumului din zona pana la cca. 170 MW, manevra posibila doar in perioade caracterizate de sarcini reduse. Din acest motiv,

retragerea unitatilor de transformare din Fundeni este posibila doar pe perioadele cu sarcini reduse, in zile de weekend, de sarbatori legale sau pe timpul noptii.

6.4.4. Avand in vedere ca, pe de o parte, *confidential* nu asigura respectarea criteriului N-1 pentru varfuri de sarcina mai mari de cca. 1300 MW si pe de alta parte, in zona Fundeni nu exista alta sursa de alimentare decat injectia din RET prin aceasta statie, rezulta absolut necesara urgentarea promovarii unei solutii coordonate de intarire a retelelor de transport si distributie in Bucuresti, care sa permita descarcarea consumului in zonele respective pana la valori corespunzatoare mentinerii sigurantei in functionare si continuitatii in alimentare, inclusiv in schemele cu retrageri din exploatare. Altfel exista un risc major pentru aparitia unei avarii extinse, cu toate consecintele negative ale acesteia.

6.5 Pe baza rezultatelor de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru iarna 2010-2011.

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
AT 400/220kV		
1	AT3 400/220kV Brazi Vest I.24, 36 II.35	R1,R2,R3: se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu
2	AT1,2, 3 400/220kV Portile de Fier I.37, 38 II.51, 68 III.25	R1, R2,R3, R4: se dispecerizeaza logica automatizatorilor din Portile de Fier
3	AT1 400/220kV Iernut I.50 II.66 III.41,	R1, R2, R3: se conecteaza AT2 220/110kV Gheorghieni aflat in rezerva R4: - se conecteaza BC 400kV Gadalin cu automatizarea in functiune; - se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii si CT 110kV Iernut.

T 400/110kV		
1	T 400/110kV RomanN I.6, 14 II.3, 4, 15 III.2, 3, 9	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza AT2 220/110kV aflat in rezerva in statia Dumbrava; - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.
2	T2 400/110kV Suceava I.1, 2, 14 II.3, 10, 15 III.2	R1, R2, R3, R4: - se deconecteaza linia 400kV Roman N.-Suceava si se conecteaza CT110kV Stejaru
3	T 400/110kV Bacau S. II.3 III.2	R1, R2, R3, R4: - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava

4	T2 400/110kV Smardan	R1, R2, R3, R4: se conecteaza CL-110kV Smardan
5	T1 400/110kV Smardan I.12, 13 II.13,14 III.7, 10	R1, R2, R3, R4 - se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traian si CT 110kV Liesti;
6	T3 (sau T4) 400/110kV Gura Ialomitei I.15 II.32 III.16	R1, R4: se conecteaza T4 (sau T3) 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva R3: se conecteaza CT 110kV G. Ialomitei, liniile 110kV Hotarele-Oltenita si V. Calugareasca-Urziceni sau se conecteaza T4 sau T3 400/110 kV G. Ialomitei
7	T7 400/110kV Cluj Est III.39, 40, 41	R4: - se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii si CT 110kV Iernut; - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Gadalin.
7	T1 (sau T2) 400/110kV Constanta Nord I.17, 56 II.37, 73 III.20, 45	R1, R2, R3, R4: - se aduce in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.; - se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S. pe bara B2-110kV Medgidia S.; Pentru confidential : - se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva pe bara B1-110kV Gura Ialomitei; - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Gura Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu; - se functioneaza in statiile 400/110kV Gura Ialomitei si Tulcea cu transformatorii 400/110kV pe plotul 9. Pentru confidential : - in plus fata de masurile enumerate mai sus se deconecteaza linia 110kV Constanta Nord-Nazarcea. Pentru confidential : - in plus fata de masurile enumerate mai sus se porneste al doilea grup in CET Palas.
8	T1 (sau T2) 400/110kV Medgidia Sud	R1: - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva; R2, R3, R4 - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva; - se conecteaza linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei.
9	T1 sau T2 400/110kV Tulcea I.55 II.70 III.46	R1, R2, R3,R4: - se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu; - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.
10	T2 400/110kV Pelicanu I.15 II.32 III.16	R1, R4: se conecteaza T4 (sau T3) 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva R2, R3: - se conecteaza CT 110kV G. Ialomitei, liniile 110kV Hotarele-Oltenita si V. Calugareasca-Urziceni sau - se conecteaza T4 sau T3 400/110 kV G. Ialomitei aflat in rezerva.
11	T1 400/110kV	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza CLT-110kV cu functia de CT intre barele 110kV 1 si 2A;

	Domnesti I.25, 26, 27, 30,31 II.18, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27 III.11, 13, 14	Se considera finalizat lucrarile in statia Jilava 110kV.
12	T2 400/110kV Domnesti I.25, 28 II.18, 19, 20 III.11, 12	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B; Se considera finalizat lucrarile in statia Jilava 110kV.
13	T5 400/110kV Domnesti I.26, 29 II.21 III.13	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B. Se considera finalizat lucrarile in statia Jilava 110kV.
14	T 400/110kV Arad I.47 II.59 III.33	R1, R2, R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin.
15	T 400/110kV Cluj Est III.39, 40, 41	R4: - se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii. - se conecteaza BC 400kV din Gadalin.

AT 220/110kV		
1	AT3 (AT4) 220/110kV Gutinas I.5 II.2, 8	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza AT4 (AT3) 220/110kV Gutinas aflat in rezerva
2	AT1 220/110kV Suceava I.2 II.10	R1, R2, R3, R4: - se deconecteaza linia 220kV FAI-Suceava; - se conecteaza CT 110kV Stejaru - se verifica ca automatizarea BC 400kV Suceava sa fie in functiune.
3	AT 220/110kV Focsani V. I.5 II.5, 8	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza AT4 (AT3) 220/110kV Gutinas aflat in rezerva.
4	AT1 (AT2) 220/110kV FAI I.1, 3, 10, 11 II.9, 11, 12 III.6, 7	R1, R2, R3, R4: se conecteaza AT2 (AT1) 220/110kV aflat in rezerva.
5	AT 220/110kV Munteni I.11 II.12	R1, R2, R3: se conecteaza AT2 (AT1) 220/110kV FAI aflat in rezerva.
6	AT1 (AT2) 220/110kV Dumbrava I.5, 7 II.4 III.3	R1, R2, R3, R4: se conecteaza AT2 (AT1) 220/110kV aflat in rezerva in statia Dumbrava
7	AT 220/110kV	R1,R2, R3, R4:

	Filesti I.13 II.14 III.10	- 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 linia 110kV Ostrov-Traian.
8	AT1 220/110kV Lacu Sarat II.17	R1,R2, R3, R4: - 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 linia 110kV Ostrov-Traian. sau - se conecteaza T4 400/110kV G. Ialomitei pe B2 110kV G. Ialomitei.
9	AT1 sau AT2 220/110kV Bucuresti Sud I.21 II.36 III.18	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza CLT 110kV Progresu; - pentru echilibrarea unor circulatii se conecteaza suplimentar CT 110kV Bucuresti S.
10	AT 220/110kV Ghizdaru I.27, 28, 29, 31, 32 II.20, 26, 29, 30 III.12, 14, 19	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza AT 220/110kV Ghizdaru aflat in rezerva
11	AT1 220/110kV Tr. Magurele I.30, 32 II.25, 30 III.19	R1, R2, R3, R4: se conecteaza AT2 sau AT3 220/110kV Tr. Magurele aflat in rezerva
12	AT1 (sau AT2) 220/110kV Brazi Vest I.35 II.49, 50 III.24	R1, R2, R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana
13	AT 220/110kV Urechesi I.41 II.54 III.29	R1, R2: - nu se va recomanda retragerea deoarece in R1 este indisponibil AT 220/110kV Sardanesti; - pentru retragere accidentala se conecteaza linia 110kV Carbunesti-Barbatesti si se mentine in functiune AT 220/110kV Tg. Jiu si CH1 110kV Turceni. R3, R4 (AT 220/110kV Sardanesti in functiune): - 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.
14	AT 220/110kV Tg. Jiu I.41	R1, R2: - nu se va recomanda retragerea deoarece in R1 este indisponibil AT 220/110kV Sardanesti; - pentru retragerea accidentala se conecteaza linia 110kV Carbunesti-Barbatesti si se mentine in functiune AT 220/110kV Urechesi si CH1 110kV Turceni.
15	AT 220/110kV Sardanesti II.54 III.29	R3, R4: 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.
16	AT2(3) 220/110kV Targoviste I.54 II.69	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana
17	AT1 220/110kV Tr. Severin I.39 II.52	R1, R2, R3: se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in Tr. Severin si cupla Toplet.

	III.26	
18	AT2 220/110kV Tr. Severin I.39 II.52 III.26	R1, R2, R3: - se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in Tr. Severin si cupla Toplet. - se trece AT1 200MVA Tr. Severin pe B2 110kV.
19	AT1 (sau AT2) 220/110kV Hasdat I.57 II.72	R1, 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.
20	AT 220/110kV Cetate I.40 II.53 III.27	R1, R2, R3, R4: 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).
21	AT 220/110kV Calafat I.40 II.53 III.27	R1, R2, R3, R4: 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
22	AT 220/110kV Stuparei I.45 II.57 III.31	R1: se conecteaza CT 110kV Dragasani suplimentar fata de R3 (R4) R2, R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului.
23	AT 220/110kV Raureni I.45 II.57 III.31	R1: se conecteaza CT 110kV Dragasani suplimentar fata de R3 (R4) R2, R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului.
24	AT1 220/110kV Arad I.47 II.59 III.33	R1, R2, R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Orisoara, Sanicolau-Lovrin si Chisinau Cris – Salonta;
25	AT1 (AT2) 220/110kV Resita I.48 II.61 III.35	R1, R2, R3, R4: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita
26	AT1 220/110kV Iaz I.48 II.61 III.35	R1, R2, R3, R4: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita

27	AT 220/110kV Paroseni I.42 II.62 III.28	R1, R2, R3, R4: 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.
28	AT 220/110kV Baru Mare I.42 II.62 III.28	R1, R2, R3, R4: 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	AT1 220/110kV Gheorghieni I.50, 51 II.66, 67	R1, R2, R3: se conecteaza AT2 220/110kV Gheorghieni aflat in rezerva.
30	AT1 220/110kV Ungheni I.50 II.66	R1, R2, R3: se conecteaza AT2 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.
31	AT 220/110kV Fantanele I.51 II.67	R1, R2, R3: se conecteaza AT2 220/110kV Gheorghieni aflat in rezerva.
32	AT3 220/110kV Iernut III.37	R4: se conecteaza AT2 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.
33	AT 220/110kV Vetis (R1: retrase AT2 220/110kV Baia Mare si T7 400/110kV Cluj E.) I.52	R1 R2,; se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se functioneaza cu AT2 220/110kV Cluj Foresti pe plotul 17, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si se pornesc pe congestie 60MW in Remeti si Munteni tensiunea pe barele de 110kV din statiile Sighet si Borsa este de cca. 93kV.
34	AT1(2) 220/110kV Cluj Fl. (R1: retras AT2 220/110kV Baia Mare si T7 400/110kV Cluj E.) I.53 III.39, 40	R1 R2,; se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si se recomanda functionarea AT1 (respectiv AT2) 220/110kV Cluj Foresti pe plotul 13. R4: se conecteaza liniile 110kV IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii si CT 110kV Iernut.
35	AT1 (AT2) 220/110kV Alba Iulia III.38	R4: se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj, IMA-Campia Turzii si Aiud-Campia Turzii.
36	AT1 220/110kV Baia Mare (R1: retrase AT2 220/110kV Baia Mare si T7 400/110kV Cluj E.) I.52, 53	R1 R2,; se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se functioneaza cu AT2 220/110kV Cluj Foresti pe plotul 17, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si se pornesc pe congestie 60MW in Remeti si Munteni tensiunea pe barele de 110kV din statiile Sighet si Borsa este de cca. 93kV dupa declansarea AT 220/110kV Vetis.
37	AT1 (AT2) 220/110kV Timisoara II.71	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara

38	AT 220/110kV Sacalaz II.63	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara
----	-------------------------------------	---

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
LINII 400kV		
1	L 400kV Gutinas-Smardan I.1, 4 II.1 III.1	R1, R2, R3, R4: - se recomanda functionarea AT 220/110kV Munteni pe plotul 16. - se conecteaza linia 110kV Costieni-Rm. Sarat; - se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti. sau - confidential .
2	L 400kV Roman N.-Bacau S. I.1 II.15 III.9	R1, R2, R3, R4: - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava. - postavarie se deconecteaza dupa caz T 400/110kV Suceava sau linia 400kV Roman N-Suceava
3	L 400kV Brasov-Gutinas I.1, 4 II.1 III.1	R1, R2, R3, R4: - nu se deconecteaza BC in statia 400kV Gutinas; - se recomanda functionarea AT 220/110kV Munteni pe plotul 16; - se conecteaza linia 110kV Costieni-Rm. Sarat; - se conecteaza CT-110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti; sau - nu se deconecteaza bobina in statia 400kV Gutinas. - confidential .
4	L 400kV Gutinas-Bacau S. I.6 II.2, 3, 5 III.2	R1, R2, R3, R4: - nu se deconecteaza bobina in statia 400kV Gutinas; - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC400kV Suceava. - se conecteaza AT 220/110kV Gutinas aflat in rezerva in statia Gutinas.
5	L 400kV Roman N.-Suceava I.1, 2 II.10, 15 III.9	R1, R2, R3, R4: - se deconecteaza T2 400/110kV Suceava; - se conecteaza CT110kV Stejaru.
6	L 400kV Smardan-G. Ialomitei (linie lunga) (R1: este realizata linia lunga 400kV Smardan-G. Ialomitei) I.8	R1, R2: - se aduce in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S. ; - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Medgidia Sud circ.2 pe bara B1-110kV Medgidia Sud si Mircea Voda-Medgidia Sud pe bara B2-110kV Medgidia Sud; - se conecteaza linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru si se deconecteaza linia 110kV CET Palas-Constanta Centru; - se conecteaza linia 110kV Basarabi-Gura Ialomitei. - se deconecteaza liniile 110kV Medgidia 1-Medgidia Nord si Basarabi-Lumina;

7	L 400kV Lacu Sarat-G. Ialomitei II.6 III.4	R3,R4 : - se aduce in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S. ; - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Medgidia Sud circ.2 pe bara B1-110kV Medgidia Sud si Mircea Voda-Medgidia Sud pe bara B2-110kV Medgidia Sud; - se conecteaza linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru si se deconecteaza linia 110kV CET Palas-Constanta Centru; - se conecteaza linia 110kV Basarabi-Gura Ialomitei. - se deconecteaza liniile 110kV Medgidia 1-Medgidia Nord si Basarabi-Lumina;
8	L 400kV Pelicanu-Cernavoda <i>(R1: este realizata linia lunga 400kV Smardan-G. Ialomitei)</i> I.16, 20 II.31 III.15	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. Si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.; - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Medgidia S. circ.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si Mircea Voda-Medgidia Sud pe bara B2-110kV Medgidia S. Este necesara luarea masurii de deconectare a T2 400/110kV Pelicanu. 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
9	L 400kV Constanta N-Cernavoda <i>(R1: este realizata linia lunga 400kV Smardan-G. Ialomitei)</i> I.8, 16 II.6, 40, 43 III.4, 21, 23	R1, R2, R3,R4 : - se aduce in functiune T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S. ; - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Medgidia Sud circ.2 pe bara B1-110kV Medgidia Sud si Mircea Voda-Medgidia Sud pe bara B2-110kV Medgidia Sud; - se conecteaza linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru si se deconecteaza linia 110kV CET Palas-Constanta Centru; - se conecteaza linia 110kV Basarabi-Gura Ialomitei. - se deconecteaza liniile 110kV Medgidia 1-Medgidia Nord si Basarabi-Lumina;
10	L 400kV Medgidia S.-Cernavoda <i>(R1: este realizata linia lunga 400kV Smardan-G. Ialomitei)</i> I.17 II.37, 39 III.20	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva pe bara B1-110kV Gura Ialomitei; - se conecteaza liniile 110kV Basarabi-Gura Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu, Ostrov-Traian; - se functioneaza in statiile 400/110kV Gura Ialomitei si Tulcea cu transformatorii 400/110kV pe plotul 9.
11	L 400kV Tulcea- Isaccea <i>(R1: este realizata linia lunga 400kV Smardan-G. Ialomitei)</i> I.18, 19 II.40, 46, 48 III.21, 43, 44	R1, R2, R3, R4 : - se conecteaza T 400/110kV Medgidia S. aflat in rezerva si se deconecteaza CT 110kV Medgidia S.; - se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-Mihai Viteazu si Zebil-Mihai Viteazu. - se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S. si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S. pe bara B2-110kV Medgidia S; - se conecteaza liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, Ostrov-Traianu.

12	L 400kV Tulcea-Tariverde <i>(R1: este realizata linia lunga 400kV Smardan-G. Ialomitei)</i> I.18, 58 II.46 III.43	R1, R2, R3,R4 se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si Ostrov-Traianu.
13	L 400kV Constanta N.-Tariverde <i>(R1: este realizata linia lunga 400kV Smardan-G. Ialomitei)</i> I.19, 58 II.43, 48 III.23	R1, R2, R3, R4 se conecteaza liniile 110kV Basarabi –G. Ialomitei, M. Viteazu-Zebil, M. Viteazu-Baia, Ostrov-Traianu.
14	L 400kV Pelicanu-Buc. Sud I.20 II.30 III.15	R1, R2, R3, R4: Este necesara luarea masurii de deconectare a T2 400/110kV Pelicanu. 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.
15	L 400kV Iernut-Sibiu I.49 II.65 III.36	R1, R2, R3,R4 - se conecteaza liniile 110kV Copsa M.-Medias, Tauni-Blaj, CT 110kV Hoghiz; - se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori. - se deconecteaza linia 110kV Tarnaveni-Medias; - se conecteaza liniile 110kV Campia Turzii-IMA, Campia Turzii-Aiud (deja conectate in R1 si R3)
16	L 400kV Rosiori-Mukacevo I.49, 50 II.64, 65 III.34	R1, R2, R3,R4 - se conecteaza liniile 110kV Copsa M.-Medias, Tauni-Blaj, CT 110kV Hoghiz; - se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori. - se deconecteaza linia 110kV Tarnaveni-Medias; - se conecteaza liniile 110kV Campia Turzii-IMA, Campia Turzii-Aiud (deja conectate in R1 si R3)
17	L 400kV (lunga) Rosiori-Iernut II.64	R3: se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
LINII 220kV		
1	L 220kV Gutinas-FAI I. 9, 10 II.7 III.5	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti. - se recomanda functionarea AT 220/110kV Munteni pe plotul 16.
2	L 220kV FAI-Suceava I.2 II.10	R1, R2, R3, R4: - se deconecteaza AT1 220/110kV Suceava; - se conecteaza CT 110kV Stejaru. - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400kV Suceava.
3	L 220kV FAI-Munteni I.3 II.11 III.7	R1, R2, R3, R4: se aduce in functiune At2 220/110kV FAI aflat in rezerva.
4	L 220kV Gutinas-Munteni I.9 II.7, 9 III.5, 6	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.
5	L 220kV Lacu Sarat-Filesti II.12 II.13 III.8	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza linia 110kV Ostrov-Traian.
6	L 220kV Buc. S-Fundeni, c1 I.22, 23, 24 II.33, 34, 35 III.17	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
7	L 220kV BucS-Fundeni, c2 I.22, 23, 24 II.33, 35 III.17	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
8	L 220kV Tr.Magurele-Craiova I.33 II.19, 24, 29 III.13	R1, R2, R3, R4 - se conecteaza linia 110kV Oltenita-Hotarele, CT zona 110kV Tr. Magurele si se trece linia 110kV Dabuleni pe bara B3-110kV Tr. Magurele.
9	L 220kV Targoviste-Brazi V, c1 I.34 II.45	R1, R2, R3: se ia acord de la consumatorul Mechel Targoviste si se informeaza CTE Doicesti.
10	L 220kV Targoviste-Brazi V, c2 I.33 II.44	R1, R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu
11	L 220kV Bradu-Targoviste, c1 I.34 II.45	R1, R2, R3: se ia acord de la consumatorul Mechel Targoviste si se informeaza CTE Doicesti.

13	L 220kV Bradul-Targoviste, c2 I.33, 36 II.44	R1, R2, R3: - se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu
14	L 220kV Brazi V.-Teleajen I.35 II.49 III.24	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu
15	L 220kV Isalnita-Gradiste I.46 III.32	R1, R2, R4: - se conecteaza AT 220/110kV Isalnita aflat in rezerva; - se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2, Pojaru-Berbesti; - se conecteaza CT 110kV Dragasani.
17	L220kV Portile de Fe-Tr.Severin c1 I.39 II.52, III.26	R1, R2, R3, R4: se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in Tr. Severin si cupla Toplet.
18	L220kV Portile de Fe-Tr.Severin c2 I.39 II.52 III.26	R1, R2, R3, R4: - se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in Tr. Severin si cupla Toplet. - se trece AT1 200MVA Tr. Severin pe B2-110kV.
19	L220kV Portile de Fier-Cetate I.40 II.53 III.27	R1, R2, R3, R4: 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).
20	L 220kV Portile de Fier-Calafat I.40 II.53 III.27	R1, R2, R3, R4: -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.
21	L 220kV Urechesti-Tg. Jiu N I.42 II.55 III.28	R1, 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. R3,R4: - 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. - se aduce in functiune AT 220/110kV Tg. Jiu.
22	L 220kV Paroseni-Tg. Jiu I.42 II.62 III.28	R1, 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. R3,R4: - 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. - se aduce in functiune AT 220/110kV Tg. Jiu.

23	L 220kV Baru Mare-Hasdat I.42 II.55, 62 III.28	R1, 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. R2, R3,R4: - 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. - se aduce in functiune AT 220/110kV Tg. Jiu.
24	L 220kV Bradul-Arefu I.43 II.56 III.30	R1: se conecteaza CT 110kV Dragasani suplimentar fata de R3, R4. R2R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Jibelea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. In caz de necesitate in functie de productia din CHE Vidraru si aval se conecteaza AT2 220/110kV Arefu.
25	L 220kV Bradul-Stuparei I.43, 44 II.56, 57 III.30, 31	R1: se conecteaza CT 110kV Dragasani suplimentar fata de R3, R4. R2, R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Jibelea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. In caz de necesitate in functie de productia din CHE Vidraru si aval se conecteaza AT2 220/110kV Arefu.
26	L 220kV Arefu-Raureni I.46, 54 II.57 III.31	R1: se conecteaza CT 110kV Dragasani suplimentar fata de R3, R4. R2, R3, R4: se conecteaza liniile 110kV Jibelea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului.
28	L 220kV Arad-Timisoara II.60 III.34	R2, R3, R4: - se recomanda functionarea AT3 400/220kV Arad pe plotul 16
29	L 220kV Arad - C. Aradului sau C. Aradului – Sacalaz II.60 III.34	R2,R3, R4: - se recomanda functionarea AT3 400/220kV Arad pe plotul 16
30	L 220kV Resita-laz c1 I 48 II.61 III.35	R1,R2, R3, R4: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
31	L 220kV Rosiori-Vetis (R1: retras AT2 220/110kV Baia Mare) I 52	R1: se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta, se functioneaza cu AT2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 17, se deconecteaza BC 400kV Rosiori si se pornesc pe congestie 60MW in Remeti si Munteni tensiunea pe barele de 110kV din statiile Sighet si Borsa este de cca. 93kV dupa declansarea AT 220/110kV Vetis.
32	L 220kV Fantanele-Ungheni III.37	R4: - se conecteaza 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 La retragerea unei LEA 400kV din axa Cernavoda-Constanta-Tarverde-Tulcea-Isaccea, un scurtcircuit trifazat pe o alta LEA 400kV din axa poate determina la ramanerea CEE conectata la SEN prin intermediul retelei de 110kV si un regim cu oscilatii intretinute sau instabil.

Trebuie luata in considerare si buclara retelei 110kV intre Tulcea si Lacu Sarat.

6.7.2. In urmatoarele cazuri de retragere simultana a 2 LEA 400kV din Cernavoda si/sau zona scenariile de scurtcircuit trifazat izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor nu impun limitari (suplimentare) pentru productia din CNE si CEE :

- 1c 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei si LEA 400kV Gutinas-Smardan;
- LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si LEA 400kV Gutinas-Smardan sau Lacu Sarat-Smardan sau Isaccea-Dobrudja;
- 1c 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei si LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat
- LEA 400kV Gutinas-Smardan si LEA 400kV Lacu Sarat-Smardan sau Lacu Sarat-Isaccea
- LEA 400kV Tulcea-Tarverde si LEA 400kV Gutinas-Smardan sau Lacu Sarat-Smardan sau Lacu Sarat-Isaccea
- LEA 400kV Tulcea-Tarverde sau Gutinas-Smardan si a LEA 400kV Cernavoda Medgidia
- LEA 400kV Isaccea-Dobrudja si a LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea sau Lacu Sarat-Smardan sau Cernavoda-Medgidia
- LEA 400kV Lacu Sarat-Smardan si LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea sau Cernavoda-Medgidia.

Retragerea suplimentara a LEA 400kV Cernavoda-Medgidia nu modifica semnificativ concluziile privind stabilitatea CNE si se poate realiza simultan cu o alta LEA 400kV daca este posibil din punct de vedere al regimului permanent.

6.7.3 Tabelul de mai jos sintetizeaza cazurile de **confidential**

6.7.4 Cresterea productiei eoliene determina incarcarea retelei mai aproape de limita de stabilitate, ceea ce se reflecta in comportarea dinamica a celorlalte generatoare si **confidential** pentru asigurarea pastrarii stabilitatii CNE si a zonei, dar are si efecte benefice asupra stabilitatii de ansamblu a zonei:

- marirea unor limite de stabilitate pe termen mediu a puterii evacuate din zona Cernavoda-Constanta-Tarverde prin injectarea de activ si reactiv in statia Tarverde;
- reducerea pendulatiilor de tensiune in regimul tranzitoriu la limita de stabilitate interzonală;
- amortizarea mai buna a oscilatiilor la aceasi productie in CNE.

6.7.5 Din punct de vedere al stabilitatii CNE si a zonei functionarea cu LEA 400kV Isaccea-Dobrudja sau Isaccea-Varna este echivalenta.

6.7.6 Se recomanda:

- sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv;
- sa nu se retraga simultan LEA 400KV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Tarverde-Tulcea sau Tulcea-Isaccea la functionare cu 2 unitati CNE atat timp cat nu este in functiune teleprotectia pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei;
- sa nu se retraga simultan LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Bucuresti Sud-Pelicanu la functionare cu 2 unitati CNE atat timp cat LEA 400kV Tulcea-Isaccea nu este echipata cu teleprotectie;
- sa se evite retragerea simultana a 2 LEA 400kV din Cernavoda (cu exceptia LEA Cernavoda-Medgidia);
- sa nu se retraga LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei sau LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu sau Bucuresti Sud-Pelicanu simultan cu LEA 400kV Isaccea-Dobrudja (daca nu este disponibila LEA 400kV Isaccea-Varna) sau Gutinas-Smardan, la functionare cu 2 unitati CNE, atat timp cat nu este in functiune

teleprotectia pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea si pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu, respectiv Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, pentru a evita fenomene care afecteaza simultan CNE, CET Palas, CEE, CTE Braila si CET Galati.

6.7.6 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 dea prioritate punerii in functiune a teleprotectiei pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud-Pelicanu;
- sa se echipeze cu teleprotectie LEA 400kV Isaccea-Tulcea.

6.7.7 **confidential**.

6.7.8 **confidential**.

6.7.10 **confidential**

6.7.11 Se propune mentinerea schemei normale actuale in Portile de Fier:

confidential.

6.7.12 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 FierI si 5 grupuri in CHE Djerdap :

confidential

6.7.13 **confidential**.

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 automata la semnal de protectie.

6.7.13 Se propun punerea in functiune si logica automaticilor din Portile de Fier:

confidential

6.7.14 **confidential**

TEMA

1. **Denumirea lucrării:** Planificarea operationala a SEN in iarna 2010-2011
2. **Responsabil lucrare:** DEN SPO
3. **Colaboratori:** din directia DEN: SPAF, SPE, SMSCPA, DEC, SMFGAP, SPMC, DET
din Transelectrica: CPSS, DDS, DMS
4. **Faza:** Studiu
5. **Beneficiar:** CNTEE TRANSELECTRICA S.A.
6. **Termen de predare:** 15.09.2010

7. Scopul lucrării:

Analiza schemelor de calcul in vederea propunerii schemei normale de functionare a SEN pentru iarna 2010-2011; 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 iarna / toamna-primavara și golul mediu de noapte in zi de sarbatoare iarna / toamna-primavara.

Responsabil : SPO

Colaborator: DEC, CPSS

Termen: 5.05.2010

Varf consum zi lucratoare 8700 / 8400 MW. Gol consum sarbatoare 5900 / 5300 MW.

Se stabileste suplimentar un consum pentru un palier corespunzator unui varf de seara valoare maxima instantanee pentru zi lucratoare iarna de 9300MW.

8.1.2. Prognostica schimburilor de energie cu sistemele vecine

Responsabil : SPO

Termen: 5.05.2010

Sold export, varf / gol: 500 / -200MW.

8.1.3. Stabilirea acoperirii palierelor de consum brut pe sistem pentru calculele de regimuri stationare si tranzitorii. Balante de calcul.

Responsabil : SPO

Termen: 5.06.2010

8.1.4. Verificarea asigurarii volumului de servicii de sistem necesare pentru fiecare palier, pe producatori

Responsabil : SPO

Colaborator: SPAF, SMFGAP

Termen: 5.06.2010

8.2. Schema de calcul

Stabilirea schemelor de calcul pentru analiza functionarii sistemului in iarna 2010-2011, 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, DMS, DDS

Termen: 5.05.2010

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 continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest. Se va verifica respectarea criteriului de siguranta N-1, cu 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 in RET (st. 400/220/110kV L. Sarat, st. 400/220/110kV Mintia, st. 220/110kV FAI) si RED (zona Bucuresti: st. 110kV/mt Jilava, Duesti);
- 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.
- 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;
- scheme cu retragerea a 1-2 linii 400kV semnificative pentru zona Dobrogea;
- calcule de sensibilitate la palierul de 9300MW, cu verificarea criteriului de siguranta N-1.

Utilizand schemele de calcul enumerate, regimurile permanente de functionare vor considera o productie de 30% din puterea instalata in CEE Fantanele-Cogealac racordata in statia 400/110kV Tariverde, pe etape semnificative din intervalul semestrial studiat. Suplimentar se elaboreaza analize de sensibilitate pentru zona Dobrogea pentru 0 MW si 100% P inst. in CEE Fantanele-Cogealac.

Responsabil : SPO;

Termen: 06.09.2010

Termen regimuri de baza varf/gol : 15.06.2010

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: 06.09.2010

8.3.3 Managementul congestiilor in zona municipiului Bucuresti

Responsabil: SPMC;

Colaborator: SPO

Termen: 06.09.2010

8.3.4 Capacitati nete de schimb

Se vor determina capacitatile de schimb ale SEN cu tarile vecine pentru perioada de iarna, la functionarea in schema normala.

Responsabil : SPO;

Termen: 06.09.2010

8.4 Verificarea stabilitatii statice

Se vor determina puterile admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN pentru perioada de iarna, in conditiile de functionare interconectata a SEN, in scheme cu N, N-1 elemente in functiune.

Pentru sectiunile S3 si S6 se vor efectua calcule si pentru N-2 elemente in functiune.

Responsabil : SPO;

Termen: 06.09.2010

8.5. Verificarea stabilitatii tranzitorii si a regimului automatizarilor

8.5.1 Stabilitatea zonei Cernavoda in conditiile continuarii lucrarilor de retehnologizare planificate in Lacu Sarat si a punerii in functiune a CEE Fantanele-Cogealac; identificarea posibilitatilor de acordare a 1-2 retrageri neplanificate pe linii semnificative pentru zona Dobrogea.

8.5.2 Stabilitatea tranzitorie a CHE Lotru cu grupuri retehnologizate.

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.

8.5.5 Verificarea unui traseu de energizare.

Responsabil : SPO

Colaborator: SMSCPA, SMFGAP

Termen: 06.09.2010

8.6. Concluzii si propuneri de masuri

Responsabil : SPO;

Termen: 15.09.2010

Avizat, :
Director General Adjunct - Conducere Sistem
Octavian Lohan

Director
Directia Operationala DEN
Florin Balasiu

Director
Directia Operativa DEN
Marian Cernat

Sef
SPO
Cristian Radoi

Sef
BPSN
Rodica Balaurescu

CONSILIUL TEHNICO-ECONOMIC ȘI ȘTIINȚIFIC al C.N. Transelectrica S.A.

Nr. 13258 / 14.05.2010

SE APROBA,
Director General Adj.
Conducere Sistem
Octavian LOBAN



A V I Z NR 125 /2010

Documentatia analizată: Tema studiului „Planificarea operațională a SEN în iarnă 2010-2011.” Schema de calcul pentru iarnă 2010-2011.

Elaborator: DEN (SPO)

Beneficiar: C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Data ședinței: 05.05.2010

1. DATE GENERALE

1.1. Documentatia a fost întocmită de către DEN (SPO). Convocarea la avizare a fost făcută cu adresa nr. 11268/29.04.2010.

1.2. Au fost invitați să participe la avizare următoarele direcții și entități: DEN, DC, DMA, DDS, DSCCC, MISA, ST-uri, DET-uri. S-au solicitat puncte de vedere.

1.3. S-au primit puncte de vedere scrise de la DMCRET și CPSS.

2. CONSTATĂRI

2.1. Scopul temei studiului 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 iarnă 2010-2011.

2.2. Din documentatia prezentată de către elaboratori au rezultat următoarele:
Tema prezintă capitolele care urmează a fi cuprinse în cadrul studiului: stabilește consumul brut pe palier, 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 prin redistribuirea producției.

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 rețehnologizare și RK precum și luarea în considerare a indisponibilităților și provizoratelor în instalațiile de transport și distribuție.

2.3.2 Se vor stabili retragerile de echipamente cu influența majoră asupra consumului propriu tehnologic. Studiul va furniza rezultatele verificării unui traseu de reenergizare din SEN.

2.3.3 Studiul va furniza o propunere pentru schema normală pentru iarnă 2010-2011.

2.4. În punctele de vedere scrise au fost menționate următoarele:

2.4.1. Studiul va evidenția într-un subcapitol punctele slabe din RET care se impun a fi considerate în studiile de perspectivă a dezvoltării sistemului în vederea eliminării acestora.

2.4.2. Scopul principal al studiului fiind planificarea condițiilor de funcționare sigure și stabile a Sistemului Energetic Național (SEN) pe următoarea perioadă de șase luni, aspectele de natură comercială vor fi tratate numai în limitele optimizării acestei funcționări.

*
* *

Pe baza celor expuse în lucrare, a punctelor de vedere prezentate, a discuțiilor purtate și a opiniilor exprimate,

CONSILIUL TEHNICO-ECONOMIC ȘI ȘTIINȚIFIC

AVIZEAZĂ

Tema studiului

Documentația: „Planificarea operațională a SEN în iarnă 2010-2011.
Schema de calcul pentru iarnă 2010-2011.”

Cu următoarele precizări și recomandări:

I. Precizări:

Retragerile de lungă durată considerate în schemele de calcul în iarnă 2010-2011 sunt prezentate în anexa la tema studiului.

II. Recomandări:

Observațiile și propunerile de la pct. 2.4. vor fi incluse în conținutul temei.

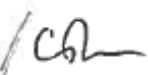
**CONDUCĂTOR ȘEDINȚĂ
DIRECTOR**

Marian CERNAT



**RESPONSABIL DE
LUCRARE**

Rodica BALAURESCU



SECRETAR ȘEDINȚĂ

Cornel ALDEA



PARTICIPANȚI:

MEMBRI:

Florin Balasiu -DEN;

Prin sistemul videoavizare au participat membri CTES cu drept de vot din ST Bacău, ST Constanța, ST Craiova, ST Timișoara, ST Cluj și ST Sibiu.

INVITAȚI: Cristian Radoi, Marius Setran, Costel Constantin, Mioara Miga – DEN; Giorgia Giosanu, Daniela Bolborici, Diana Costea – CPSS.

Prin sistemul videoavizare au participat invitați din ST-uri și DET-uri.

Se difuzează la: DEN, DMCRET, DMA, DDS, DSCCC, MISA, ST-uri, DET-uri.

Drept de proprietate:

Prezentul Aviz CTES este proprietatea **Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice C.N.T.E.E. “TRANSELECTRICA” SA**. Multiplicarea și utilizarea parțială sau totală a acestui document este permisă numai cu acordul scris al conducerii C.N.T.E.E. **TRANSELECTRICA S.A.**

Retrageri de lunga durata si indisponibilitati avute in vedere pentru propunerea schemei de functionare a SEN in iarna 2010-2011

	RTh Gadalin
	RTh Lacu Sarat
	Provizorate
	RTh Mintia

Saptamana 1 incepe cu ziua de luni 27.12.2010

Nr. crt.	Denumire echipament	Luna/saptamana	octombrie	noiembrie	decembrie	ianuarie	februarie	martie
			40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52		1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14			
	LE A 400 kV							
1	Iemut-Gadalin		Provizorat L:400kV/kV Rosion-Iemut					
2	Gadalin-Rosion		Provizorat L:400kV/kV Rosion-Iemut					
3	Cluj E - Gadalin		in rezerva conditionata					
4	G Ialomitei-L Sarat		L:400kV G: Ialomitei-Smarand					
5	Smarand-L Sarat		L:400kV G: Ialomitei-Smarand					
6	L Sarat - G4		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					
	LE A 220 KV							
1	Mintia-Pestis 1							7 7 7
	Trafo +AT + BC							
1	AT4 - 400/220 kV Lacu Sarat		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					
2	AT3 - 400/220 kV Lacu Sarat					7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7		7 7 3
3	AT2 - 220/110 kV Lacu Sarat		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					7 7 7
4	AT1 220/110kV Barbosi		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					
5	AT2 220/110kV Barbosi							7 7 7 7 3
6	AT4 400/220kV Mintia		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					7 7 7
7	AT1 220/110 kV Mintia		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					7 7 7
8	BC 400 kV Gadalin							
9	T7 400/110kV Cluj Est		in rezerva conditionata					
10	BC 400kV Mintia		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					7 7 7
11	AT1 220/110 kV Timisoara		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					
12	AT2 220/110kV Baia Mare		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					
13	AT 220/110kV Sardanesti		7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7					

R1: schema de calcul A, VS TP

R5: schema de calcul A, GS TP

R2: schema de calcul B, VSI

R4: schema de calcul D, VS TP

R3: schema de calcul C, VSI

R6: schema de calcul C, VSI+600MW

R7: schema de calcul C, GNI

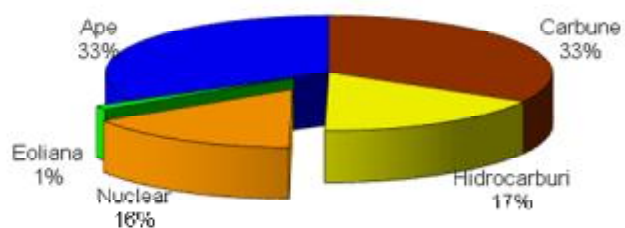
VS TP - palier consum varf mediu seara toamna-primavara zi lucratoare

VSI - palier consum varf mediu seara iarna zi lucratoare

GS TP - palier consum gol mediu noapte toamna-primavara zi sarbatoare

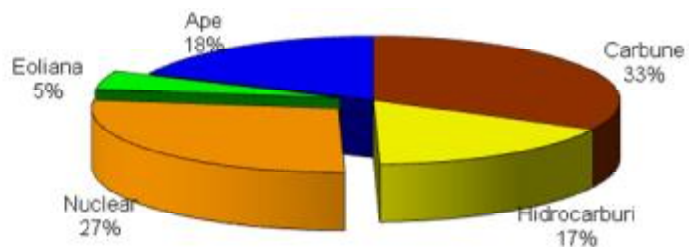
GNI - palier consum gol mediu noapte iarna zi lucratoare

**Structura pe resurse a productiei brute din SEN in lunile
octombrie-noiembrie 2010, martie 2011**
valori procentuale



B1 - VS TP

vari de sarcina 8900 MW

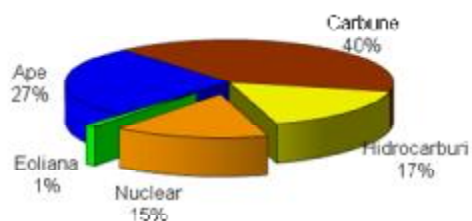


B2 - Gs TP

gol de sarbatoare 5100 MW

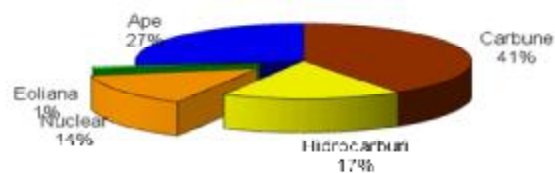
**Structura pe resurse a producției brute din SEN în lunile
decembrie 2010, ianuarie, februarie 2011**

valori procentuale



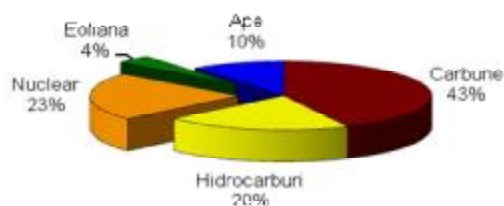
B3 - VS I

varf de sarcină 9200 MW



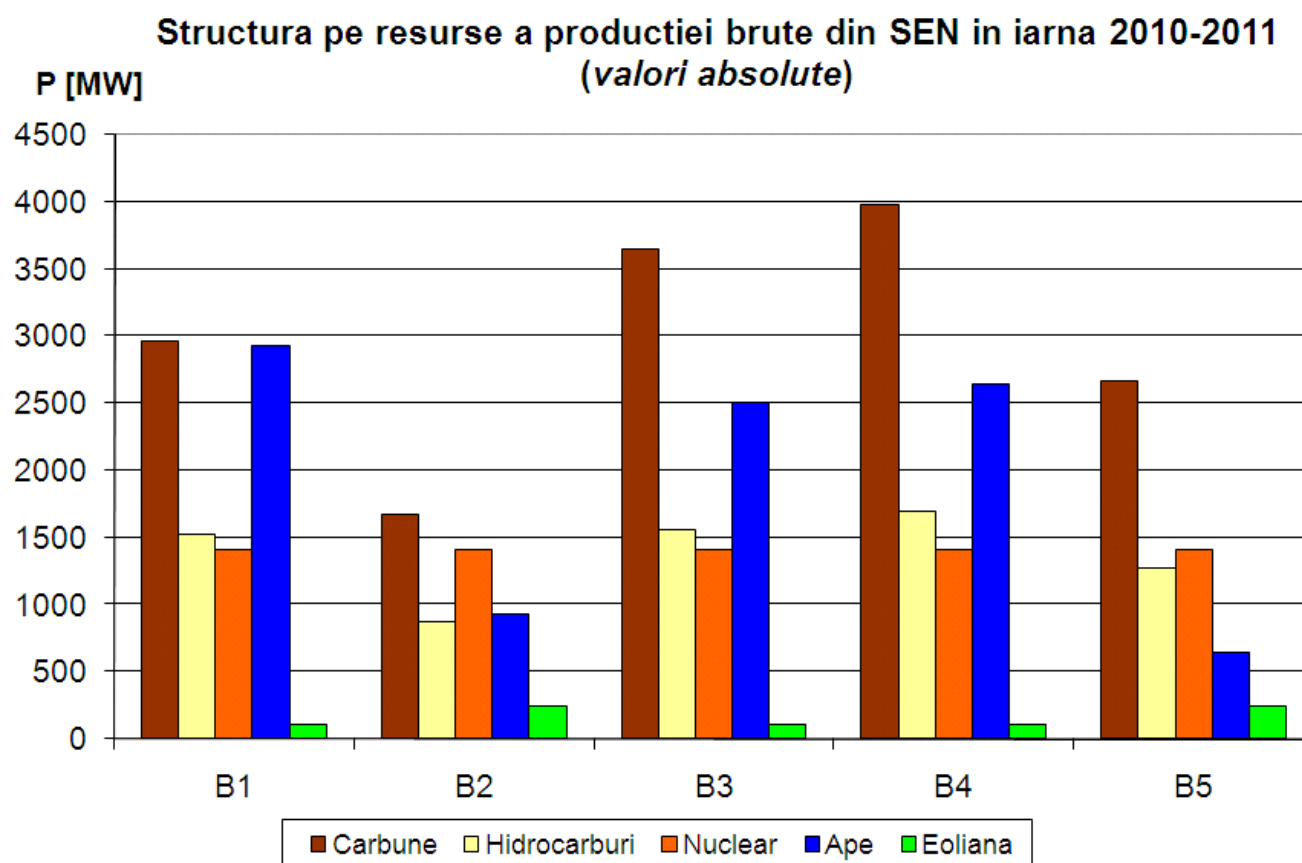
B4 - VS I+600

varf de sarcină 9800 MW



B5 - Gn I

gol de noapte 6200 MW



Anexa 3.1 Propunere schema normala iarna 2010-2011

Retrageri in rețeaua de distribuție a zonei București

29 Jul 2010 15:11

Enel Distribuție

0040213170699

p. 1



Unitatea Control și Monitorizare Rețea
Nr. 106 / 29.07.2010

Către: DET București

În atenția: Domnului Marius Setruș, Șef DET București

Referitor la: Planificarea operațională a SEN în iarnă 2010-2011

Urmare a adresei dumneavoastră nr. 337/25.06.2010 va transmitem ca până în data 01.10.2010, la intrarea în vigoare a schemei normale de iarnă 2010-2011, lucrările de modernizare din stațiile Duduș, Drumul Taherei, Încrест, IPA, Bufta, Prundu, ICMUG, Mihailești, Giurgiu Vest, Copaceni, Lăromet, Mașini Grele și Căciulati vor fi finalizate. La acea dată în stația Jilava lucrările de modernizare se vor afla în ultima etapă, respectiv:

- Realizare sunt între L110kV Progresu 2 și L110kV Toporasi 2 în stația Jilava (coborare din rigla liniei în cutiile terminale ale LES);
- Retragere din exploatare pentru modernizare a următoarelor echipamente: Cel 110 kV Tr 3, Cel 110 kV FTIC 1, Cel 110 kV Toporasi 2, Cel 110 kV Progresu 2;
- Realizare profil și pozare cablu 110 kV, între cutiile terminale LES 110 kV FTIC 1 și cel 110kV FTIC 1 noua, manșonare cablu vechi cu cablu nou și excoțare capete terminale noi.
- Întregire bare 110 kV în zona modernizată;
- Punere în funcțiune TRAFU 3 110/6 kV pe cutia proprie;
- Punere în funcțiune LES 110 kV FTIC 1 în cel noua;
- Demontare sunt între L110kV Progresu 2 și L110kV Toporasi 2 în stația Jilava
- Mutare L110kV Toporasi 2 în cel noua
- Mutare L110kV Progresu 2 în cel noua

Până la intrarea în vigoare a schemei normale de iarnă va vom transmite documentația operațională pentru aceste stații.

Pe perioada de vulnerabilitate a schemei normale de iarnă 2010-2011 se vor realiza următoarele:

- se va repara și pune în funcțiune LES 110kV Panduri-Centru;
- se va pune în funcțiune LES 110kV Fundeni-Timpuri Noi;
- în stația Otopeni se vor monta la 110kV echipamente primare și secundare;
- între stațiile Timpuri Noi și Otopeni se vor poza două cabluri 110kV care, împreună cu cablul existent LES 110kV Pajura-Timpuri Noi (interceptat la intrarea în Timpuri Noi), vor conduce la apariția LES 110kV Timpuri Noi-Otopeni și LES 110kV Pajura-Otopeni;
- se vor demara lucrări de modernizare (înlocuiri echipamente primare și secundare) în stațiile Pipera (doar echipamente secundare, protecții numerice și automatizări), Mihai Bravu (doar echipamente secundare, protecții și automatizări), Solex (doar echipamente secundare, protecții și automatizări), Baneasa, Panduri, Balta Alba, Salaj, Vulcan, Irimoas și Vacaresti cu următoarele regimuri de funcționare:

-Pipera, Mihai Bravu, Solex: se retrag din exploatare, pe rând, cel 110kV;

-Baneasa: se realizează sunt între LES 110kV Pipera și LES 110kV Pajura în Baneasa, rezultând LES 110kV Pipera-Pajura. Se dezafectează cel 110kV Tr 1 110/20kV și camp bare 110kV, după care se montează module hibride cu rele de protecție numerice.

Enel Distribuție Muntenia S.A. - București, Sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 41 - 43
Nr. de ordine în Registrul Comerțului 340/1859/2002, Căpăt unic de înregistrare 14507323,
Capital social sumă 997 milioane lei 271.355.250 lei
www.enel.ro

D.E.T.
BUCUREȘTI
Nr. 428 / 29.07.10

29 Jul 2010 15:11

Enel Distributie

0040213170699

p. 2



- Panduri, Salaj, Vulcan, Vacaresti: Se dezafecteaza campurile de bare 110kV cu cel 110kV aferente, pe rand, dupa care se monteaza module hibride cu relee de protectie numerice.
- Balta Alba: se retrage din exploatare bara 110kV cu cel 110kV aferente, cu preluare pe medie tensiune a consumului.

Mentionam ca lucrarile de re tehnologizare pe partea de 110kV constau in montarea de module tip hibrid (celule de linie si trafo complete separator-intrerupator-separator-transformator curent), transformatoare de tensiune si protectii numerice, iar pe partea MT constau in inlocuirea celulelor existente cu celule si protectii noi.

In paralel se deruleaza lucrarile de implementare a telecontrolului pentru retea 110kV si MT precum si de realizare a punctului central de comanda operativa.

Cu stima,

Inginer/Sef UCMP
Ion Lungu

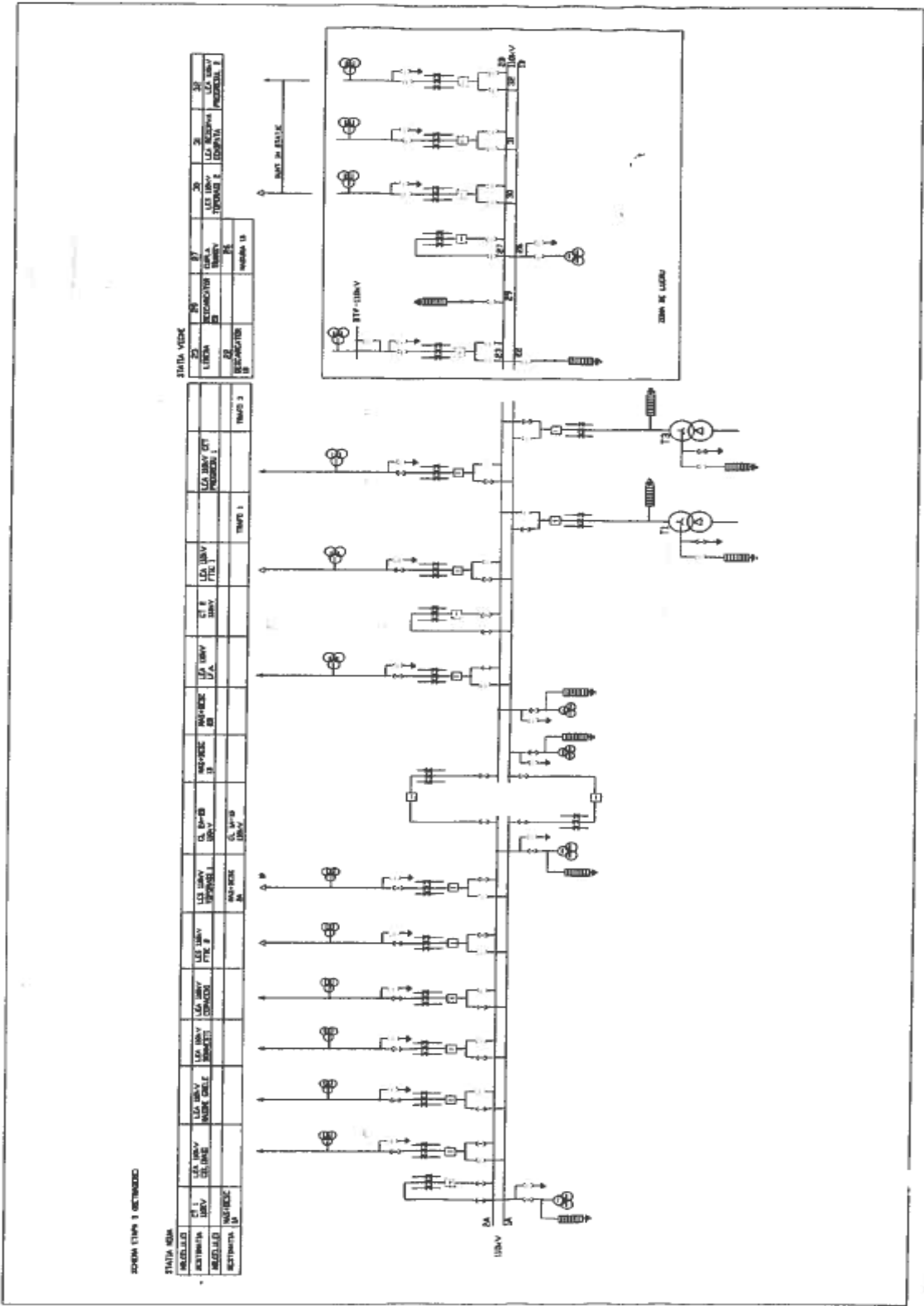


Sectia CMR
Dan Gelegram

Gelegram

Schema pentru etapa a 5-a de RTh in statia 110 kV Jilava

Anexa 3.4.3



**Tabel 1 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului
in perioada octombrie 2010 - martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema A1**

P _c [MW]	Conting- critica	Element cong. in regimul fara prod. in zona de Sud	Cost cong. [mil.lei]	Observatii
900 ⁽¹⁾ (220) ⁽²⁾	-	-		
1000 ⁽¹⁾ (250) ⁽²⁾	-	-		
1100 ⁽¹⁾ (270) ⁽²⁾	-	-		
1200 ⁽¹⁾ (295) ⁽²⁾	-	-		
1300 ⁽¹⁾ (330) ⁽²⁾	A11(2) 220/110kV Buc.Sud	105%I ₀ de AT2(1) 220/110kV		

confidential

***) Puterea necesara poate fi selectata in CET Bucuresti Sud si/sau Progreu**

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: octombrie – 10h, noiembrie – 8h, decembrie – 10h; ianuarie-februarie – 11h, martie – 10h

▪ In afara orelor de varf s-a considerat durata de functionare a grupului selectat pentru eliminarea congestiei la P_{max} neces: 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: 350lei/MWh

**Tabel 2 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului
in perioada octombrie 2010 - martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema A2**

Pc [MW]	Conting- critica	Element cong. in regimul fara prod. in zona de Sud	Cost cong. [mil.lei]	Observatii
900 ⁽¹⁾ (220) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	104% _{Is} pe L110kV IFA-Dominesti	-	
1000 ⁽¹⁾ (250) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	115% _{Is} pe L110kV IFA-Dominesti	-	
1100 ⁽¹⁾ (270) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	124% _{Is} pe L110kV IFA-Dominesti	-	
1200 ⁽¹⁾ (295) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	130% _{Is} pe L110kV IFA-Dominesti	-	
1300 ⁽¹⁾ (330) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	133% _{Is} pe L110kV IFA-Dominesti	-	

confidential

**Tabel 3 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului
in perioada octombrie 2010 - martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema B1**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in regimul fara prod. in zona de Sud	Cost cong. [mil.lei]	Observatii
900 ⁽¹⁾ (220) ⁽²⁾	-	-	-	
1000 ⁽¹⁾ (250) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	106% _{I₀} pe AT2(1) 220/110kV	-	
1100 ⁽¹⁾ (270) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	116% _{I₀} pe AT2(1) 220/110kV	-	
1200 ⁽¹⁾ (295) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	126% _{I₀} pe AT2(1) 220/110kV	-	
1300 ⁽¹⁾ (330) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	138% _{I₀} pe AT2(1) 220/110kV	-	

confidential

**Tabel 4 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului
in perioada octombrie 2010 - martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – SCschema B2**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in regimul fara prod. in zona de Sud	Cost cong. [mil.lei]	Observatii
900 ⁽¹⁾ (220) ⁽²⁾	-	-	-	
1000 ⁽¹⁾ (250) ⁽²⁾	-	-	-	
1100 ⁽¹⁾ (270) ⁽²⁾	-	-	-	
1200 ⁽¹⁾ (295) ⁽²⁾	L110kV Jilava- Domnesti	102% _{I₂} pe L110kV IFA-Domnesti	-	
1300 ⁽¹⁾ (330) ⁽²⁾	L110kV Jilava- Domnesti	110% _{I₂} pe L110kV IFA-Domnesti	-	

confidential

**Tabel 5 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului
in perioada octombrie 2010 - martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema B3**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in regimul fara prod. in zona de Sud	Cost cong. [mil.lei]	Observatii
900 ⁽¹⁾ (220) ⁽²⁾	-	-	-	
1000 ⁽¹⁾ (250) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	106%I _z pe AT2(1) 220/110kV	-	
1100 ⁽¹⁾ (270) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	116%I _z pe AT2(1) 220/110kV	-	
1200 ⁽¹⁾ (295) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	126%I _z pe AT2(1) 220/110kV	-	
1300 ⁽¹⁾ (330) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	138%I _z pe AT2(1) 220/110kV	-	

confidential

Tabel 1 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada octombrie 2010- martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema A1

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in reg. fara prod. in zona de Vest	Masuri complem.	Cost cong. [mil.Lei]	Obs.
900 ¹⁾ (385) ²⁾ (136) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti1	Max.139% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 120% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat110kV Groz. con.	0	
1000 ¹⁾ (425) ²⁾ (150) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti1	Max.163% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 131% I ₂ -c2 110kV Bujoreni-Militari- Grozavesti	Cuplat110kV Groz. con.	3.528	
1100 ¹⁾ (470) ²⁾ (166) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti1	Max.163% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 140% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat110kV Groz. con.	4.778	
1200 ¹⁾ (510) ²⁾ (180) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti1	Max.178% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 153% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat110kV Groz. con.	7.203 3.864	
1300 ¹⁾ (546) ²⁾ (195) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti1	Max.197% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 168% I ₂ -c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat110kV Groz. con.	7.938 1.725 0.803 1.156 5.229	

confidential

- 1) Consum total zona Bucuresti+Ilfov
 2) Consum zona de vest a Bucurestiului
 3) Consum alimentat prin linia d.c. 110kV Bujoreni-Militari

Tabel 2 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada octombrie 2010- martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema A2

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in reg. fara prod. in zona de Vest	Masuri complem.	Cost cong. [mil.lei]	Obs.
900¹¹ (385)²¹ (135)³¹	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 139% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat 110kV Groz. con.	0	
	LEA 110 kV Bujoreni- Domnestic1	119% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti			
1000¹¹ (425)²¹ (150)³¹	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 153% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat 110kV Groz. con.	3.528	
	LEA 110 kV Bujoreni- Domnestic1	131% I ₂ c2 110kV Bujoreni-Militari- Grozavesti			
1100¹¹ (470)²¹ (165)³¹	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 163% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat 110kV Groz. con.	4.778	
	LEA 110 kV Bujoreni- Domnestic1	142% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti			
1200¹¹ (510)²¹ (180)³¹	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 178% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat 110kV Groz. con.	7.203	
	LEA 110 kV Bujoreni- Domnestic1	155% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti		3.864	
1300¹¹ (545)²¹ (195)³¹	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 197% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cuplat 110kV Groz. con.	7.938	
	LEA 110 kV Bujoreni- Domnestic1	169% I ₂ c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti		1.725	
				0.803	
				1.156	
				5.229	

confidential

Tabel 3 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada octombrie 2010- martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema B1

Pc [MW]	Config. critica	Element cong. in reg. fara prod. in zona de Vest	Masuri complem.	confidential		Cost cong. [mil.lei]	Obs.
900 ¹⁾ (385) ²⁾ (135) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1 Domnesti c1	Max.139% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 120% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.			0	
1000 ¹⁾ (425) ²⁾ (150) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	Max.153% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 130% _{l₁} c2 110kV Bujoreni-Militari- Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.	confidential		3.528	
1100 ¹⁾ (470) ²⁾ (165) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	Max.163% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 140% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.			4.778	
1200 ¹⁾ (510) ²⁾ (180) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	Max.178% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 154% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.	confidential		7.203 3.864	
1300 ¹⁾ (545) ²⁾ (195) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	Max.197% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti 169% _{l₁} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.			7.938 1.725 0.803 1.156 5.229	

**Tabel 4 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada octombrie 2010- martie 2011
pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema B2**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in reg. fara prod. in zona de Vest	Masuri complem.	Cost cong. [mil.lei]	Obs.
900¹⁾ (385)²⁾ (135)³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 139% _{l2} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla 110kV Groz. con.	0	
1000¹⁾ (425)²⁾ (150)³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 153% _{l2} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla 110kV Groz. con.	3.528	
1100¹⁾ (470)²⁾ (165)³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 163% _{l2} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla 110kV Groz. con.	4.778	
1200¹⁾ (510)²⁾ (180)³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 178% _{l2} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla 110kV Groz. con.	7.203	
1300¹⁾ (545)²⁾ (195)³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max. 197% _{l2} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla 110kV Groz. con.	3.864	
				7.938 1.725 0.803 1.156 5.229	

confidential

Tabel 5 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada octombrie 2010 - martie 2011 pentru regimuri fara retrageri din exploatare – Schema B3

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in reg. fara prod. in zona de Vest	Masuri complem.	Cost cong. [mil.lei]	Obs.
900³¹⁾ (385)³²⁾ (135)³³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max.139% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.	0	
	LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	120% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti			
1000³¹⁾ (425)³²⁾ (150)³³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max.153% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.	3.528	
	LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	132% I _{sc} c2 110kV Bujoreni-Militari- Grozavesti			
1100³¹⁾ (470)³²⁾ (165)³³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max.163% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.	4.778	
	LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	141% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti			
1200³¹⁾ (510)³²⁾ (180)³³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max.178% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.	7.203	
	LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	153% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti		3.864	
1300³¹⁾ (545)³²⁾ (195)³³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	Max.197% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti	Cupla110kV Groz. con.	7.938	
	LEA110 kV Bujoreni- Domnesti c1	168% I _{sc} c2 110kV Domnesti-Bujoreni- Militari-Grozavesti		1.725	
				0.803	
				1.156	
				5.229	

confidential

**Tabel 1 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului in perioada octombrie 2010 - martie 2011
pentru regimuri cu retrageri din exploatare – Schema B1**

Pc [MW]	Element retras	Config. critica	Element cong.in regimul fara prod. in zona de Sud	Obs.
900 ⁽¹⁾ (220) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1000 ⁽¹⁾ (250) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1100 ⁽¹⁾ (270) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1200 ⁽¹⁾ (295) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1300 ⁽¹⁾ (330) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud. Se descarca zona de sud

confidential

**Tabel 2 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de SUD a Bucurestiului in perioada octombrie 2010 - martie 2011
pentru regimuri cu retrageri din exploatare – Schema B2**

Pc [MW]	Element retras	Config. critica	Element cong.in regimul fara prod. in zona de Sud	Obs.
900 ⁽¹⁾ (220) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1000 ⁽¹⁾ (250) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1100 ⁽¹⁾ (270) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1200 ⁽¹⁾ (285) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.
1300 ⁽¹⁾ (330) ⁽²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	AT2(1) 220/110kV Buc.Sud	Regim divergent	Cupla 110kV conectata in CET Progresu. Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de sud.

confidential

Tabel 1 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada octombrie 2010 - martie 2011 pentru regimuri cu retrageri din exploatare – Schema B1

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.in regimul fara prod. in zona de Vest	Masuri complementare	Obs.
900 ¹⁾ (385) ²⁾ (135) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	- 118%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 113%L ₁ L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Imax>175% Ilt linile 110kV din retea buclata a zonei de vest	confidential - Se con. LEA110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi - Cupla110kV CET Groz. Con. - Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de vest.	
1000 ¹⁾ (425) ²⁾ (150) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	- 126%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 121%L ₁ L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Imax>185% Ilt linile 110kV din retea buclata a zonei de vest		
1100 ¹⁾ (470) ²⁾ (165) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	- 134%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 135%L ₁ L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Imax>200% Ilt linile 110kV din retea buclata a zonei de vest		
1200 ¹⁾ (510) ²⁾ (180) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	- 149%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 143%L ₁ L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Toate linile 110kV din retea buclata a zonei de vest (Imax>250% Ilt)		
1300 ¹⁾ (545) ²⁾ (195) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	- 159%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 157%L ₁ L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Toate linile 110kV din retea buclata a zonei de vest (Imax>250% Ilt)		

Tabel 2 - Sinteza analizei congestiilor in ZONA de VEST a Bucurestiului in perioada octombrie 2010-martie 2011 pentru regimuri cu retrageri din exploatare – Schema B2

Pc [MW]	Element retras	Config. critica	Element cong.in regimul fara prod. in zona de Vest	Masuri complementare	Obs.
900 ¹⁾ (385) ²⁾ (136) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	-117%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 116% _{le} L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Imax>170% lit liniile 110kV din retea buclata a zonei de vest	confidential - Se con. LEA110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi - Cupla110kV GET Groz. Con. - Tr5 400/110kV Domnesti alim. Zona de vest.	
1000 ¹⁾ (425) ²⁾ (150) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	-126%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 121% _{le} L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Imax>180% lit liniile 110kV din retea buclata a zonei de vest		
1100 ¹⁾ (470) ²⁾ (166) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	-134%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 133% _{le} L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Imax>200% lit liniile 110kV din retea buclata a zonei de vest		
1200 ¹⁾ (510) ²⁾ (180) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	-148%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 144% _{le} L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Toate liniile 110kV din retea buclata a zonei de vest (Imax>250% lit)		
1300 ¹⁾ (545) ²⁾ (196) ³⁾	Tr1(2) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c1(2)	Tr2(1) 400/110kV Domnesti L110 kV Domnesti-Bujoreni c2(1)	-157%Sn pe Tr5 400/110kV Domnesti - 157% _{le} L110kV Domnesti-Bujoreni c1 Toate liniile 110kV din retea buclata a zonei de vest (Imax>250% lit)		

**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 –schema de calcul A pt VS TP cu 2 unitati in CNE
R2 –schema de calcul B pt VSI cu 2 unitati in CNE
R3 –schema de calcul C pt VSI cu 2 unitati in CNE
R4 –schema de calcul D pt VS TP cu 2 unitati in CNE

TENSIUNILE IN NODURILE DE CONTROL DIN RET

Statia	Banda de tensiune [kV]
Gutinas 400kV	403 – 410
L.Sarat 400kV	402 – 411
Isaccea 400kV	401 – 410
G.Ialomitei 400kV	408 – 411
Cernavoda 400kV	405 – 409
Bucuresti Sud 400kV	396 – 415
Tantareni 400kV	396 – 412
Urechesti 400kV	397 – 411
PdF 400kV	401 – 412
Mintia 400kV	405 – 415
Arad 400kV	400 – 413
Sibiu 400kV	403 – 418
Brasov 400kV	402 – 413
Iernut 400kV	403 - 418
Rosiori 400kV	400 - 416
Gutinas 220kV	227 – 231
L.Sarat 220kV	228 – 231
Bucuresti Sud 220kV	222 – 230
Isalnita 220kV	222 – 233
Urechesti 220kV	225 – 234
PdF 220kV	225 – 234
Mintia 220kV	229 – 239
Arad 220kV	234 – 240
Sibiu 220kV	230 – 233
Iernut 220kV	230 – 240

Ploturile de transformare ale unitatilor de transformare de retea

TENSIUNE	STATIA	Plot functionare R1	Plot functionare R2	Plot functionare R3	Plot functionare R4	Plot functionare R5	Plot functionare R6	Plot nominal / plot maxim
400/220 kV	Gutinas 5, 6	11	12	11	11	11	11	9/17
	Lacu Sarat 3	15	13	r - i	r - i	15	r - i	13/25
	Lacu Sarat 4	r - i	r - i	13	13	r - i	13	13/25
	Brazi V.	9	7	7	7	9	7	9/17
	Buc.Sud 3, 4	17	15	15	15	17	15	13/25
	Brad 3, 4	13	13	13	13	13	13	13/25
	PdF AT3	15	14	14	13	15	14	13/25
	PdF AT1, 2	9	12	12	11	9	11	8/14
	Slatina 1, 2	9	8	8	8	8	8	9/17
	Urechesti	12	12	12	12	12	12	13/25
	Arad	18	20	20	20	18	20	13/25
	Mintia 4	r - i	r - i	r - i	r - i	r - i	r - i	9/17
	Mintia 3	16	13	13	13	16	13	13/25
	Sibiu 5, 6	12	12	12	12	12	12	11/21
400/110 kV	Iemut	8	9	9	8	8	9	8/15
	Rosiori	12	9	10	10	12	10	9/17
	Smardan 1	7	7	7	7	7	7	9/17
	Smardan 2	8	7	7	7	8	7	9/17
	Constanta 1, 2	6	6	6	6	6	6	9/17
	Cernavoda 1, 2	6	7	7	7	7	7	9/17
	Domnesti 1	6	7	7	7	6	7	9/17
	Domnesti 2	7	7	7	7	7	7	9/17
	Domnesti 5	6	7	7	7	6	7	9/17
	G.Ialomitei 3*	7	6	6	6	7	6	9/17
	G.Ialomitei 4	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	9/17
	Medgidia 1	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	9/17
	Medgidia 2	7	7	7	7	7	7	9/17
	Pelicanu 1	7	7	7	7	7	7	9/17
	Pelicanu 2	7	7	7	7	7	7	9/17
	Tulcea 1, 2	7	5	5	5	7	5	9/17
	Draganesti Olt	7	7	7	7	7	7	9/17
	Arad	5	8	8	8	5	8	9/17
	Brasov 1	6	8	8	8	6	8	9/17
	Brasov 2	6	8	8	8	6	8	9/17
	Darste	8	9	8	8	8	9	9/17
	Oradea	9	9	9	9	9	9	9/17
	Sibiu 4	6	7	7	7	6	7	8/15
	Suceava	7	7	7	8	7	7	9/17
	Roman Nord	8	7	7	7	7	7	9/17
	Bacau Sud	6	7	7	8	7	7	9/17
	Cluj Est	r - i	r - i	r - i	8	r - i	r - i	9/17

r - i echipament retras sau indisponibil

rez. echipament mentinut in rezerva

* este in functiune unul din echipamente conform alternantei sezoniere si indicatiilor ST-unilor

TENSIUNE	STATIA	Plot functionare R1	Plot functionare R2	Plot functionare R3	Plot functionare R4	Plot functionare R5	Plot functionare R6	Plot nominal / plot maxim
220/110 kV	Barbosi 1	r - i	r - i	12	12	r - i	13	13/25
	Barbosi 2	14	13	13	r - i	14	13	13/25
	Borzesti	12	12	12	12	12	12	13/25
	Dumbrava 1*	12	12	12	11	12	12	13/25
	Dumbrava 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	FAI 1*	14	14	14	14	14	14	13/25
	FAI 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	14	13/25
	Filesti	13	13	13	13	13	13	13/25
	Focsani	14	14	14	14	14	14	13/25
	Gutinas 3*	12	12	12	13	12	12	13/25
	Gutinas 4	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	L. Sarat 1	11	11	11	11	11	11	13/25
	L. Sarat 2	r - i	r - i	r - i	r - i	r - i	r - i	13/25
	Munteni	15	15	15	15	14	15	13/25
	Stejaru	12	12	12	12	12	12	13/25
	Suceava	14	14	14	14	14	14	13/25
	Brazi 1,2	10	10	10	10	13	10	9/17
	Teleajani	13	13	13	13	13	13	13/25
	Buc.Sud1	12	13	13	13	12	12	7/13
	Buc.Sud2	12	13	13	13	12	12	13/25
	Fundeni 1	12	13	13	13	12	13	13/25
	Fundeni 2	11	11	11	11	11	11	13/25
	Ghizdaru 1*	15	15	15	15	15	15	13/25
	Ghizdaru 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Mostistea	15	14	14	14	15	14	13/25
	Targoviste 2,3	12	13	13	13	12	13	13/25
	Tr. Magurele 1	13	13	13	13	13	13	13/25
	Tr. Magurele 2,3	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Stalpu	15	15	15	15	15	15	13/25
	Arefu 1*	11	11	11	11	11	11	13/25
	Arefu 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Brad 1, 2	13	14	14	14	13	14	13/25
	Calafat	13	13	13	13	13	13	13/25
	Cetate	12	12	12	12	12	12	13/25
	Gradiste 1,2	13	13	13	13	13	13	13/25
	Craiova 1*	13	13	13	13	13	13	13/25
	Craiova 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13	13/25
	Isalnita 1*	12	12	12	12	12	12	12/23
	Isalnita 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	12/23
	Lotru	6	6	6	6	6	6	13/25
	Pitesti	12	13	13	13	12	13	13/25
	Raureni	14	13	13	13	14	13	13/25
	Sardanesti	r - i	r - i	14	14	r - i	14	13/25
	Tg. Jiu	14	14	rez.	rez.	14	rez.	13/25
	Stuparei	14	13	13	12	14	12	13/25
	Tr.Severin 1, 2	12	12	12	12	12	12	13/25
	Urechesti	13	14	14	14	13	14	13/25
	Arad	11	11	11	11	11	10	13/25
	Baru Mare	10	11	10	10	10	11	13/25
	Hasdat 1,2	10	11	11	10	10	10	13/25
	Iaz 1	10	12	12	12	12	12	13/25
	Iaz 2	12	12	12	12	12	12	13/25
	Mintia 1	r - i	r - i	r - i	r - i	r - i	r - i	13/25
	Mintia 2	12	11	11	11	12	11	13/25
	Paroseni	14	14	13	13	14	14	14/27
	Resita 1*	10	13	13	13	10	13	13/25
	Resita 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Sacalaz	7	13	13	13	10	13	13/25
	Timisoara 1	r - i	r - i	12	12	r - i	12	13/25
	Timisoara 2	12	12	12	12	10	12	13/25
	Al.Iulia 1, 2	12	11	10	10	12	10	13/25
	Baia Mare 1	r - i	r - i	11	11	r - i	11	13/25
	Baia Mare 2	10	11	11	11	10	11	13/25
	Cluj Fl. 1,2	15	13	12	12	12	13	13/25
	Fantanele	10	11	11	11	10	11	13/25
	Gheorgheni 1	10	12	12	12	10	12	9/17
	Gheorgheni 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Iernut	7	8	8	8	7	8	12/23
	Salaj	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Tihau	12	12	12	12	12	12	13/25
	Ungheni 1*	11	12	12	12	11	12	13/25
	Ungheni 2	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	rez.	13/25
	Vetis	11	12	12	12	11	12	13/25
	Pestis 1,2	10	11	11	10	10	11	13/25

Bobine de reactanta conectate

Nr. crt.	Regim Bobine	R1	R2	R3	R4	R5	R6
1	Gutinas	1	-	-	1	1	-
2	Smardan	1	1	1	1	1	1
3	Suceava	-	-	-	-	1	-
4	Bucuresti Sud	-	-	-	-	1	-
5	Fundeni	-	-	-	-	-	-
6	Isaccea	-	-	-	-	1	-
7	Cernavoda	1	1	1	1	1	1
8	Tantareni	2	2	2	2	2	2
9	Urechesti	1	1	1	1	1	1
10	Mintia	-	-	-	-	-	-
11	Arad	1	1	1	1	1	1
12	Oradea	-	-	-	-	1	-
13	Darste	-	-	-	-	1	-
14	Rosiori	1	1	1	1	1	1
15	Gadalin	-	-	-	-	-	-

Anexa 3.10

Consumuri proprii tehnologice in retele electrice*
Pentru iarna 2010-2011 [MW]

Caracteristicile regimului calculat						Consumuri proprii tehnologice [MW]											
Var. de regi m	Palier de cons.	Schema	Cons. SEN	Sold (Exp- Imp)	Prod. in CNE	Linii de interconexiune	Total CPT SEN	Trafo bloc	Linii 110 kV	Total CPT RET	Linii de inalta tensiune			AT, Trafo si Bobine			
											220 kV	400 kV	Din care Corona	AT 400/220 kV	AT 220/110 kV	Trafo 400/110 kV	Bobine
R1	VST-P	A	8400	500	1400	L400kV PdF-Djerdap 1c L400kV Tantiareni-Kozlodui L400kV Isaccea- Dobrudja L400kV Rosiori-Mukacevo L400kV Arad-Sandorfalva L400kV Nadab-Bekescaba	232	24.33	54.23	153.5	47.2	77.82	52.69	13.48	4.53	1.11	9.28
R2	VSI	B	8700	500	1400		237	26.17	47.68	163.2	46.57	89.03	54.1	13.83	4.18	1.15	8.47
R3	VSI	C	8700	500	1400		236	23.26	45.98	166.3	46.82	89.36	54.54	5.74	9.63	6.24	8.52
R4	VST-P	D	8400	500	1400		223	22.94	48.24	152	44.82	76.72	53.57	5.41	9.2	6.33	9.54
R5	GST-P	A	5300	-200	1400		162	12.5	17.72	131.4	26.82	71.12	54.12	4.78	7.67	5.24	15.78
R6	VSI	C	9300	500	1400		259	25.67	53.93	179.8	55.36	93.9	53.45	5.78	10.08	6.29	8.42
R7	GNI	C	6200	-200	1400		174	15.78	21.56	136.9	29.72	72.7	52.74	5.07	8.28	5.32	15.8

Unde: R1, R4 - regim de toamna- primavara pentru varf de seara cu 2 unitati in CNE

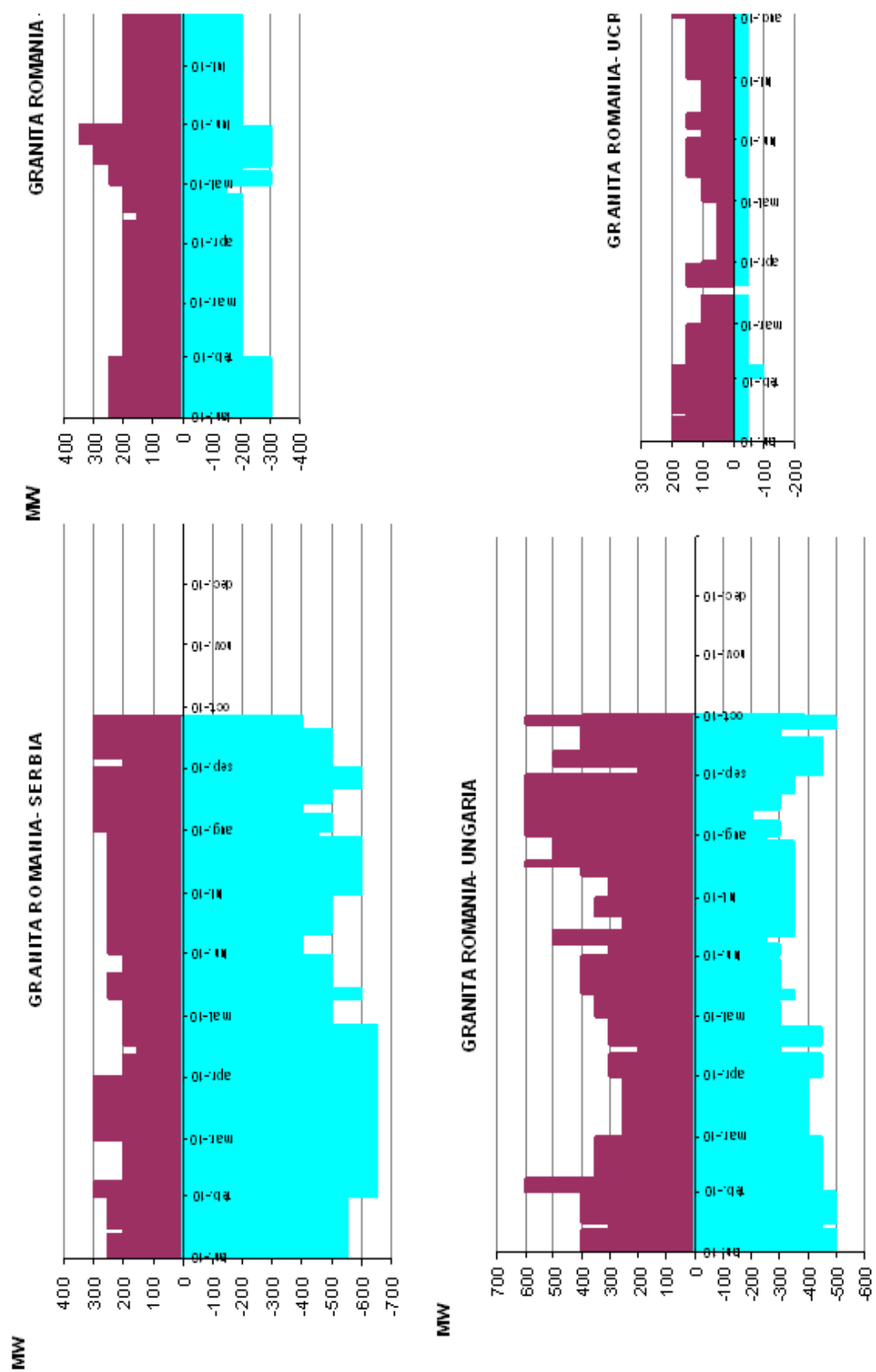
R2, R3, R6 - regim de iarna pentru varf de seara cu 2 unitati in CNE

R5 - regim de toamna- primavara pentru gol de sarbatoare cu 2 unitati in CNE

R7 - regim de iarna pentru gol de noapte corespunzator zi lucratoare cu 2 unitati in CNE

* numai pentru pierderile de putere in RET, RED modelata, trafo bloc modelate

Anexa 3.11.1 Valori NTC lunare ferme pe granițele României în 2010



Anexa 3.11.2 NTC pentru Octombrie 2010

Luand in considerare :

- Generatie in CHE Portile de Fier si Djerdap **1400 MW**;
- Limita pe L400kV Portile de Fier-Djerdap, **1600 A** (TC Portile de Fier);
- Reglaje de iarna la protectii in Serbia
- Import sincron spre GR(+cablu IT)+MK+AL in regimul de baza **1580 MW (1280MW in 04-10-10)**;
- Export BG **1000 MW**;
- Masuri preventive si post-event; automatici de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita in functiune;
- Schimburi prognozate; fara soldare; conventii bilaterale.

Valorile NTC fiabile pe grantele Romaniei in Octombrie 2010 sunt:

NTC	01.10. 2010	02.03.10. 2010	04.05.10. 2010	06.10.10. 2010	11.10. 2010	12.15.10. 2010	16-17.10. 2010	18-19.10. 2010	20-22.10. 2010	23-24.10. 2010	25-29.09 2010	30-31.10. 2010
	PdF-Djer.	Burshtyn-Muk	C.Mogila-Stip	Rosiori-Muk: Kriz.-V.Dur	Tumbri-Krsko 1+2	Brasov-Gutinas Sajo.-Muk.	Tisz.-Muk.	Buc.S-Slatina	Albertisa-Maronvasar.	Statia Gadalin; L lunga Rosiori-Iernut conectata la export / deconectata la import		
	Paks-Top.											
RO=>HU	350	550	300	400	350	350						
HU=>RO	600		500									
RO =>SR	0	650	500		650							
SR =>RO	0		350	250								
RO =>BG	250		100		250							
BG =>RO	250											
RO =>UA			50		0			50				
UA =>RO			150	100	0			100				
RO Export	650	1300	950		1200							
RO Import	1000	1300	1250	1000	850							

- TRIM export/import in interfata RO 250-300 MW / 350-400\300 MW (NIN-1)

-TRM export in interdata RO+BG 300 MW

Limita export:

- dec. LEA1 400kV Tantareni-Kozlodui -> LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap ≤100% TC PdFier;
-dec. LEA 400kV Nis-Sofia Vest -> LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap ≤100% TC;

11-15.10:

- dec. LEA 400kV Arad-Mintia -> AT 220/110kV Arad <100%;

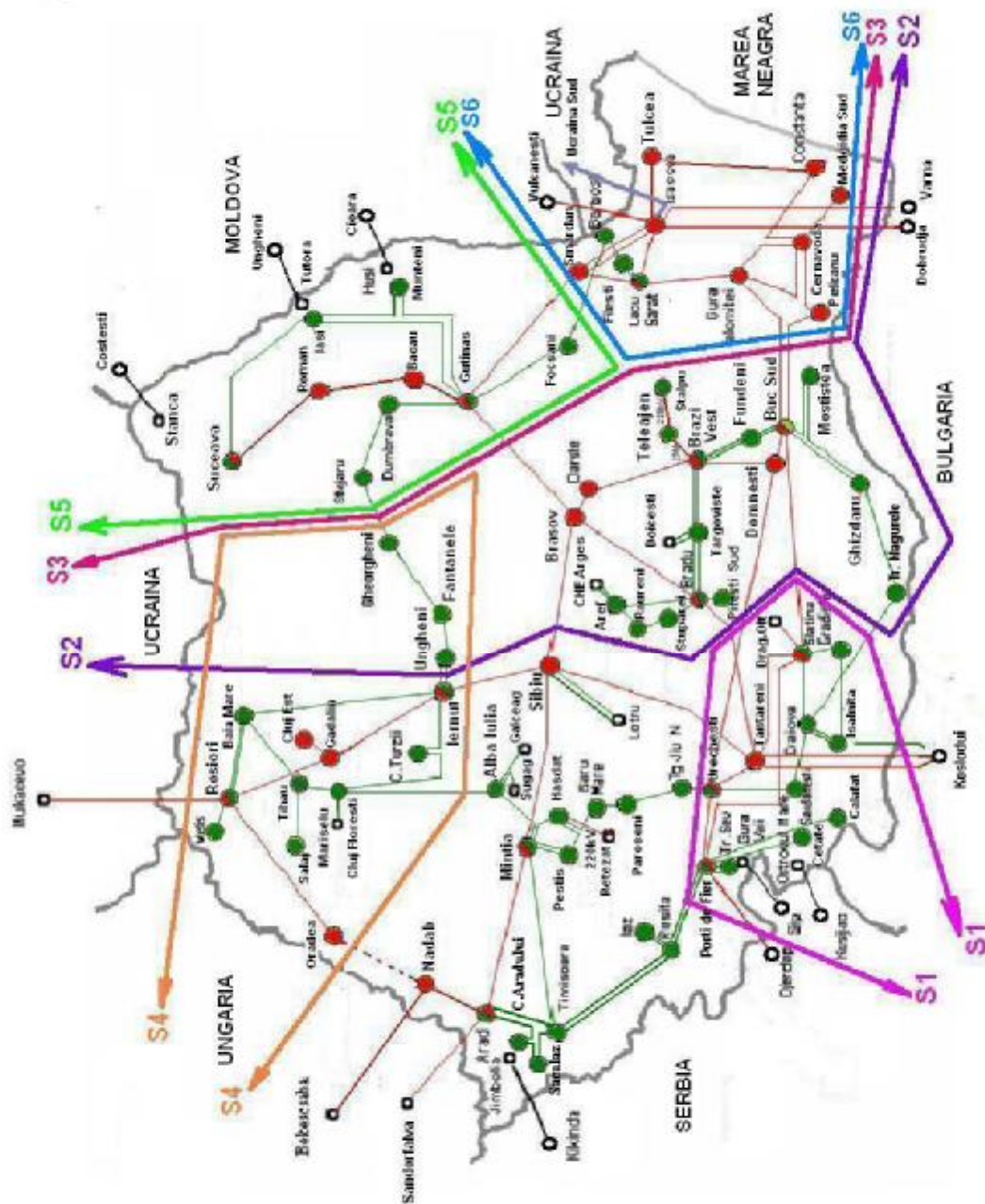
Limita import + LEA 400kV Iernut-Rosiori deconectata:

- dec. AT400/220kV Rosiori
dec. T400/110kV Oradea
dec. 1U CNE

11-15.10:

- dec. LEA 400kV Arad-Mintia -> T 400/110kV Arad <100%;

SECTIUNILE CARACTERISTICE ALE SEN



Ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor modelate la borne la palierele VSI si GS TP

Nr. crt.	Centrala	Grup				Transformator Bloc		
		Nume grup		Pd [MW]	Un [kV]	Sn [MVA]	Plot nominal/ Plot maxim	Plot de functionare
		Palier VSI R3	Palier GS TP R5					
1	Turceni	G3		315	24	400	2/3	blocat pe plot 2
		G4	G4	330	24	400	2/3	blocat pe plot 2
		G5		330	24	400	2/3	blocat pe plot 2
		G7		330	24	400	2/3	blocat pe plot 2
2	Rovinari	G3	G3	321	24	400	2/3	blocat pe plot 1
		G4		313	24	400	2/3	blocat pe plot 1
		G5	G5	317	24	400	2/3	blocat pe plot 1
3	Isalnita	G8	G8	305	24	400	13/25	15
4	Craiova II	G1		140	15.75	190	1/1	1
		G2	G2	140	15.75	190	1/1	1
5	Mintia	G3	G3	220	15.75	250	1/1	1
		G5		198	15.75	250	2/3	blocat pe plot 2
6	Oradea 1	G4	G4	50	10.5	80	1/1	1
		G5	G5	50	10.5	80	10/19	13
7	Drobeta	G1	G1	50	10.5	80	1/1	1
		G2		50	10.5	80	1/1	1
		G4	G4	50	10.5	80	1/1	1
8	Paroseni	G4	G4	150	18	180	1/1	1
9	Govora	G5		50	10.5	2x80	1/1	1
		G6	G6					
10	Suceava	G1	G1	60	10.5	80	1/1	1
11	Bacau	G1	G1	55	10.5	80	1/1	1
12	Brasov	G1	G1	50	10.5	80	1/1	1
13	Arad	G1	G1	60	10.5	80	1/1	1
14	Iasi II (Holboca)	G1	G1	56	10.5	80	1/1	1
15	Braila	G1	G1	227	15.75	250	1/1	1
16	Brazi	G5	G5	105	10.5	160	10/19	12
17	Iernut	G5	G5	210	15.75	250	1/1	1
18	Buc. Sud	G4	G4	100	10.5	100	3/5	4
		G5	G5	115	13.8	170	2/3	3
		G6	G6	115	13.8	170	2/3	3
19	Buc. Vest	G2		120	13.8	170	10/19	10
		G3	G3	155-195	15	140	10/19	12
		G4	G4		10.5	75	10/19	11
20	Galati	G3	G3	105	10.5	160	10/19	9
		G4		56	10.5	80	1/1	1
21	Progresu	G3	G3	55	10.5	80	1/1	1
		G4		55	10.5	80	1/1	1
22	Grozavesti	G1	G1	48	10.5	80	1/1	1
		G2		48	10.5	80	1/1	1
23	Palas	G1	G1	50	10.5	80	1/1	1
24	Portile de Fier I	G1	G1	194	15.75	216	1/1	1
		G2	G2	194	15.75	216	1/1	1
		G3	G3	194	15.75	216	1/1	1
		G4	G4	194	15.75	216	1/1	1
		G5	G5	194	15.75	216	1/1	1
25	Portile de Fier II	Gogosu G9,10	Gogosu G9,10	2x27	6.3	62	1/1	1
		Os.Mare G1+ G7	Os.Mare G1+ G7	3x27+4x31	6.3	63	1/1	1
26	Lotru	G1	G1	170	15.75	190	1/1	1
27	Stejaru	G5		48.5	10.5	50	2/3	2
		G6		48.5	10.5	50	2/3	2
28	Vidraru	G1		55	10.5	3x40	2/3	blocat pe plot 3
		G3		55	10.5	3x40	2/3	blocat pe plot 3
29	Munteni	G1		29	10.5	40	1/1	1
30	Remeti	G1		40	10.5	63	1/1	1
31	Raul Mare	G1		100	15.75	190	1/1	1
32	Galceag	G1		75	15.75	90	1/1	1
33	Sugag	G2		75	15.75	90	1/1	1
34	Mariselu	G1		74	15.75	90	2/3	3
35	Ruieni	G1		65.7	10.5	90	1/1	1
35	Cernavoda	G1	G1	717	24	440	1/1	1
		G2	G2	717	24	440	1/1	1

Puteri admisibile in sectiunea S1 pentru palierul de iarna 2010-2011.

Deficit initial: 2528 MW

(Un singur circuit 400 kV Tantareni- Kozlodui in functiune)

Tabel 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%} Padm. (a/b)		P _{20%} P _{ΣL(220+ 400+ext))kV}	
				P _{ΣL(220+400+ext)kV}	P _{ΣL(220+400)kV}		
N P=2528 MW		-	5060	-	-	4010	
		L400kV Tantareni - Sibiu	4940	4490 4250 ^U /4210	3000 2830 ^U /2990	3910	
		L400 kV Tantareni- Brad	4910	4460 4190 ^U /4160	3030 2840 ^U /2990	3890	
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	4990	4540 4240 ^U /4210	3120 2900 ^U /2990	3950	
		L400kV Urechesi - Domnesti	4980	4540 4320 ^{At_UR} 4230 ^U /4210	3110 2950 ^{At_UR} 2890 ^U /2990	3950	
		U1 CNE Cernavoda	4160	4700 4520 ^{At_PF} /3850	3350 4470 ^{At_PF} /2700	4040	
		L400 kV Tantareni - Kozlodui	4880	4450 4240 ^U /4210	3440 3280 ^U /2990	3870	
		L 400 kV PdF - Djerdap	4560	4150 3820 ^{PR} /3790	3310 3010 ^{PR} /2650	3610	
		Craiova N- Tr. Magurele	5050	4600 4330 ^U /4330	3270 3060 ^U /3080	4000	
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	4860	4430 4280 ^U 3210 ^{At_PF} /3210	2900 2790 ^U 2070 ^{At_PF} /2230	3850	
N-1	L400kV Urechesi - Domnesti	L 400 kV PdF - Djerdap	4400	4000 3620 ^{PR} /3600	3080 2800 ^{PR} /2460		
		L400kV Tantareni - Sibiu	4890	4450 4200 ^U 3760 ^{At_UR} /3730	2820 2670 ^U 2370 ^{At_UR} /2530		
		L400 kV Tantareni - Kozlodui (1c)	4810	4380 4190 ^U 4130 ^{At_UR} /4110	3290 3140 ^U 3110 ^{At_UR} /2800		
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	4890	4450 4230 ^{PT} 4150 ^U /4150	2790 2670 ^{PT} 2660 ^U /2840		
		L400kV Tantareni – Brad	4880	4450 4200 ^U 3840 ^{At_UR} /3800	2830 2680 ^U 2440 ^{At_UR} /2580		
		U1 CNE Cernavoda	5040	4590 4480 ^{At_UR} /3800	3150 3060 ^{At_UR} /2560		

		Craiova N-Tr. Magurele	4880	4440 4170 ^{PT} 4350 ^U /4170	3000 2820 ^{PT} 2940 ^U /2850		
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	4790	4360 4180 ^U 3210 ^{At_Pf} /3210	2720 2600 ^U 1920 ^{At_Pf} /2230		

Limitari impuse:^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{At_Ur} Suprasarcina pe AT 400/220 kV Urechesti;

^{PR} TC pe L220 kV PdF - Resita ;

^{UD} TC pe L400 kV Urechesti - Domnesti;

^{PT} limita de scurta durata datorata protectiei L220 kV Paroseni-Targu Jiu;

^{At_Pf} Suprasarcina pe AT3 400/220 kV PdF;

Puteri admisibile in sectiunea S2 pentru palierul de iarna 2010-2011 cu 2 unitati CNE
DEFICIT INITIAL=1612 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+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}		
N		-	3740			2760	
		L400kV Sibiu-Brasov	3360	3000 2990 ^U 2610 ^{FH} /2610	2780 2780 ^U 2420 ^{FH} /2420	2610	
		L400 kV Tantareni-Brad	3340	2980 2970 ^U 2890 ^{ID} /2870	2810 2790 ^U 2720 ^{ID} /2730	2590	
		L400kV Urechesti – Domnesti	3400	3040 2330 ^{BM} /2330	2870 2210 ^{BM} /2220	2640	
		L400kV Slatina– Bucuresti S	3410	3040 2580 ^{BM} /2560	2880 2440 ^{BM} /2440	2650	
		L220kV Iernut-Ungheni 2	3620	3220 3090 ^{ID} /2910	3030 3110 ^{ID} /2950	2810	
		L 400 kV Dobrudja-Isaccea	3430	3060 2890 ^{ID} /2890	2900 2740 ^{ID} /2730	2660	
		U1 CNE Cernavoda	3820	3440 3160 ^{At_Pf} /2500	3270 3000 ^{At_Pf} /2380	2790	
N-1	L400kV Sibiu-Brasov	L400 kV Tantareni-Brad	2840	2550 2470 ^U 2020 ^{FH} /2000	2310 2240 ^U 1850 ^{FH} /1870		
		L400kV Urechesti - Domnesti	3080	2760 2540 ^U 2280 ^{FH} /2270	2540 2320 ^U 2090 ^{FH} /2110		
		L400kV Slatina– Bucuresti S	3100	2760 2680 ^U 2330 ^{FH} /2310	2530 2460 ^U 2120 ^{FH} /2060		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3040	2330 2480 ^{FH} /2470	2740 2300 ^{FH} /2290		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	3260	2920 2820 ^U 2570 ^{FH} /2560	2670 2580 ^U 2350 ^{FH} /2380		
		U1 CNE Cernavoda	3660	3300 3190 ^U 2660 ^{FH} /2000	3060 2960 ^U 2480 ^{FH} /1870		
	L400kV Urechesti - Domnesti	L400 kV Tantareni-Brad	3070	2740 2710 ^U /2710	2560 2530 ^U /2560		
		L400kV Slatina– Bucuresti S	3160	2830 2730 ^U /2720	2650 2550 ^U /2570		
		L220kV Iernut-Ungheni 2	3360	3010 2970 ^U /2990	2800 2770 ^U /2820		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3130	2810/2820	2640/2660		
		U1 CNE Cernavoda	3730	3360 3160 ^{At_Pf} /2500	3170 3000 ^{At_Pf} /2380		
	L400 kV Tantareni-	L400kV Slatina– Bucuresti S	3100	2770 ^{UD} /2770	2590 ^{UD} /2600		

	Brad	L400 kV Dobrudja-Isaccea	3020	2700/2710	2540/2550		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	3270	2940 2880 ^U /2900	2740 2680 ^U /2730		
		U1 CNE Cernavoda	3630	3260 3190 ^{At_Pf} /2530	3080 3010 ^{At_Pf} /2380		
	L400kV Slatina– Bucuresti S	L400 kV Dobrudja-Isaccea	3180	2860/2860	2690/2670		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	3400	3050 3040 ^U /3060	2870 2840 ^U /2880		
		U1 CNE Cernavoda	3770	3390 3190 ^{At_Pf} /2530	3220 3020 ^{At_Pf} /2390		
	L 400 kV Dobrudja- Isaccea	L220kV Iernut- Ungheni 2	3320	2980/3020	2810/2850		
		U1 CNE Cernavoda	3660	3330 3180 ^{At_Pf} /2510	3130 3010 ^{At_Pf} /2380		
	L220kV Iernut- Ungheni 2	U1 CNE Cernavoda	3820	3440 3160 ^{At_Pf} /2510	3240 2980 ^{At_Pf} /2350		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{FH} - curent termic L110 kV Fagaras - Hoghiz;

^{ID} - curent termic L110 kV IFA - Domnesti;

^{BM} - curent termic L110 kV Bujoreni - Militari;

^{At_Pf} Suprasarcina pe AT3 400/220 kV Portile de Fier;

^{UD} TC pe L400 kV Urechesi - Domnesti;

Anexa 4.3

Puteri admisibile in sectiunea S3 pentru palierul de iarna 2010-2011 cu 2 unitati CNE

DEFICIT INITIAL=23 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) P _{ΣL(220+110+400+ext)} kV	
				P _{ΣL(220+ 400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)} kV		
N		-	1100			800	
		L400kV Brasov-Gutinas	760	630 540 ^U /540	620 530 ^U /530	550	
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	1090	950 820 ^U /830	940 810 ^U /830	820	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	1080	930 820/830	930 810 ^U /830	810	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	970	830 760 ^U /700	820 760 ^U /700	720	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	1040	890 800 ^U /810	880 800 ^U /810	780	
		L400 kV Constanta-CNE	1080	930 810 ^U 320 ^{BM} /311	930 810 ^U 310 ^{BM} /300	810	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	1100	960 840 ^U /840	960 840 ^U / 840	830	
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	1040	890 740 ^U /750	890 740 ^U / 750	780	
N-1	L400 kV Dobrudja-Isaccea	L400 kV Constanta-CNE	970	830 750 ^U 210 ^{BM} /200	830 740 ^U 200 ^{BM} /190		
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	1020	670 780 ^U /790	860 770 ^U / 790		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	1000	850 780 ^U /790	830 770 ^U / 790		
		L400kV Gutinas-Brasov	640	530 480 ^U /470	520 470 ^U / 470		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	900	770 660 ^U /660	770 660 ^U /660		
		L400kV Isaccea – Tulcea	1010	870 780 ^U /790	860 780 ^U /790		

		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	920	780 720 ^U /730	780 720 ^U / 720		
	L400kV Brasov- Gutinas*	L400 kV Constanta- CNE	760	630 590 ^U /590	620 580 ^U / 580		
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	770	640 620 ^U /630	620 600 ^U / 620		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	810	690 620 ^U /630	680 610 ^U / 620		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	630	520 490 ^U /470	520 490 ^U / 460		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	630	510/510	500/500		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	740	620 600 ^U /610	600 580 ^U /600		
	L400 kV Buc. S- Pelicanu*	L400 kV Constanta- CNE	1110	960 920 ^{BM} 860 ^U /860	960 920 ^{BM} 850 ^U /850		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	1120	970 920 ^U /930	950 910 ^U /920		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	1090	940 850 ^U /850	930 840 ^U /840		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	1000	860 840 ^U /850	850 830 ^U /840		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	1080	940 900 ^U /910	920 880 ^U /900		
	L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	L400 kV Constanta- CNE	1090	940 840 ^U 310 ^{BM} /300	930 840 ^U 300 ^{BM} /290		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	1130	970 900 ^U /910	960 890 ^U /900		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	1080	940 830 ^U /840	940 820 ^U /830		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	1020	880 820 ^U /820	880 810 ^U /820		
	L220 kV Gheorgheni- Stejaru	L400 kV Constanta- CNE	990	850 810 ^U 310 ^{BM} /-420	850 810 ^U 300 ^{BM} / 300		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	1020	880 840 ^U /850	880 840 ^U /850		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	970	830 740 ^U /740	830 740 ^U /740		

	L400 kV Constanta- CNE**	L400 kV Isaccea- Tulcea	1020	880 480 ^U 30 ^{MM} /30	880 480 ^U 20 ^{MM} /20		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	1030	900 770 ^U 40 ^{BM} /30	890 760 ^U 30 ^{BM} /20		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{BM}Curent termic L110 kV Basarabi-Medgidia Sud d.c.;

^{MM}Curent termic L110 kV Medgidia Sud –Mircea Voda;

* Se conecteaza L110 kV Ostrov- Traian d.c., LEA110kV Baia – M. Viteazu, LEA 110kV Zebil – M. Viteazu, LEA 110kV Harsova – Topologu, LEA 110kV Basarabi – Gura Ialomitei, si se deconecteaza LEA 110 Megidia Nord – Megidia 1,

**Se conecteaza L110 kV Ostrov- Traian d.c., LEA110kV Baia – M. Viteazu, LEA 110kV Zebil – M. Viteazu, LEA 110kV Basarabi – Gura Ialomitei, si se deconecteaza LEA 110 Megidia Nord – Megidia 1,

Puteri admisibile in sectiunea S4 pentru palierul de iarna 2010-2011 cu retea 110 kV partial buclata
DEFICIT INITIAL=600 MW

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P_{lim} $P_{\Sigma L(220+400+110+ext)kV}$ (MW)	$P_{rez. normata}$ $P_{adm. de calcul (a/b)}$ (MW)			Observatii
				$P_{8\%}$ $P_{adm. (a/b)}$		$P_{20\%}$ $P_{adm (a)}$ $P_{\Sigma L(220+400+110+ext)kV}$	
				$P_{\Sigma L(220+400+110+ext)kV}$	$P_{\Sigma L(220+400+ext)kV}$		
N		-	1380			1070	
		L400 kV Mukacevo -Rosiori	1180	1050 1010 ^{U,MB} /1000	880 850 ^{U,MB} /880	910	
		L400 kV Sibiu – Iernut	1200	1060 980 ^U /980	880 820 ^U /860	930	
		L220kV Alba Iulia-Cluj	1290	1150 1020 ^U /1010	940 830 ^U /890	1000	
		L220kV Alba Iulia-Mintia	1280	1130 1060 ^{MB} 1040 ^U /1040	1050 980 ^{MB} 960 ^U /910	980	
		L220kV Stejaru - Gheorgheni	1310	1160 1060 ^U /1060	1010 930 ^U /930	1010	
		L400kV Rosiori -Oradea	1160	1030 910 ^{MB} 870 ^U /870	860 760 ^{MB} 730 ^U /770	890	
		L220kV Cluj Fl. -Tihau	1370	1220 1080 ^U /1080	1070 950 ^U /950	1060	
		L400 kV Rosiori – Iernut	1340	1190 1040 ^U /1040	1030 910 ^U /920	1030	
N-1	L400 kV Mukacevo – Rosiori	L400kV Sibiu-Iernut	890	770 610 ^{MB} /600	350 260 ^{MB} /440		Se inchid liniile de 110 kV: IMA-Campia Turzii, Aiud – Campia Turzii si Tauni – Blaj*;
		L220kV Alba Iulia-Cluj Fl.	1160	1020 960 ^{U,MB} /960	640 610 ^{U,MB} /700		
		L 220 kV Alba Iulia - Mintia	1090	970 730 ^{MB} /720	740 580 ^{MB} /540		
		L 220 kV Stejaru-Gheorgheni	1170	1030 1020 ^{MB} 1010 ^U /860	740 730 ^{MB} 720 ^U /740		
		L400kV Rosiori-Oradea	1090	950 890 ^U 780 ^{MB} /790	670 630 ^U 570 ^{MB} /590		
		L400 kV Rosiori – Iernut	980	860 770 ^U 750 ^{MB} /750	580 520 ^U 510 ^{MB} /550		
		L220kV Cluj Fl. – Tihau	1210	1070 1030 ^{MB} 1020 ^U /1020	780 750 ^{MB} 740 ^U /740		
	L400kV Sibiu – Iernut	L 220 kV Alba Iulia – Cluj Fl.	1080	950 890 ^{MB} 880 ^U /880	710 660 ^{MB} 660 ^U /750		

		L 220 kV Alba Iulia – Mintia	1050	930 900 ^U 740 ^{MB} /730	830 810 ^U 670 ^{MB} /630		
		L 220 kV Stejaru – Gheorghieni	1070	940 910 ^U /910	770 750 ^U /770		
		L400kV Rosiori -Oradea	1030	910 830 ^U 780 ^{MB} /780	740 670 ^U 640 ^{MB} /670		
		L400 kV Rosiori – Iernut	1120	990 900 ^U /900	820 750 ^U /760		
	L 220 kV Alba Iulia -Cluj	L400kV Rosiori -Oradea	1120	990 830 ^{MB} 880 ^U /820	680 580 ^{MB} 610 ^U /620		Se inchid liniile de 110 kV: IMA-Campia Turzii, Aiud – Campia Turzii si Tauni - Blaj
		L220 kV Stejaru-Gheorghieni	1280	1140 1010 ^U /1010	810 730 ^U /740		
		L400 kV Rosiori – Iernut	1290	1150 980 ^U /980	820 720 ^U /720		
	L220 kV Stejaru-Gheorghieni	L400kV Rosiori -Oradea	1110	980 880 ^U 850 ^{MB} /870	820 750 ^U 720 ^{MB} /770		
		L400 kV Rosiori – Iernut	1250	1110 1000 ^U /1000	980 890 ^U /890		
	L400kV Rosiori - Oradea	L400 kV Rosiori – Iernut	1100	970 850 ^{U,MB} /850	820 720 ^{U,MB} /730		
	L220kV Cluj Fl. – Tihau	L220kV Iernut – Baia Mare	1330	1180 1050 ^U /1050	1040 930 ^U /930		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**
^{MB} curent limita termica pe L110kV Mintia – Baita

* Schema corelata cu programul de RTh Mintia corespunzator R3 din Cap.3.

Anexa 4.5

**Puteri admisibile in sectiunea S5 pentru palierul de iarna 2010-2011, cu 2 unitati CNE.
DEFICIT INITIAL=600 MW**

Tabel 5.1

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P_{lim} $P_{\Sigma L(220+400)kV}$ (MW)	$P_{rez. normata}$ $P_{adm. de calcul (a/b)}$ (MW)		$P_{20\%}$ $P_{adm. (a)}$	Observatii
				$P_{8\%}$ $P_{adm. (a/b)}$			
				$P_{\Sigma L(220+400+110+ext)kV}$	$P_{\Sigma L(220+400+ext)}$ kV		
N		-	1190			920	
		L 400 kV Smardan-Gutinas	1050	920 910 ^U /900		800	
		L 400 kV Brasov-Gutinas	1010	890/880		770	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	1130	1000/1000		870	
		L220kV Barbosi-Focsani	1130	1000/990		870	
		L400kV Gutinas - Bacau	1060	930/910		810	
		L400kV Bacau- Roman	980	870 750 ^U /740		750	
		L400kV Roman- Suceava	940	830 760 ^U /740		720	
		AT 400/220kV Gutinas	1150	1010 1000 ^U /1000		880	
	L 400 kV Smardan-Gutinas* *Buclare: CT110 kV Liesti, L110 kV Maximeni – Liesti, L110 kV Rm. Sarat- Costieni .	L 400 kV Brasov-Gutinas	790	680 660 ^U 470 ^{SS} /600	470 440 ^U 430 ^{SS} /520		
		L220kV Barbosi-Focsani	1020	900 880 ^U 750 ^{SS} /740	710 700 ^U 590 ^{SS} /650		
		L220kV Lacu Sarat -Filesti	1050	930 900 ^U 820 ^{AtLS} /820	770 750 ^U 690 ^{AtLS} /720		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	1000	880/870	750/750		
		L400kV Bacau- Roman	920	800 720 ^U /710	700 620 ^U /610		
		L400kV Roman- Suceava	880	770 720 ^U /710	660 620 ^U /610		

		L400kV Gutinas - Bacau	990	870/860	740/740		
L 400 kV Brasov- Gutinas*	*Buclare: CT110 kV Liesti, L110 kV Maximeni – Liesti, L110 kV Rm. Sarat- Costieni .	L220kV Barbosi-Focsani	1000	880/880	770		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	950	830/830	720/730		
		L400kV Bacau- Roman	900	790/770	700/680		
		L400kV Roman- Suceava	880	760 720 ^U /700	670 630 ^U /620		
		L400kV Gutinas - Bacau	960	840/830	730/730		
		L220 kV Lacu Sarat -Filesti	1020	900 890 ^U /890	770 760 ^U /780		
		L220kV Barbosi- Focsani	L220 kV Gheorgheni-Stejaru	1070	940/940		
		L400kV Bacau- Roman	950	840/820			
		L400kV Roman- Suceava	920	800 720 ^U /700			
		L400kV Gutinas - Bacau	1010	880 780 ^{At_BO} /770			
	L220 kV Gheorgheni- Stejaru	L400kV Bacau- Roman	850	750/730			
		L400kV Roman- Suceava	870	760 720 ^U /700			
		L400kV Gutinas - Bacau	970	850 820 ^{At_BO} /810			
L400kV Bacau- Roman		L400kV Roman- Suceava	900	790 720 ^U /710			
		L400kV Gutinas - Bacau	970	850 750 ^U /750			
L400kV Roman- Suceava		L400kV Gutinas - Bacau	920	810 720 ^U /760			

Limitari impuse : ^U nivel de tensiune conform Codului RET

^{SS} – curent limita termica pe L110kV Smardan – Schela;

^{At_LS} Suprasarcina pe AT 220/110 kV Lacu Sarat;

^{At_BO} Suprasarcina pe AT 220/110 kV Borzesti;

Anexa 4.6.

Puteri admisibile in sectiunea S6 pentru palierul de iarna 2010-2011 cu 2 unitati CNE

EXCEDENT INITIAL=573 MW

Tabel 6

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) P _{ΣL(220+110+400+ext)} kV	
				P _{ΣL(220+ 400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)} kV		
N		-	4380			3460 2940 ^{LF}	
		L400kV Smirdan-Gutinas	3350	3040 1600 ^{LF} /1580	2960 1560 ^{LF} /1550	2640	
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	4410	4010 3300 ^U 2280 ^{LF} /2260	3910 3220 ^U 2210 ^{LF} /2220	3490	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	4220	3830 2380 ^U 2230 ^{CP} /2220	3740 2220 ^U 2080 ^{CP} /2090	3430	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3770	3420 3410 ^U 2660 ^{LF} /2630	3350 3350 ^U 2610 ^{LF} /2590	2970	
		L220 kV Barbosi - Focsani	4400	4000 3270 ^U 3100 ^U /3090	3940 3220 ^U 3050 ^U /3050	3480	
		L400 kV Constanta-CNE	4550	4140 34500 ^U 2940 ^{LF} /2940	4070 3390 ^U 2890 ^{LF} /2890	3600	
		L400 kV Medgidia S-CNE	4580	4160 3450 ^U 2930 ^{LF} /2940	4100 3400 ^U 2890 ^{LF} /2890	3620	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	4430	4030 3430 ^U 2940 ^{LF} /2940	3970 3380 ^U 2890 ^{LF} /2890	3500	
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4210	3830 3330 ^U 2790 ^{LF} /2790	3800 32900 ^U 2750 ^{LF} /2750	3330	
N-1	L400kV Smirdan-Gutinas	L400 kV Buc. S-Pelicanu	3390	3080 3000 ^U 1300 ^{FB} /1290	2970 2890 ^U 1240 ^{FB} /1260		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	3380	3070 2340 ^U 1160 ^{FB} /1150	2990 2250 ^U 1110 ^{FB} /1120		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2870	2590 2270 ^U 1160 ^{BF} /1150	2510 2200 ^U 1120 ^{BF} /1130		
		L220 kV Barbosi - Focsani	3450	3110 2680 ^U 2390 ^{BD} /2360	3040 2610 ^U 2330 ^{BD} /2310		
		L400 kV Constanta-CNE	3580	3250 3010 ^U 1590 ^{LF} /1590	3190 2950 ^U 1560 ^{LF} /1560		

		L400 kV Isaccea- Tulcea	3570	3240 3120 ^U 1590 ^{BF} /1590	3190 3060 ^U 1560 ^{BF} /1560		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3340	3030 2940 ^U 1440 ^{LF} /1440	2970 2880 ^U 1410 ^{LF} /1400		
	L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	L400 kV Buc. S- Pelicanu	3650	3310 2660 ^U 1290 ^{DS} /1280	3120 2490 ^U 1210 ^{DS} /1240		
		L400 kV Dobrudja- Isaccea	3290	2970 2520 ^U 1820 ^{CP} /1800	2870 2440 ^U 1760 ^{CP} /1760		
		L220 kV Barbosi - Focsani	3390	3530 3080 ^U 2280 ^{CP} /2270	3530 1980 ^U 2220 ^{CP} /2210		
		L400 kV Constanta- CNE	4010	3650 3160 ^U 2360 ^{CP} /2370	3560 3080 ^U 2290 ^{CP} /2290		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	4000	3640 3160 ^U 2440 ^{CP} /2440	3560 3080 ^U 2380 ^{CP} /2370		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4020	3650 3160 ^U 2350 ^{CP} /2360	3570 3080 ^U 2290 ^{CP} /2290		
	L400 kV Buc. S- Pelicanu	L400 kV Dobrudja- Isaccea	3470	3150 2870 ^U 2390 ^{LF} /2360	2770 2770 ^U 2310 ^{LF} /2300		
		L220 kV Barbosi - Focsani	4020	3650 3170 ^U 2820 ^{GS} /2820	3560 3080 ^U 2750 ^{GS} /2740		
		L400 kV Constanta- CNE	4140	3740 3300 ^U 2800 ^{LF} /2810	3650 3210 ^U 2730 ^{LF} /2730		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	4180	3800 3290 ^U 2800 ^{LF} /2800	3710 3210 ^U 2730 ^{LF} /2730		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4080	3710 3190 ^U 2710 ^{LF} /2710	3650 3120 ^U 2640 ^{LF} /2630		
	L400 kV Dobrudja- Isaccea	L220 kV Barbosi - Focsani	3550	3220 2910 ^U 2520 ^{GS} /2510	3360 2850 ^U 2470 ^{GS} /2460		
		L400 kV Constanta- CNE	3670	3330 3030 ^U 2660 ^{LF} /2660	3270 2970 ^U 2610 ^{LF} /2610		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	3650	3310 2980 ^U 2660 ^{LF} /2660	3250 2920 ^U 2610 ^{LF} /2610		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3430	3110 2840 ^U 2360 ^{LF} /2360	3050 2790 ^U 2320 ^{LF} /2310		
	L400 kV Constanta- CNE*	L400 kV Isaccea- Tulcea	4290	3900 3380 ^U 3030 ^{LF} /3030	3840 3330 ^U 2980 ^{LS} /2980		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4100	3700 3260 ^U 2860 ^{LF} /2860	3640 3210 ^U 2810 ^{LF} /2810		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{LF} Curent termic pe L 220 kV Lacu Sarat – Filesti

^{CP} Curent termic pe L 400 kV Cernavoda - Pelicanu;

^{BF} Curent termic pe L 220 kV Barbosi – Filesti;

^{BD} Curent termic pe L 400 kV Buc. S - Domnesti;

^{DS} Curent termic pe L 400 kV Dragos Voda – Slobozia Sud;

^{GS} Curent termic pe L 400 kV Gutinas - Smirdan;

* Se conecteaza L110 kV Ostrov- Traian d.c., LEA110kV Baia – M. Viteazu, LEA 110kV Zebil – M. Viteazu, LEA 110kV Harsova – Topologu, LEA 110kV Basarabi – Gura Ialomitei, si se deconecteaza LEA 110 Megidia Nord – Megidia 1,