



**Compania Națională de Transport al Energiei Electrice**  
Transelectrica SA - Strada Oțeni nr 2-4, cod poștal 030786, sector 3, București  
România, Nr. Înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000, Cod unic  
de înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10  
[www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro)

# **Planul de perspectivă al RET Perioada 2010-2014 și orientativ 2019**



## CUPRINS

	Pag.
<b>Lista de Anexe .....</b>	5
<b>Prescurtări.....</b>	6
<b>1. Scopul și obiectivele Planului de perspectivă al RET.....</b>	7
<b>2. Cadrul de reglementare.....</b>	8
2.1.1. Legislația primară.....	8
2.1.2. Legislația secundară.....	10
<b>3. Principii, metodologii și programe de calcul utilizate la elaborarea Planului de perspectivă al RET.....</b>	11
3.1. Principii utilizate la elaborarea Planului de perspectivă al RET.....	11
3.2. Metodologii utilizate la elaborarea Planului de perspectivă al RET.....	12
3.3. Programe de calcul utilizate la elaborarea Planului de perspectivă al RET.....	12
<b>4. Analiza regimurilor actuale de funcționare a SEN.....</b>	13
4.1. Capacități de producere a energiei electrice.....	13
4.2. Evoluția în profil teritorial a consumului de energie electrică în perioada 2003-2007.....	14
4.3. Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni.....	14
4.4. Gradul de încărcare a elementelor RET.....	20
4.5. Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive.....	32
4.6. Pierderi de putere pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET.....	34
4.7. Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET.....	36
4.8. Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie.....	37
4.8.1. Verificarea RET la condițiile de stabilitate statica.....	37
4.8.2. Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de protecție în nodurile RET	41
4.9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport.....	52
4.10. Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA.....	53
4.11. Serviciile de sistem tehnologice.....	55
4.12. Sistemul de contorizare.....	57
4.13. Sistemul de telecomunicații.....	58
<b>5. Securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență</b>	<b>60</b>
5.1. Situația actuală.....	61
5.2. În perspectivă.....	61
5.3. Implementarea programului de protecție fizică.....	63
<b>6. Protecția mediului asociată RET.....</b>	<b>64</b>
6.1. Impactul rețelelor de transport asupra mediului.....	64
6.2. Cerințe legislative pentru noile instalații și pentru cele existente.....	65
6.3. Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului.....	67
<b>7. Situația actuală – Sinteză</b>	<b>68</b>
<b>8. Prognoza balanței de producție-consum pentru Planul de perspectiva al RET - perioada 2010-2014-2019 .....</b>	<b>72</b>
8.1. Principii generale.....	72
8.2. Prognoza consumului de energie electrică în SEN.....	73
8.3. Prognoza soldului schimburilor de energie electrică.....	78
8.4. Prognoza evoluției parcului de producție.....	78

8.5.	Prognoza adecvanței parcului de producție din SEN.....	80
8.6.	Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – Cazuri analizate pentru verificarea adecvanței RET.....	84
<b>9.</b>	<b>Analiza regimurilor de funcționare a RET - etapele 2014 și 2019.....</b>	<b>88</b>
9.1.	Analiza regimurilor staționare.....	89
9.2.	Gradul de încărcare a elementelor RET.....	94
9.3.	Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive.....	94
9.4.	Pierderi de putere în RET, pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină.....	95
9.5.	Nivelul solicitărilor la scurtcircuit.....	95
9.6.	Verificarea RET la condiții de stabilitate statică.....	97
9.7.	Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET.....	99
9.8.	Concluzii.....	103
<b>10.</b>	<b>Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pentru un orizont de prognoză de 5 ani și orientativ pe 10 ani.....</b>	<b>105</b>
10.1.	Instalațiile din cadrul RET.....	105
10.1.1.	Aspecte generale privind activitatea de mentenanță – componentă a Managementului Activelor .....	105
10.1.2.	Proiecte importante de mentenanță majoră finalizate/în curs de execuție în perioada 2005 – 2008.....	110
10.1.3.	Programul de mentenanță majoră a stațiilor electrice din RET.....	112
10.2.	Sistemul de contorizare.....	115
<b>11.</b>	<b>Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe.....</b>	<b>116</b>
11.1.	Elemente care determină necesitatea dezvoltării RET.....	116
11.2.	Criterii de prioritizare a acțiunilor de re tehnologizare/ modernizare și mentenanță majoră.....	118
11.3.	Soluții tehnice promovate prioritar.....	120
11.4.	Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2010-2019	120
11.5.	Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Programul de dezvoltare a RET.....	123
11.6.	Programul de dezvoltare, re tehnologizare/ modernizare și mentenanță majoră a instalațiilor din RET	125
11.7.	Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer – EMS/SCADA .....	129
11.8.	Strategia de dezvoltare a sistemelor de conducere prin dispecer pentru integrarea în SEN a producției de energie electrică realizate în centralele electrice eoliene	130
11.9.	Strategia de dezvoltare a sistemului de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice.....	131
11.9.1.	Sistemul de telecontorizare al Transelectrica S.A. ....	131
11.9.2.	Sistemele de contorizare locală cu teletransmisie a datelor măsurate.....	132
11.9.3.	Laboratoare de verificare metrologică a contoarelor de energie electrică.....	133
11.9.4.	Monitorizarea calității energiei în RET și la consumatori.....	134
11.10.	Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații.....	134
11.11.	Evaluarea cheltuielilor de investiții	135
<b>12.</b>	<b>Surse de finanțare .....</b>	<b>136</b>
<b>13.</b>	<b>Direcții de analiză pentru etapa următoare.....</b>	<b>138</b>
	<b>Bibliografie</b>	<b>140</b>
	<b>Echipa de Program</b>	<b>141</b>

## Lista de Anexe

<b>Anexele A</b>	<b>Principii, metodologii și programe de calcul utilizate în elaborarea Planului de perspectivă al RET</b>
Anexa A-1	Principii, metodologii și programe de calcul utilizate în elaborarea prognozei de consum și producție în SEN
Anexa A-2	Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
Anexa A-3	Stabilirea tarifului de transport. Alocarea costului serviciului de transport
<b>Anexele B</b>	<b>Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET</b>
Anexa B-1	Consumul pe stații – citiri 2010
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Fluxurile de putere prin echipamentele RET VDV 2010
Anexa B-4	Fluxurile de putere prin echipamentele RET VSI 2009-2010
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2010
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2009-2010
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit - 2010
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexa B-9	Indicatorii de siguranță pentru nodurile RET și nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica
<b>Anexele C</b>	<b>Prognoza balantei producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2010 – 2019</b>
Anexa C-1	Prognoza consumului de energie electrică pe zone și stații 2010 – 2019
Anexa C-2	Evoluția parcului de producție în perioada 2010-2019 (nu se publică)
<b>Anexele D</b>	<b>Analiza regimurilor de funcționare în perspectivă a RET – etapele 2014 și 2019</b>
	<u>Plansele 1-4 - Circulații de putere VSI și GNV 2014 și 2019</u>
	<u>Tabelele D1-D20 și Diagramele 1-20– Încărcări elemente rețea 019</u>
	<u>Tabelul D22 – Lista bobinelor în funcțiune</u>
	<u>Tabelele D23-D30 și Diagrame - Nivelul de tensiune</u>
	<u>Tabelele 31,32 - Valorile maxime ale curenților de scurtcircuit trifazat în RET și în RED, la nivelul anilor 2014, 2019</u>
	<u>Tabelele 33 - Analiza stabilității statice - Etapa 2014</u>
	<u>Tabelele 34 - Analiza stabilității statice - Etapa 2019</u>
	<u>Tabelul 35 Analiza stabilității tranzitorii - Etapa 2014</u>
	<u>Tabelul 36 Analiza stabilității tranzitorii - Etapa 2019</u>
	<u>Tabelul 37 Analiza stabilității tranzitorii pe secțiuni - Etapa 2014</u>
	<u>Tabelul 38 Analiza stabilității tranzitorii pe secțiuni - Etapa 2019</u>
<b>Anexele E</b>	<b>Strategia acțiunilor de mentenanță a activelor fixe</b>
Anexa E-1	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță LEA (nu se publică)
Anexa E-2	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță stații (nu se publică)
<b>Anexele F</b>	<b>Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe</b>
Anexa F -1	Costuri unitare utilizate la evaluarea costului proiectelor (nu se publică)
Anexa F -2	Eșalonarea cheltuielilor pentru investiții (nu se publică)

## Prescurtări

ANRE	Autoritatea Națională pentru Reglementare în domeniul Energiei
CBT	Cross Border Trade (comerț transfrontalier cu energie electrică)
CEE	Centrală electrică eoliană
CET	Centrală Electrică și de Termoficare
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompare
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi, regie, consumuri servicii interne)
CTE	Centrală Termoelectrică
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere și achiziție date
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rețeaua Europeană a Operatorilor Sistemelor de Transport pentru Electricitate)
FDFEE	Filiala de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
GNV	Gol Noapte Vară
ITI	Instrucțiune tehnică internă
LEA	Linie Electrică Aeriană
LST	Lucru sub tensiune
MEF	Ministerul Economiei și Finanțelor
OMEPA	Sucursala „Operatorul de masurare a energiei tranzitate pe piata angro”
OPCOM	Operatorul Comercial
OTS	Operator de Transport și de Sistem
OUG	Ordonanță de Urgență a Guvernului
PAM	Programul de Asigurare a Mentenanței
PE	Prescripție Energetică
PO	Procedură Operațională
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RARM	RAR Monofazat
RD	Regim de dimensionare
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RET	Rețea Electrică de Transport
RK	Reparație capitală
RMB	Regim mediu de bază
RTU	Unitate terminală (Remote Terminal Unit)
SDEE	Sucursala de Distribuție a Energiei Electrice
SFEE	Sucursala de Furnizare a Energiei Electrice
SETSO	Asociația Operatorilor de Transport și de Sistem din sud-estul Europei
ST	Sucursala de Transport
STS	Servicii tehnologice de sistem
UE	Uniunea Europeană
VDI	Vârf Dimineată Iarnă
VSI	Vârf Seară Iarnă

## 1. Scopul și obiectivele Planului de perspectivă al RET

În conformitate cu competențele și atribuțiile stabilite prin Legea Energiei Electrice nr. 13/2007 republicată cu toate modificările și completările ulterioare, Codul Tehnic al RET–Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004 și Condițiile asociate Licenței nr.161 pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. planifică dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare 2 ani un Plan de perspectivă pentru următorii 10 ani succesivi, avizat de către autoritatea competentă și aprobat de către ministerul de resort.

### **Planificarea dezvoltării RET urmărește următoarele obiective:**

- a. siguranța în funcționare a SEN, conform condițiilor normate de *Codul tehnic al RET și Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice*;
- b. satisfacerea cererii de energie electrică a sistemului și garantarea continuității furnizării către clienți;
- c. dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie dimensionată la un nivel justificat din punct de vedere al eficienței tehnico-economice la nivel național pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- d. asigurarea accesului la rețeaua de interes public tuturor solicitanților, în condițiile prevăzute de normele în vigoare;
- e. adaptabilitatea RET la abateri față de prognoză ale evoluției consumului, producției și schimburilor de energie electrică, având în vedere caracterul incert al acestora, astfel încât să fie menținută, cu costuri rezonabile, siguranța în funcționare a SEN;
- f. minimizarea pierderilor de energie electrică în rețeaua de transport și în rețelele de distribuție de interes public.

Aspectele principale referitoare la necesitățile de dezvoltare a RET, justificarea acestora și planul de mentenanță și dezvoltare a RET pe zece ani sunt prezentate periodic în Planul de perspectivă.

### **Obiectivele principale ale Planului de perspectivă al RET sunt:**

- Asigurarea în condiții de eficiență a unui nivel corespunzător al adecvantei rețelei de transport, ținând seama de politica și programul energetic al statului, stabilite în conformitate cu Legea Energiei Electrice nr. 13/2007 și cu alte documente strategice în vigoare;
- Corelarea acțiunilor între OTS și participanții la piață referitoare la orice serviciu solicitat care poate avea impact asupra performanțelor de siguranță a SEN;
- Corelarea acțiunilor între OTS și participanții la piață referitoare la planurile de investiții pe termen mediu și lung;
- Prezentarea oportunităților zonale pentru racordarea la RET și utilizarea RET, funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi instalate, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;

- Identificarea și prezentarea oportunităților de dezvoltare a capacităților de interconexiune pentru susținerea dezvoltării pieței interne europene de electricitate;
- Identificarea necesarului de resurse financiare pentru dezvoltarea și operarea RET în condiții de siguranță în funcționare, modul de obținere și asigurare a acestor resurse, corelat cu proiecțiile asupra evoluției tarifelor urmând să fie detaliat și precizat prin planul de afaceri.

## 2. Cadrul de reglementare

### 2.1.1. Legislația primară

Principalele acte normative care guvernează domeniul energiei în România și care au un impact major asupra dezvoltării RET sunt:

- Legea nr. 13/2007 – “Legea energiei electrice”, republicată cu modificile și completările ulterioare;
- Legea nr. 220/2008 „Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie”, modificată și completată prin Legea 139/2010;
- Legea nr. 199/2000 cu privire la utilizarea eficientă a energiei , republicată cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 210/2010 „Lege privind unele măsuri prealabile lucrărilor de construcție de rețele de transport și distribuție a energiei electrice”;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin HG nr. 90/2008.

Conform Legii Energiei Electrice nr. 13/2007, activitățile în domeniul energiei electrice și al energiei termice produse în cogenerare trebuie să se desfășoare pentru realizarea următoarelor obiective de bază:

- a) asigurarea dezvoltării durabile a economiei naționale;
- b) diversificarea bazei de resurse energetice primare;
- c) crearea și asigurarea funcționării piețelor concurențiale de energie electrică;
- d) asigurarea accesului nediscriminatoriu și reglementat al tuturor participanților la piața de energie electrică și la rețelele electrice de interes public;
- e) transparența tarifelor, prețurilor și taxelor la energie electrică în cadrul unei politici de tarifare, urmărind creșterea eficienței energetice pe ciclul de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice;
- f) constituirea stocurilor de siguranță la combustibilii necesari pentru producerea energiei electrice, precum și a energiei termice produse în cogenerare;
- g) asigurarea funcționării interconectate a Sistemului electroenergetic national cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine și cu sistemele electroenergetice interconectate din Europa (ENTSO-E);
- g<sup>1</sup>) îmbunătățirea competitivității pieței interne de energie electrică și participarea activă la formarea atât a pieței regionale, cât și a pieței interne de energie a Uniunii Europene și la dezvoltarea schimburilor transfrontaliere;
- h) promovarea utilizării surselor noi și regenerabile de energie;



- i) asigurarea protecției mediului la nivel local și global, în concordanță cu reglementările legale în vigoare;
- j) asigurarea măsurilor de securitate în vederea prevenirii și combaterii actelor de terorism și sabotaj asupra infrastructurii Sistemului electroenergetic național;
- k) asigurarea siguranței în funcționare a Sistemului electroenergetic național;
- l) asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor;
- m) promovarea producției de energie electrică realizată în sisteme de cogenerare de înaltă eficiență, asociată energiei termice livrate pentru acoperirea unui consum economic justificat.

În ceea ce privește obligațiile OTS privind dezvoltarea rețelei și asigurarea accesului la rețea, Legea energiei electrice nr.13/2007 prevede :

*Art. 30(1): Deținătorul de licență și clientul au acces reglementat la rețelele electrice de interes public. Accesul la rețelele electrice de interes public reprezintă un serviciu obligatoriu, în condiții reglementate, pe care trebuie să-l îndeplinească operatorul de transport și de sistem (OTS), precum și operatorul de distribuție (OD).*

*Art. 36(1): OTS are obligația de a elabora planuri de perspectivă privind transportul, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.*

Cadrul legislativ care reglementează domeniul energiei în România a parcurs modificări semnificative pe măsura desfășurării procesului de reformă a sectorului. De la 1 ianuarie 2007, România a fost admisă ca membră a Uniunii Europene iar legislația și reglementările UE în domeniu sunt asimilate în legislația românească.

Principalele reglementări europene recente cu impact asupra activității OTS de planificare a RET sunt:

- DIRECTIVA 2009/72/CE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003
- DIRECTIVA 2005/89/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 18 ianuarie 2006 privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructuri
- REGULAMENTUL (UE, EURATOM) NR. 617/2010 AL CONSILIULUI din 24 iunie 2010 privind informarea Comisiei cu privire la proiectele de investiții în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 736/96
- REGULAMENTUL (UE, Euratom) NR. 833/2010 AL COMISIEI din 21 septembrie 2010 de implementare a Regulamentului (UE, Euratom) nr. 617/2010 al Consiliului privind informarea Comisiei cu privire la proiectele de investiții în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene

O prioritate actuală a Uniunii Europene este reducerea emisiilor de carbon și încurajarea consumului de energie electrică din surse regenerabile. Pachetul legislativ privind

schimbările climatice și energiile din surse regenerabile, apărut în 23.01.2008, își propune ca 20% din consumul comunitar să fie acoperit din surse regenerabile până în anul 2020.

În România, Legea 220/2008 „Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie”, modificată și completată prin Legea 139/2010 stabilește, printre alte măsuri de promovare a energiei din surse regenerabile, prioritatea acestor producători din punctul de vedere al accesului la rețelele de interes public și al transportului:

*Art. 20- (1) Producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie au acces prioritar la rețeaua de transport/ distribuție a energiei electrice în măsura în care nu este afectată siguranța Sistemului Energetic Național.*

Sistemul național de transport al energiei electrice este considerat de importanță strategică și ca atare o mare parte a activelor aflate în componența sa se află în proprietatea publică al statului. Cadrul legal care reglementează statutul patrimoniului public și condițiile de concesiune a acestuia este reprezentat de Legea nr. 213/1998 privind proprietatea publică și regimul acesteia - cu modificările ulterioare - și respectiv Legea 219/1998 privind regimul concesiunii.

### **2.1.2. Legislația secundară**

Legislația secundară cuprinde acele instrumente de reglementare obligatorii pentru participanții la sectorul energetic, pentru ca acesta să funcționeze coordonat și sincronizat. Următoarele reglementări reprezintă legislație secundară cu impact asupra dezvoltării și utilizării RET:

- Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004;
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție - aprobat prin Decizia ANRE nr. 101 /2000
- Codul Comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE nr. 25/2004;
- Licențe și Autorizații; activitatea CNTEE “Transelectrica” - S.A. se desfășoară în baza Condițiilor asociate Licenței nr.161/2000 pentru transportul de energie electric, Revizia 2/2005, modificată prin decizia ANRE 867/30.04.2009;
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin ANRE nr. 17/2002;
- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat prin Ordinul ANRE nr.35/2002;
- Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordin ANRE nr. 17/2007;
- Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordin ANRE nr. 28 /2007;
- Ordine și decizii pentru reglementarea tarifelor pentru activitățile de monopol (transport și distribuție) precum și pentru energia electrică produsă pe piața reglementată;
- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul nr. 60/ 13 decembrie 2007 al președintelui ANRE;
- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul nr. 20/ 13 iulie 2007 al președintelui ANRE;

- Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul nr. 129/ 11 decembrie 2008 al președintelui ANRE;
- Procedura operațională “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport și de sistem” aprobată prin Ordinul nr. 6/ 11 februarie 2010 al președintelui ANRE;
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” aprobată prin Ordinul nr. 51/ 3 aprilie 2010 al președintelui ANRE.

### **3. Principii, metodologii și programe de calcul utilizate la elaborarea Planului de perspectivă al RET**

#### **3.1. Principii aplicate la elaborarea Planului de perspectivă**

Planul de perspectivă al RET a fost elaborat pornindu-se de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele impuse de funcționarea interconectată în cadrul ENTSO-E.

Elementele determinante în elaborarea Planului au fost:

- Necesitățile utilizatorilor SEN;
- Strategia și politica energetică a guvernului;
- Direcțiile strategice ale CNTEE “Transelectrica” - S.A.;
- Contractele și angajamentele ferme ale companiei la data elaborării Planului;
- Disponibilitățile financiare ale companiei;
- Integrarea în piața de energie electrică europeană.

Direcțiile strategice de dezvoltare avute în vedere la stabilirea soluțiilor tehnice și la elaborarea programelor de investiții de mentenanță sunt următoarele:

- Realizarea mentenanței, modernizării și dezvoltării RET și a capacităților de interconexiune, în scopul menținerii siguranței funcționării SEN în ansamblu, în conformitate cu Licența nr. 161/2000, rev. 2/2005, modificată prin decizia ANRE nr. 867/30.04.2009;
- Introducerea tehnologiilor performante existente pe plan mondial;
- Promovarea teleconducerii instalațiilor din stațiile RET;
- Susținerea unui rol major în piața de energie electrică regională și europeană;
- Creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine;
- Creșterea volumului energiei transportate;
- Promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- Reducerea congestiilor în RET.

S-a urmărit dezvoltarea și exploatarea cu costuri minime a RET, în condițiile aplicării principiului dezvoltării și utilizării optime a sistemului de transport. La realizarea acestui deziderat contribuie semnalele transmise prin tariful zonal de transport privind:

- amplasarea noilor consumatori, de preferință, în zonele excedentare ale sistemului;
- amplasarea noilor producători, de preferință, în zonele deficitare ale sistemului;
- utilizarea cât mai eficientă a capacităților de transport existente;
- integrarea în piața de energie electrică europeană.

### **3.2. Metodologii/ analize utilizate la elaborarea Planului de perspectivă al RET**

Elaborarea Planului de perspectivă al RET presupune parcurgerea următoarelor etape de analiză:

- Prognoza cererii de energie electrică și termică (termoficarea urbană și consumul industrial) pe ansamblul SEN pentru perioada analizată;
- Prognoza consumului de energie și a nivelului de putere electrică (activă și reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezoanele de iarnă și vară), în profil teritorial;
- Prognoze de import/export/tranzit de energie și putere electrică;
- Evaluarea stării tehnice actuale a capacităților de producere a energiei electrice (și termice), a instalațiilor din rețeaua de transport a energiei electrice și a instalațiilor de interconexiune cu sistemele vecine;
- Evaluarea importanței stațiilor de transport;
- Stabilirea disponibilității capacităților de producție, considerând programele de casări, reabilitări și instalare de grupuri noi;
- Evaluarea necesarului de servicii de sistem pentru SEN și a modului de asigurare a acestora;
- Elaborarea bilanțelor de puteri active și reactive pe noduri ale RET și zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- Analiza regimurilor de funcționare a RET în perioada de referință:
  - circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
  - pierderile de putere pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină și pierderile anuale de energie electrică în RET;
  - nivelul admisibil de tensiune și reglajul acesteia în nodurile RET;
  - nivelul puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
  - condițiile de stabilitate statică și tranzitorie a funcționării SEN;
- Analiza performanțelor actuale și stabilirea programelor necesare de modernizare/dezvoltare a infrastructurii asociate RET;
- Stabilirea investițiilor necesare pentru satisfacerea cerințelor de ordin tehnic impuse de funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua ENTSO-E și pentru participarea la piața de energie electrică regională;
- Stabilirea măsurilor necesare pentru reducerea impactului RET asupra mediului;
- Prognoza tarifelor de transport în conformitate cu conținutul Planului de perspectivă al RET și a Planului de Afaceri al companiei;
- Evidențierea oportunităților pentru conectarea la RET a noilor utilizatori: mari consumatori racordați direct la rețelele de foarte înaltă tensiune și producători de energie electrică.

Principalele metodologii și programe de calcul utilizate sunt prezentate în Anexele A-1, A-2, A-3.

### **3.3. Programe de calcul utilizate la elaborarea Planului de perspectivă al RET**

La elaborarea Planului de perspectivă al RET, Transelectrica utilizează următoarele programe de calcul:

- Pentru prognozarea modului de acoperire a sarcinii de către capacitățile de producere a energiei electrice - PowrSym3;

- simularea regimului staționar de funcționare a SEN - Power Systems Simulator / Engineers – PSS/E și NEPLAN;
- simularea regimurilor dinamice - EUROSTAG 4.4;
- optimizarea automată a parametrilor PSS NETOMAC;
- prognoza necesarului de energie electrică pe ansamblul SEN și în repartitie teritorială - ConStat;
- Evaluarea stării tehnice actuale a capacităților de producere a energiei electrice (și termice), a instalațiilor din rețeaua de transport a energiei electrice și a instalațiilor de interconexiune cu sistemele vecine;
- Evaluarea importanței stațiilor de transport - DINLAP, parte componentă a pachetului de programe utilizate în cadrul proiectului RCM;
- Program integrat de calcul al tarifelor de transport zonale - Tarif IT.

## 4. Analiza regimurilor actuale de funcționare a SEN

### 4.1. Capacități de producere a energiei electrice

În SEN sunt în funcțiune, din punct de vedere al tehnologiei de producere a energiei electrice, patru tipuri de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice clasice, nuclearelectrice și eoliene. Astfel:

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unitățile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcțiune în august 2007);
- grupuri hidroelectrice cu puteri unitare de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupuri termoelectrice clasice cu un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW, pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW, puterea unitară a grupurilor de condensare pe lignit din centralele Rovinari și Turceni.
- grupuri eoliene cu puteri unitare mai mici de 1 MW.

Puterea instalată totală a centralelor electrice din SEN la 31.12.2009 (Tabelul 4.1.1) a fost de 18482 MW, din care 34,3% în centrale hidroelectrice, 7% în centrale nucleare și 58,6% în centrale termoelectrice.

Tabelul 4.1.1

[MW]

Putere instalata	Putere instalata neta*	Putere disponibilă neta [=Capacitatea de producție netă] **
TOTAL	18482	15998
Centrale hidroelectrice	6334	5903
Centrale nuclearelectrice	1300	1300
Centrale termoelectrice convenționale	10826	8773
Centrale eoliene și biomasa	22	22

\* Sunt incluse și grupurile retrase din exploatare pentru reabilitare și conservare.

\*\* Conform metodologiei ENTSO-E, puterea disponibilă netă [=Capacitatea de producție netă] nu include reducerile permanente de putere și nici consumul propriu tehnologic în centrale. Pentru centralele hidroelectrice s-a considerat puterea netă (exclusiv CPT centrale) fără indisponibilitățile legate de hidraulicitate.

Din Tabelul 4.1.2 se observă că, din punct de vedere al adecvantei sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea instalată în SEN a fost suficientă pentru acoperirea varfului de sarcină din decembrie și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea excedentului de putere în luna decembrie a reprezentat peste 20% din puterea netă instalată în SEN.

Tabelul 4.1.2.

	<b>Putere netă în SEN - a 3-a miercuri a lunii decembrie - ora 12 (ora 11 CET)</b>	<b>[MW]</b>
1	centrale hidroelectrice	5903
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice conventionale	8773
4	resurse energetice regenerabile	22
5	alte centrale	0
<b>6</b>	<b>Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]</b>	<b>15998</b>
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	1014
8	Putere în reparație planificată	1503
9	Putere în reparație accidentală (după avarie)	857
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1200
<b>11</b>	<b>Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]</b>	<b>11424</b>
<b>12</b>	<b>Consum intern</b>	<b>7413</b>
<b>13</b>	<b>Abatere consum față de consumul maxim sezonier</b>	<b>834</b>
<b>14</b>	<b>Capacitate rămasă ( fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]</b>	<b>4011</b>
	<b>Schimbul de putere cu alte sisteme</b>	
15	Import	259
16	Export	525
<b>17</b>	<b>Sold Import-Export [17 = 15 - 16]</b>	<b>-266</b>
<b>18</b>	<b>Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]</b>	<b>3745</b>

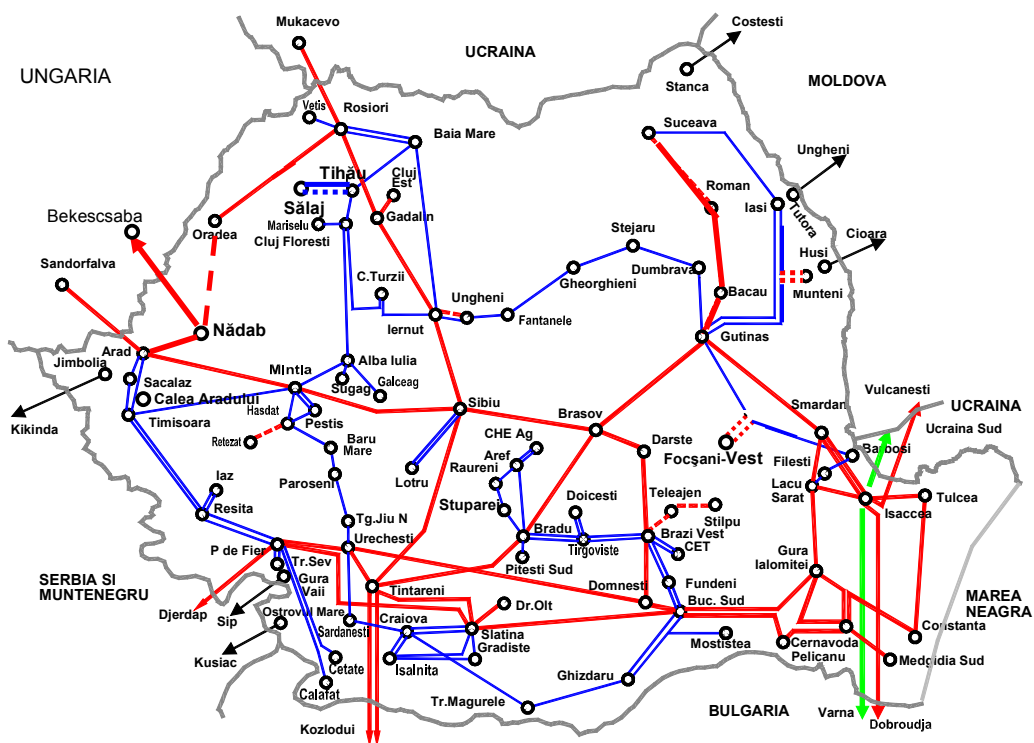
#### 4.2. Evoluția în profil teritorial a consumului de energie electrică în perioada 2005-2010

Evoluția consumului de energie electrică în perioada 2005-2010 pe stațiile de alimentare a consumatorilor și la nivel de SDFEE este prezentată în Anexa B-1

#### 4.3. Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni cu alte sisteme

Rețeaua electrică de transport este definită ca fiind rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV.

Figura 4.3. Rețeaua Electrică de Transport



**LEGENDA:**

- LEA 110 kV : —
- LEA 220 kV : — (..... : funcționează la 110 kV)
- LEA 400 kV : — ( - - - : funcționează la 220 kV; LEA 400kV Nădab – Oradea în curs de finalizare )
- LEA 750 kV : —

În Tabelul 4.3.1. și Anexa B-2 (Linii, Stații, Bobine) sunt prezentate în detaliu elementele RET: linii, transformatoare, bobine atribuite Transelectrica S.A. prin Licența de Transport.

**Tabelul 4.3.1 Instalațiile RET**

Tensiunea	Stații de transformare			Lungimi LEA după tensiunea constructivă
	Stații	Unități de transformare $\geq 100$ MVA (T, AT) *	Putere nominală aparentă T,AT	
kV	nr.	nr.	MVA	km
750	1	2	1250	155
400	36	2	500	4.704
		20	400	
		29	250	
220	42	2	400	3.954
		81	200	
		1	100	
110	-	-	-	38
<b>TOTAL (nr./nr./MVA/km)</b>	<b>79</b>	<b>137</b>	<b>35.850</b>	<b>8.851</b>

\*) T = transformatoare; AT = autotransformatoare

Linile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1970, la nivelul tehnologic al aceluia deceniu.

Este de remarcat însă că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Lucrările de modernizare / re tehnologizare începute și efectuate în ritm susținut în ultimii ani au avut ca element comun adoptarea unor soluții tehnice de ultimă generație în privința alegerii echipamentelor utilizate și alegerea în consecință a unor scheme de conexiuni optime, simplificate pentru stațiile electrice. Transformatoarele și autotransformatoarele noi instalate în stațiile re tehnologizate se caracterizează prin parametri de funcționare îmbunătățiți, soluții constructive fără unități de reglaj sau unități monofazate, ceea ce reduce impactul negativ asupra mediului și pierderile în rețea.

Astfel de transformatoare/ autotransformatoare s-au pus în funcțiune în ultimii cinci ani în următoarele stații:

- AT 1,2 500 MVA 400/220 kV Porțile de Fier, înlocuind AT 1,2 400 MVA (2003, 2004);
- AT 3 400 MVA 400/220 kV Brazi Vest, înlocuind AT 3 400 MVA cu unitate de reglaj (2005);
- AT 1,2 200 MVA 220/110 kV Brazi Vest, înlocuind AT 1,2 200 MVA (2006, 2007);
- AT 200 MVA 220/110 kV Arefu, înlocuind AT 100 MVA (2006);
- AT 4 400 400/220 kV MVA Mintia, înlocuind AT4 400 MVA cu unitate de reglaj (2006);
- T4 250 MVA 400/110 kV Sibiu Sud, înlocuind AT 1,2 200 MVA (2006);
- AT 1,2 400 MVA 400/220 kV Slatina, înlocuind AT 1,2 400 MVA cu unitate de reglaj (2006);



- AT 400 MVA 400/220 kV Roșiori, înlocuind AT 400 MVA cu unitate de reglaj (2006);
- AT 1,2 400 MVA 220/110 kV Fundeni, înlocuind AT 1,2,3 200 MVA (2007);
- AT 3,4 400 MVA 400/220 kV Sibiu Sud, înlocuind AT 3,4 400 MVA cu unitate de reglaj (2007);
- AT 3,4 400 MVA 400/220 kV București Sud, înlocuind AT 3,4 400 MVA cu unitate de reglaj (2007);
- AT 200 MVA 220/110 kV Paroșeni, înlocuind AT 125 MVA (2007);
- AT 3 200 MVA 220/110 kV Iernut, înlocuind AT 3 200 MVA cu unități monofazate (2007);
- AT 1 400 MVA 400/220 kV Iernut, înlocuind AT 1 400 MVA cu unități monofazate (2007);
- AT 5,6 400 MVA 400/220 kV Gutinaș, înlocuind AT 5,6 400 MVA cu unitate de reglaj (2007, 2008);
- AT 3,4 200 MVA 220/110 kV Gutinaș, înlocuind AT 3,4 200 MVA (2007, 2008);
- AT 1,2 200 MVA 220/110 kV București Sud, înlocuind AT 1,2 200 MVA cu unitate de reglaj (2008).
- T 250 MVA 400/110kV Bacău S, înlocuind AT 200 MVA
- T 250 MVA 400/110kV Roman N, înlocuind AT 200 MVA

Au fost finalizate până în prezent următoarele proiecte de rețehnologizare, modernizare, mentenanță majoră: stațiile electrice Porțile de Fier, Urechești 400 kV și 220 kV, Țânțăreni, Arad 400 kV, Oradea Sud, Drăgănești Olt 400 kV, Rosiori, Gutinas 400 kV și 220 kV, Slatina, Brazi Vest 400kV și 220 kV, București Sud 400kV, 220 kV și 110 kV, Fântanele 110kV, Baia Mare 110kV, Vetîș, Pitești Sud, Constanța Nord, Iernut, Sibiu Sud, Fundeni, Salaj, Paroseni

În ceea ce privește LEA, au fost instalați cca. 4700 km fibră optică pe conductoarele de protecție și 120 km fibră optică în zone urbane.

În vederea creșterii capacității de transport și a reducerii pierderilor de energie electrică în rețea, s-a crescut tensiunea de funcționare de la 220 kV la 400 kV pentru câteva linii dimensionate prin proiect la 400 kV. Astfel, s-a trecut la tensiunea de funcționare de 400 kV (de la 220 kV) LEA Roșiori – Oradea Sud și LEA Gutinaș - Bacău S – Roman N – Suceava și s-au pus în funcțiune stațiile noi de 400 kV Bacău S, Roman N și Suceava.

În anul 2004, s-a realizat racordarea LEA 400 kV Vulcănești – Dobrudjea la stația de 400 kV Isaccea, ceea ce a avut drept consecință apariția a doua linii noi de interconexiune pentru SEN: LEA 400 kV Isaccea – Dobrudja (Bulgaria) și LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești (Rep. Moldova).

În anul 2008 s-a pus în funcțiune a doua linie de interconexiune România – Ungaria: LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba (Ungaria) și LEA 400 kV Arad – Nădab (linie nouă). Urmează să fie pusă în funcțiune și LEA 400 kV Oradea – Nădab (linie nouă), a cărei finalizare a fost întârziată de dificultățile întâmpinate în obținerea dreptului de proprietate asupra terenului necesar.

**În anul 2009 s-au continuat lucrările de rețehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stații importante din RET, s-au realizat lucrări de implementare a sistemului de comanda – control – protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor la Transformatoarele de 250 MVA, trecerea la 400 kV a axului Gutinaș – Suceava, după cum urmează:**

- Statia 110 kV Gutinaș - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- LEA 400 kV Roman Nord – Suceava - trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV;
- Statia 400/220/110 kV Suceava: statia 400 kV nouă, statia 220 kV - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 400 kV Cernavoda - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 220/110/20 kV Turnu Magurele - reabilitare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud – re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii statie 110 kV;
- Statia 220/110 kV Targoviste - re tehnologizare circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 400/110/20 kV Tulcea Vest - re tehnologizare protectii;
- Statia 220 kV Ghizdaru - inlocuire echipamente primare;
- Statia Domnesti:
  - T 5 – 250 MVA, 400/110 kV (fostul T 3 – 250 MVA Gura Ialomitei), cu celulele aferente si echipare cu terminale numerice de protectie ;
  - T 1 – 250 MVA, dupa re tehnologizare protectii .
- Statia Pelicanu:
  - T 2 – 250 MVA, dupa re tehnologizare protectii;
  - celula L 110 kV CSC circ. 2, dupa inlocuire I 110 kV și separatoare 110 kV;
  - celula L 110 kV CSC circ. 1, dupa inlocuire I 110 kV și separatoare 110 kV;
- Statia Gura Ialomitei 400/110 kV - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 220/110 kV Stuparei - înlocuire echipamente primare, modernizare circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 220 kV Isalnita - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia Gradiste:
  - celula L 110 kV Draganesti Olt - inlocuire I 110 kV;
  - celula L 110 kV Icoana – Tevi 1 - inlocuire I 110 kV;
  - celula L 110 kV IPA 2 – Tevi 2 – Aluminu 2 - inlocuire I 110 kV;
  - celula L 110 kV Curtisoara – CHE Arcesti – CHE Slatina - inlocuire I 110 kV.
- Statia Tg. Jiu Nord:
  - celula L 220 kV Paroseni dupa inlocuire I 220 kV (3AP1FI) – 30.10;
  - celula L 220 kV Urechesti dupa inlocuire I 220 kV (3AP1FI) – 26.11
- Statia 220 kV Calea Aradului (noua):
- Statia Mintia:
  - AT 2 – 200 MVA declansat in 29.05, inlocuit cu fostul AT 3 – 200 MVA Gutinas;
- Statia 220 kV Cluj Floresti - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 110 kV Iernut - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia 110 kV Gheorgheni - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;
- Statia Baia Mare 3 - re tehnologizare echipamente primare, circuite secundare si implementare sistem comanda – control – protectii;

- Statia Darste:  
- DRRI 110 kV si PDB 110 kV noi;  
- T 2 – 250 MVA dupa reparatie in fabrica si retehnologizare protectii;
- Statia Brasov:  
- T 1 – 250 MVA - retehnologizare protectii;  
- PDB + DRRI 110 kV – echipament nou.

**In anul 2009 s-au desfasurat lucrari de retehnologizare si in statiile din RED si centrale:**

Statia Lotru:

- AT 150 MVA (utilaj nou), înlocuire TC la celulele de 220 kV si circuite secundare, implementare sistem comanda – control – protectii;

- Statia 110 kV Delphi (statie noua):  
- racordată intrare – ieşire în L 110 kV Galata – Razboieni;
- Statia Razoare (stație noua):  
- racordată intrare – ieşire în L 110 kV Filaret – Panduri – Razoare;
- Statia Dumbravita (stație noua):  
- racordată intrare – ieşire în L 110 kV Baia Mare 3 – Targu Lapus;
- Statia 110 kV Dej Sud (stație noua):  
- racordata intrare – ieşire în L 110 kV in L 110 kV Dej – Taga;
- Statia 110 kV Lehliu Gară (stație noua):  
- racordata intrare – ieşire în L 110 kV in L 110 kV Vlad Ţepeş – Lehliu.

**In anul 2009 au fost puse in functiune grupuri noi:**

- CHE Raul Alb:  
- TH 2 – 20,5 MW
- Statia Hurmuzachi  
- TA Gerfor S = 6,29 MVA (debiteaza in statia Hurmuzachi prin L 20 kV Gerfor – Hurmuzachi)
- CHE Movileni:  
- TH 4 – 15 MW  
- TH 3 – 15 MW

**In anul 2009 au fost puse in functiune grupuri retehnologizate:**

- CHE Portile de Fier 2:  
- TH 7
- CHE Frunzaru:  
- TH 3, grup care poate functiona atat in regim de generator, cat si de pompă  
- TH 4, grup care poate functiona atat in regim de generator, cat si de pompă
- CHE Ipotesti:  
- TH 4, grup care poate functiona atat in regim de generator, cat si de pompă  
- TH 3, grup care poate functiona atat in regim de generator, cât și de pompă

- CHE Draganesti Olt:  
- TH 3, grup care poate functiona atat in regim de generator, cat si de pompă
- CHE Arcesti:  
- TH 1.

Deoarece eşalonarea lucrărilor de modernizare / re tehnologizare se va întinde pe o lungă perioadă de timp, ca urmare a valorii mari a acestor lucrări și necesității de mobilizare a resurselor financiare necesare, o parte a instalațiilor din RET vor fi supuse Programelor și Proiectelor de reabilitare într-o abordare tehnică și managerială unitară, având ca finalitate readucerea instalațiilor la starea tehnică și de operare pentru care au fost proiectate.

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport este reflectată și în statistica incidentelor produse la echipamentele componente ale acesteia. În Tabelul 4.3.2. se prezintă evoluția numărului de incidente.

În general, incidentele produse în RET nu au afectat continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate.

**Tabelul 4.3.2. Număr de incidente**

<b>Instalații</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>LEA</b>	82	69	60	59	35	54	43	38
<b>Stații</b>	841	699	569	683	640	489	467	649
<b>Total RET</b>	<b>923</b>	<b>768</b>	<b>629</b>	<b>742</b>	<b>675</b>	<b>543</b>	<b>510</b>	<b>687</b>

#### **4.4 Gradul de încărcare a elementelor RET**

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe câte un regim de referință pentru fiecare perioadă analizată - iarna 2009-2010 și vara 2010 - caracterizate prin acoperirea consumului cu o structură de producție cea mai probabilă și considerând retragerile din exploatare în rețea planificate, de durată, precum și elementele noi planificate să intre în exploatare în aceste perioade. În calculele de regimuri se iau în considerare consumurile în stații citite la la palierele caracteristice de consum, iarna și vara (Anexa B-1).

Trebuie menționat că în exploatare încărcările elementelor de rețea variază, datorită modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

De asemenea, specificul de funcționare al RET este acela că limitele de încărcare a elementelor RET sunt determinate și pe criterii privind stabilitatea statică a funcționării a SEN. În paragraful 4.8 sunt detaliate aceste aspecte.

##### **4.4.1 Vara 2010**

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru vara 2010, palier VDV, pe o rețea în care:

*In statia Mintia* este indisponibila:

- Bobina 400kV
- AT1 220/110kV, AT4 400/220kV si liniile 110kV Mintia-Brad si Mintia-Paulis.

Pe o perioada de cca. 5 saptamani este retrasa linia 400kV Mintia-Sibiu.

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

*Statia Gadalin* este retrasa din exploatare cu realizarea liniei lungi 400kV Iernut-Rosiori.

*In statia L. Sarat* sunt retrase din exploatare:

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

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

*Liniile 220kV Buc. S.-Ghizdaru 1 cu derivatie Mostistea si Buc. S.-Ghizdaru 2* (situat pe stalpi comuni) sunt retrase din exploatare. Se conecteaza linia 110kV Oltenita-Hotarele.

*In statia Gheorghieni* se desfiinteaza provizoriul constituit din linia 220kV cu 3 captete Stejaru-Fantanele si se retrage AT1 220/110kV Gheorghieni. Se conecteaza linia 110kV M. Ciuc-Vlahita.

Structura retelei in zona sectiunii caracteristica S4 este urmatoarea:

1. in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV;
2. linia 110kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz;
3. linia 110kV Tusnad-V. Crisului deconectata;
4. linia 110kV Copsa Mica-Medias deconectata;
5. linia 110kV Tarnaveni-Medias conectata;
6. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110kV;
7. linia 110kV Tauni-Blaj deconectata;
8. liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud deconectate;
9. linia 110kV Orlat-Petresti conectata;
10. CT Vascau deconectata
11. linia 110kV Salonta-Ch. Cris este conectata

Se considera preluat pe SEN consumul insulei pasive din zona Smardan 110kV.

In regimurile staționare, fluxurile de putere prin echipamentele RET (linii 400kV, 220kV, AT 400/220kV, T 400/110kV, AT 220/110kV) se situează sub limitele termice ale conductoarelor sau sub puterea nominala a unitatilor de transformare si sunt prezentate in Anexa B-3, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al incarcarii liniilor fata de puterea naturala se constată următoarele:

- în regimurile staționare analizate, toate LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală
- în regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală (Pnat = 120-150MW) în proporție de cca 85% din totalul LEA.  
Sunt incarcate in apropiere sau peste puterea naturala liniile: Portile de Fier-Resita c1, c2, Cluj-Al. Iulia, Slatina-Craiova, Craiova-Isalnita c1, c2, Isalnita-Gradiste, Turnu

Magurele – Craiova, Bradu-Targoviste-c1, 2, Bucuresti Sud – Fundeni c2, L. Sarat-Filesti, Filesti-Barbosi.

Încărcarea AT și T (procente din  $S_n$ ) este prezentată sintetic în Tabelul 4.4.1, iar încărcarea liniilor 400 și 220kV (procente din  $I_{adm}$ ) este prezentată sintetic în Tabelul 4.4.2.

**Tabelul 4.4.1**

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (% $S_n$ )		Încărcare AT 220/110 kV (% $S_n$ )		Încărcare T 400/110 kV (% $S_n$ )	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2010	59	34	62	23	54	27

**Tabelul 4.4.2**

Regim	Linii 400kV (% $I_{adm}$ )		Linii 220kV (% $I_{adm}$ )	
	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2010	38	17	68	22

#### **4.4.2 Iarna 2009-2010**

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru iarna 2009/2010, pe o rețea în care:

În *statia Mintia* sunt indisponibile:

- AT2 220/110kV
- Bobina 400kV

Nu este încă finalizată și data în exploatare *linia de 400kV Nadab-Oradea*.

*Statia Gadalin* este retrasă din exploatare cu realizarea liniei lungi 400kV Iernut-Rosiori.

În *statia Gheorghieni* este retras AT2 220/110kV Gheorghieni și se funcționează cu linie lungă cu 3 capete Stejaru – Gheorghieni – Fantanele. Se conectează linia 110kV M. Ciuc-Vlahita.

*Statia Pestis* este retrasă din exploatare. Lucrările presupun realizarea a două linii lungi:

- linia 220kV Mintia - (Pestis) - Hasdat, formată din L 220kV Mintia-Pestis circ. 1 suntată cu linia 220kV Pestis-Hasdat
- linia 220kV Mintia - (Pestis) - Otellerie Hunedoara, formată din L 220kV Mintia-Pestis, circ. 2 suntată cu linia 220kV Pestis-Otellerie Hunedoara.

În *statia Gutinas* este retras din exploatare:

- AT4 220/110kV.

În *statia Lacu Sarat* este retras din exploatare:

- AT3 400/220kV

Se conectează linia 110kV Oltenita-Hotarele.

Structura rețelei în zona secțiunii caracteristica S4 este următoarea:

1. în stația Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconectează CT A 110kV și se conectează CT B 110kV;
2. linia 110kV Făgăraș conectată pe bara 2 în stația Hoghiz;
3. linia 110kV Tâșnad-V. Crisului deconectată;
4. linia 110kV Copsa Mică-Medias deconectată;
5. linia 110kV Târnaveni-Medias conectată;
6. în stația Târnaveni este conectată CC-1, ca CT 110kV;
7. linia 110kV Tauni-Blaj deconectată;
8. liniile 110kV Câmpia Turzii-IMA și Câmpia Turzii-Aiud deconectate;
9. linia 110kV Orlat-Petrești conectată
10. linia 110kV Salonta-Ch. Cris conectată.

Se consideră preluat pe SEN consumul insulei pasive din zona Smărdan 110kV.

În regimurile staționare, fluxurile de putere prin echipamentele RET (linii 400 kV, 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub limitele termice ale conductoarelor sau sub puterea nominală a unităților de transformare și sunt prezentate în Anexa B-4, Tabelele 1 - 5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată următoarele:

- în regimurile staționare analizate, toate LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală ( $P_{nat} = 450-570$  MW)
- în regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ( $P_{nat} = 120-150$  MW) în proporție de cca 90 % din totalul LEA. Sunt încărcate în apropiere sau peste puterea naturală liniile Portile de Fier-Resița c1, c2, București Sud-Fundeni c1, c2, Bradu-Târgoviște c2, Iernut-Ungheni c1, Fântânele-Ungheni.

Încărcarea AT și T (procente din  $S_n$ ) este prezentată sintetic în Tabelul 4.4.3, iar încărcarea liniilor 400 și 220kV (procente din  $I_{adm}$ ) este prezentată sintetic în Tabelul 4.4.4.

**Tabelul 4.4.3**

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (% $S_n$ )		Încărcare AT 220/110 kV (% $S_n$ )		Încărcare T 400/110 kV (% $S_n$ )	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2009/2010	55	35	46	25	41	24

**Tabelul 4.4.4**

Regim	Linii 400kV (% $I_{adm}$ )		Linii 220kV (% $I_{adm}$ )	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2009/2010	38	18	56	20

#### **4.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne**

- Se constată că, atât iarna cât și vara, liniile de 400kV funcționează încărcate sub puterea lor naturală. Cea mai încărcată este linia de interconexiune 400kV Portile de Fier-Djerdap, datorită atât exportului României, cât și circulațiilor paralele datorate tranzacțiilor între partenerii externi;
- Se constată încărcarea mare, în apropierea puterii naturale a circuitelor 1 și 2 ale liniei 220 kV București Sud-Fundeni, atât iarna cât și vara, datorată consumului mare din zona Fundeni;
- Se constată încărcarea mare, în apropierea puterii naturale a circuitelor 1 și 2 ale liniei 220 kV Portile de Fier-Resita, atât iarna cât și vara, datorată:
  1. Consumului mare din zona Resita, (inclusiv marii consumatori industriali Siderurgica Resita și Ductil Steel);
  2. Producției mari în CHE Porțile de Fier datorită debitelor mari pe Dunare;
  3. Circulațiilor în bucla determinate de producțiile relativ mici în CTE Mintia (1 sau 2 grupuri), CTE Iernut și de funcționarea cu două grupuri la CHE Raul Mare.
- Se constată încărcarea în apropierea puterii naturale a axei 220kV Iernut-Ungheni-Fantanele, pe timp de iarnă, datorită alimentării secțiunii S5 (Moldova) deficitară;
- Încărcarea în apropierea puterii naturale a liniilor 220kV Slatina-Craiova, Craiova-Isalnita circuitele 1 și 2, Isalnita-Gradiste se datorează evacuării puterii generate în CET Isalnita;
- Încărcarea în apropierea puterii naturale a liniilor 220kV L. Sarat-Filești, Filești-Barbosi pe timp de vară, se datorează puterii mici generate în CET Galați și tranzitului către secțiunea deficitară S5 (Moldova);
- În condițiile retragerii a două LEA 400kV din zona CNE Cernavoda (de ex. LEA 400kV Constanta N.-Cernavoda și LEA 400kV G. Ialomitei-L. Sarat), criteriul N-1 se îndeplinește numai în situația limitării deficitului zonei Constanta-Medgidia S.-Tulcea V;
- Gradul de utilizare al RET este scăzut în raport cu capacitatea de transport la limita termică a elementelor componente (de asemenea și sub puterea naturală). Trebuie menționat însă că specificul de funcționare al RET este acela că limitele de încărcare a elementelor din RET sunt determinate și printr-o analiză din punct de vedere al stabilității statice a SEN. În capitolul 4.8 sunt detaliate aceste aspecte.
- În stația Barbosi nu se respectă criteriul N-1 pentru alimentarea Mittal Steel la retragerea unei linii 220kV de pe axa Filești – Barbosi - Focsani Vest, sau la declansarea unui AT 220/110kV Barbosi. Consumul rămâne alimentat dacă grupurile din CET Galați se insularizează. În caz contrar, după rămânerea fără tensiune consumul se poate realimenta din stația Smârdan. Concluzia este valabilă atât iarna cât și vara.
- În stația Bradu, în condițiile retragerii unei bare de 220 kV se buclează rețeaua de 110kV din zona Stupareii - Raureni și Arefu – Bradu - Pitești pentru rezervarea alimentării zonelor la declansarea celeilalte bare, dar trebuie ținut cont și de restricția de limitare a schimbului de putere al zonei cu restul SEN la maximum 200 MW - evacuare de putere și maximum 150MW – deficit.
- La retragerea unui echipament de 400kV, linie sau transformator, în stația Oradea, în condiții de producție scăzută în CET Oradea Vest, este necesară buclarea rețelei de 110kV și aplicarea mecanismului de management al congestiilor prin încărcarea unor grupuri în CHE Remeti, Munteni sau Lugasu;



- In zona Bucuresti, pe sezon de iarna 2009-2010, in cazul schemei normale si a celei cu retrageri (T1 sau T2 400/110kV Domnesti sau AT2 220/110kV Buc.S.), in conditiile functionarii centralelor din zona la puterile prioritare estimate si a unui varf de consum de pana la 1200MW, nu s-au estimat congestii. Este posibila aparitia congestiilor la retragerea AT2 220/110kV Buc.S. doar inainte de pornirea termoficarii, situatie datorata si etapei aflate in derulare din cadrul retehnologizarilor din statia Jilava.

- In zona Bucuresti, pe sezon de vara, in cazul schemei normale si a unui varf de consum de pana la 1100MW, in conditiile functionarii centralelor din zona la puterile prioritare estimate, nu se înregistrează congestii, dupa finalizarea lucrarilor in statia Jilava. Pana la finalizarea acestora pot apare congestii la declansarea unui AT 220/110kV in Buc. S.

- In zona Bucuresti, pe sezon de vara, in cazul schemei cu retrageri in RET (AT3 sau AT4 400/220kV, sau AT1 sau AT2 220/110kV din Buc. S., sau T 1 sau T2 400/110kV Domnesti) si a unui varf de consum de pana la 1100MW, in conditiile functionarii centralelor din zona la puterile prioritare estimate, nu se preconizează congestii, dupa finalizarea lucrarilor in statia Jilava.

- In zona Bucuresti, pe sezon de vara, in cazul schemei cu retrageri in RED (liniile din axa d.c. Domnesti-Grozavesti) pot apare congestii si dupa finalizarea lucrarilor in statia Jilava.

#### **4.4.4 Capacitatile de transfer totale si bilaterale pe granite**

##### **Capacitati nete de schimb calculate/estimate**

In cadrul managementului congestiilor generate de schimburi transfrontaliere, Transelectrica calculeaza si furnizeaza pentru piata urmatoarele tipuri de capacitati nete de schimb (NTC):

##### **a) NTC anuale maxime negarantate**

In cadrul grupului de lucru ENTSO-E "Modele de retea si mijloace de prognoza" (NMFT) se calculeaza sezonier capacitatile nete de schimb (NTC) maxime negarantate in interfata de interconexiune sincrona a SEN pentru sezonul urmat.

Valorile NTC maxime anuale pentru anul urmat se calculeaza pe modelul sezonier de iarna.

Calculul se fac pentru topologie normala si scenariu de schimb favorabile, luand in considerare si punerile in functiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc in perioada respectiva

Se calculeaza:

- capacitati nete de schimb bilaterale aditionabile in interfetele partiale RO/RS+BG, RO+BG/RS, RO/UA+HU, HU/RO+RS (BG=Bulgaria, RS=Serbia, HU=Ungaria, UA=Ucraina);

- capacitati nete de schimb totale intre Romania si reseaua europeana interconectata sincrona.

Se verifica criteriul N-1 si se determina limitele impuse de echipamente si de reglajele protectiilor/automaticilor in functiune, tinand cont de utilizarea comuna a interfetelor de interconexiune si considerand masuri preventive / postavarie.

Se considera o rezerva de fiabilitate TRM de 100MW/granita pentru capacitati partial aditionabile, 200MW/interfata partiala si un TRM de export/import in interfata Romaniei 300/400MW pentru calculul capacitatilor coordonate aditionabile in interfata Romaniei.

Valorile bilaterale se armonizeaza cu partenerii.

Valorile NTC maxime anuale sunt **indicative, negarantate**, si sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil si definirea unor plafoane pentru alocarea lunara.

#### **b) NTC anuale si lunare ferme**

Conform acordurilor bilaterale incheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR, EMS, ESO EAD), TRANSELECTRICA furnizeaza pentru utilizare comerciala NTC bilaterale ferme care pot fi utilizate simultan in aceeasi directie export/import, cu rezervele de fiabilitate (TRM) convenite in conventiile bilaterale, fara periclitarea securitatii sistemului :

- NTC anuale ferme, garantate pentru toate programele de reparatii anuale coordonate convenite in SEN si interconexiune ;
- NTC lunare ferme, garantate pentru programele de reparatii planificate lunare 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) si de respectarea termenelor p.i.f

**NTC anuale ferme** se estimeaza luand in considerare :

- Experienta anului curent si anterior privind programele simultane de reparatii in interconexiune si a posibilitatilor de schimb: cele mai mici valori NTC lunare ferme obtinute;
- Calcule suplimentare, care se efectueaza numai daca sunt prevazute:
  - programe de re tehnologizare in anul urmator care pot duce la valori NTC ferme semnificativ 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.

**NTC lunare ferme** pe granite se calculeaza lunar cu metodologia de calcul dezvoltata la SPO/DEN pe baza recomandarilor ENTSO-E privind schimburile interdependente in retele buclate: NTC bilaterale se determina coordonat prin calculul unor NTC compozite in interfata de interconexiune a SEN si alte interfete utilizate in comun cu partenerii, principiu convenit cu toti partenerii.

Pentru fiecare luna, SPO/DEN calculeaza si furnizeaza pentru piata de energie in luna anterioara valori NTC ferme pe granite, utilizabile simultan in intreaga interfata de interconexiune a SEN in conditii de siguranta, luand in considerare:

- schimburile prognozate, NTC anuale ferme, incertitudinea sursa/destinatie si posibilitatea realocarilor succesive, eliminarea soldarii, utilizarea comuna a interfetelor;
- programele de reparatii pentru luna respectiva; prognoza de productie si consum;
- statutul automatizarii, masuri operative preventive/ postavarie.

Calculul NTC la nivel lunar se face pe subperioade cu rezolutie pana la saptamana si zi, functie de programele de retrageri din luna respectiva, si ca atare valorile NTC obtinute sunt adecvate si pentru alocare saptamanala si zilnica.

Daca dupa desfasurarea licitaiilor lunare apar modificari semnificative in programul de mentenanta, facand posibila cresterea valorilor NTC pe o subperioada lunara, se reevalueaza valorile NTC pentru aceasta subperioada, se propun spre armonizare cu partenerii si se furnizeaza pietii, inclusiv pe parcursul lunii respective daca este suficient timp pentru organizarea de licitatii de alocare a capacitatilor suplimentare cu cel putin 3 zile inainte de subperioada respectiva, sau daca pe granita respectiva exista licitatii zilnice si intra-zi comune in care se poate aloca si capacitatea suplimentara (granitele cu Ungaria si Bulgaria).

**Tabelul 4.4.5. Capacitati nete de schimb maxime in 2009-2010**

	Anul					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>NTC max. negarantate (proгноza) [MW]</b>						
<b>RO export</b>	<b>1650</b>	<b>1900</b>	<b>1750</b>	<b>1750</b>	<b>1950</b>	<b>1900</b>
<b>RO import</b>	<b>1750</b>	<b>1100<sup>Rosiori</sup></b>	<b>1800</b>	<b>1500</b>	<b>1700</b>	<b>1900</b>
RO->HU		400	600	600	800	1100
HU->RO		400	400	500	600	600
RO->RS		800 <sup>P-D1700A</sup>	800 <sup>P-D1700A</sup>	700 <sup>P-D1600A</sup>	650 <sup>P-D1500A</sup>	600 <sup>P-D1600A</sup>
RS->RO		400	400	700	500	300
RO->BG		800	600	750	750	600
BG->RO		800	600	750	750	600
RO->UA		200	200	200	400 (100*)	300
UA->RO		400	400	500	400	400
<b>Valori maxime ale profilelor NTC lunare ferme armonizate [MW]</b>						
<b>RO export</b>	<b>1350</b>	<b>1370</b>	<b>1250</b>	<b>1200</b>	<b>1300</b>	
<b>RO import</b>	<b>1100</b>	<b>1350</b>	<b>1020</b>	<b>950</b>	<b>1250</b>	
RO->HU	400	400	400	350	500	
HU->RO	300	350	400	400	600	
RO->RS	750	720	600	500	550	
RS->RO	300	350	150	300	200	
RO->BG	850	300	500	550	350	
BG->RO	500	350	200	200	200	
RO->UA	0	50	50	50	50	
UA->RO	50	350	500	350	250	

\* valoare UA pentru import; pentru tranzit necesar contract cu operatorul .

Urmatorii factori au influentat semnificativ valorile capacitatilor maxime anuale de schimb din SEN în ultimii ani:

- Renunțarea la automatizarea de putere din Kozlodui pe c1+2 400kV Tantareni in mai 2005, cu efect pozitiv asupra capacitatii de export.

- Creșterea limitei de curent impusă de TC din Sandorfalva pe L400kV Arad-Sandorfalva-Subotica de la 800A la 1600A în aprilie 2006, cu efect pozitiv asupra capacității de export a SEN
- Modificarea limitei de curent pe L400kV Portile de Fier-Djerdap:
  - în Djerdap de la 1500A la 1800A în decembrie 2005 (protecție la suprasarcină- s-a considerat admisibil 95% în 2006), cu efect pozitiv asupra capacității de export;
  - în Portile de Fier de la 1700A (limita termică) la 1600A (TC în Portile de Fier) în ian.2007 și în Djerdap la 1500A (TC în Djerdap) în noiembrie 2008, cu efect negativ asupra capacității de export;
  - revenire la limita 1800A în Djerdap în 2009, cu efect pozitiv asupra capacității de export.
- Funcționarea cu 2 unități la Cernavoda din august 2007, ceea ce a mărit contribuția LEA 400kV Isaccea-Dobruja la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacității de export a SEN;
- Reducerea exportului Bulgariei în urma închiderii în 2007 a unor unități din CNE Kozlodui, ceea ce a determinat :
  - creșterea cu 100-200MW a circulațiilor paralele dinspre nord spre sud, generate de tranzacții în restul rețelei europene interconectate sincrone,
  - creșterea circulațiilor pe granița RO-BG,
  - mărirea cotei de export spre Grecia din România și din tranzite prin România, cu concentrarea circulațiilor de export pe granițele României cu Serbia și Bulgaria,
 afectând negativ atât NTC de import pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria cât și NTC de export pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria, și determinând modificarea distribuției NTC pe granițele cu Serbia și Bulgaria.
- Punerea în funcțiune a stației 400kV Nadab cu LEA 400kV Arad-Nadab-Bekescsaba în decembrie 2009, determinând creșterea capacității de import și export pe granița RO-HU și în interfața SEN.
- Mărirea reglajelor de vară a unor protecții de suprasarcină pe LEA din Serbia în 2009, cu efect pozitiv asupra capacității de export a SEN.

### **Evoluția sezonieră și lunară a capacităților nete de schimb**

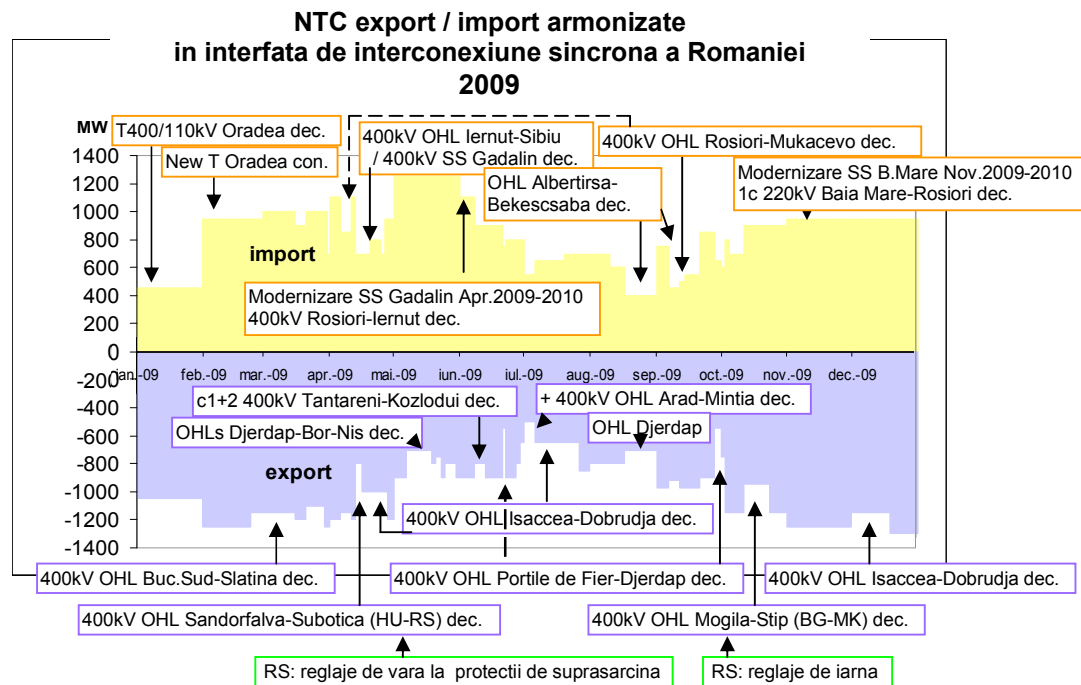
Valorile NTC în interfața României pot varia pe parcursul anului între 20-100%, sub influența unor factori ca :

- Retragerea a unor linii electrice de interconexiune și linii interne care influențează valorile de NTC.
  - Diferența de temperatură sezonieră, determinând :
    - trecerea la reglaje de vară reduse cu cca. 25% pentru unele protecții de suprasarcină în Serbia în perioada aprilie – octombrie, cu efect negativ asupra NTC de export;
    - curenți limita termică admisibili mai mari pe diferite linii din SEN care influențează pozitiv valorile NTC de import și export în noiembrie -februarie.
  - Productia în CHE Portile de Fier și Djerdap, în special în perioada de vară
- Acestora li s-au adăugat în 2008 :
- Reducerea de către Serbia a curentului admisibil pe perioada de vară și pe LEA400kV

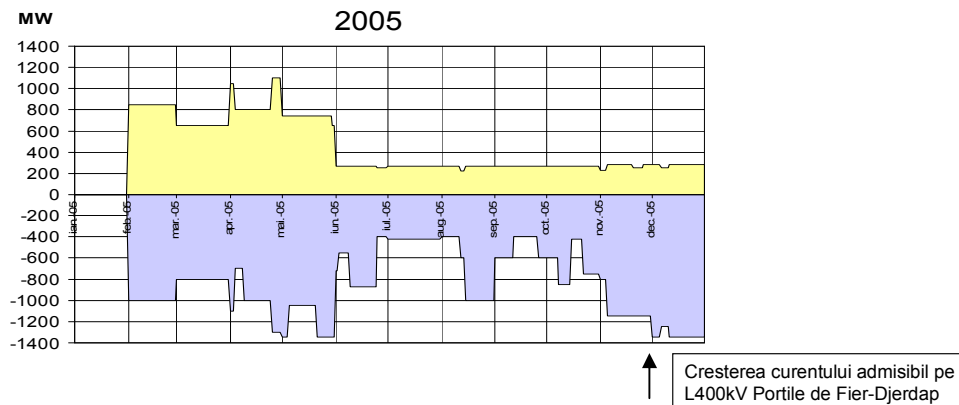
Portile de Fier-Djerdap, cu efect negativ asupra NTC de export (dispare in 2009);

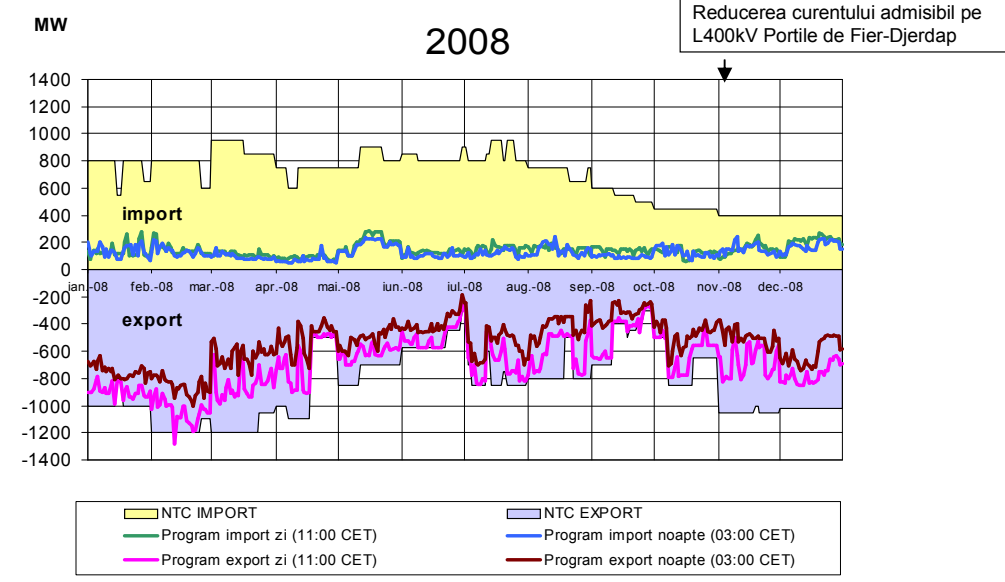
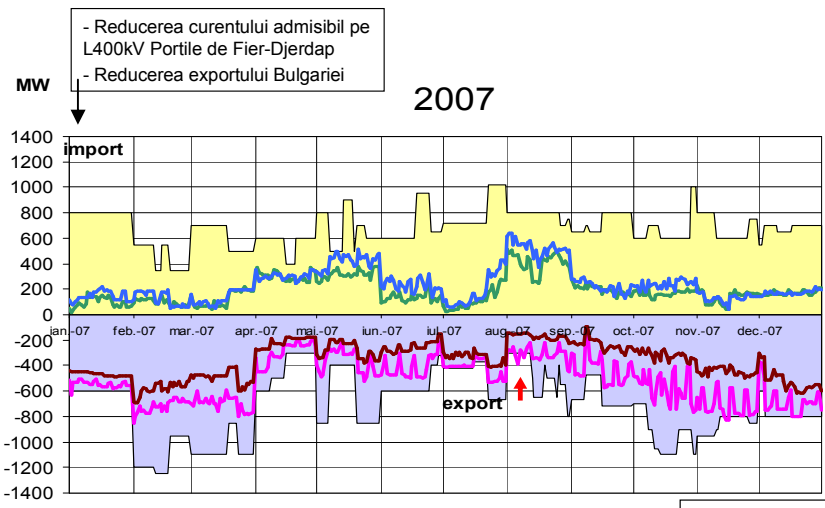
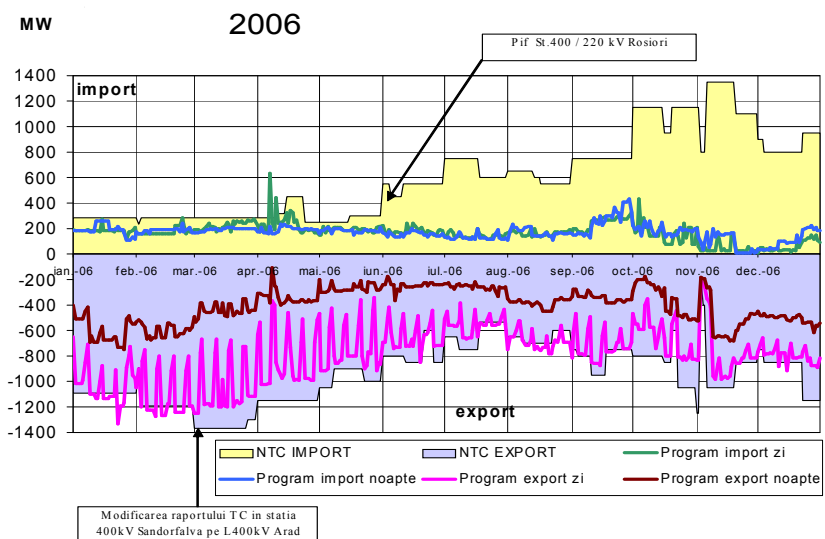
- Efectul limitator al pietii de energie asupra utilizarii de catre OTS a redispunerii pentru marirea NTC ;
- Marirea de catre Grecia a reglajului DASP pe LEA400kV Blagoevgrad-Thessaloniki, si acceptarea de valori NTC asigurate cu actionarea corectiva post-event a DASP in N-1, ducând la cresterea capacitatii de schimb prin interfata de export România+Bulgaria;
- Punerea in functiune a LEA 400kV Nadab-Bekescsaba ducând la cresterea capacitatii de schimb prin interfata Romaniei si interfata compusa România+Bulgaria;
- Punerea in functiune a LEA 400kV Cervena-Mogila-Stip (BG-Macedonia) ducând la cresterea capacitatii de schimb prin interfata compusa România+Bulgaria;
- Retragerea de lunga durata a TH5 Portile de Fier I, care a redus puterea maxima in CHE Portile de Fier I, cu efect sezonier benefic.

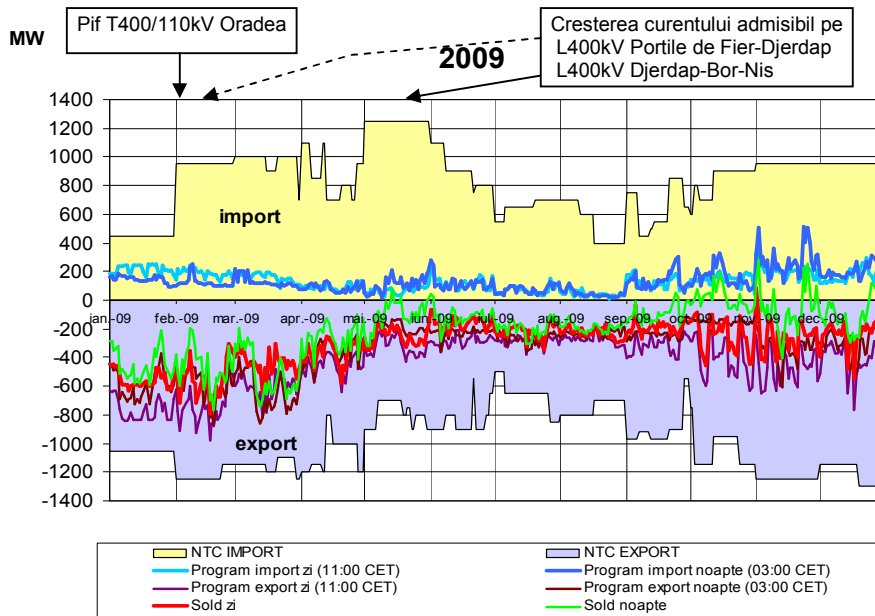
Figura de mai jos ilustreaza necesitatea definirii unui profil lunar si influenta unora din acesti factori:



In continuare se pot observa profilele NTC in interfata SEN, armonizate cu partenerii, si programele de schimb in anii 2005-2009.



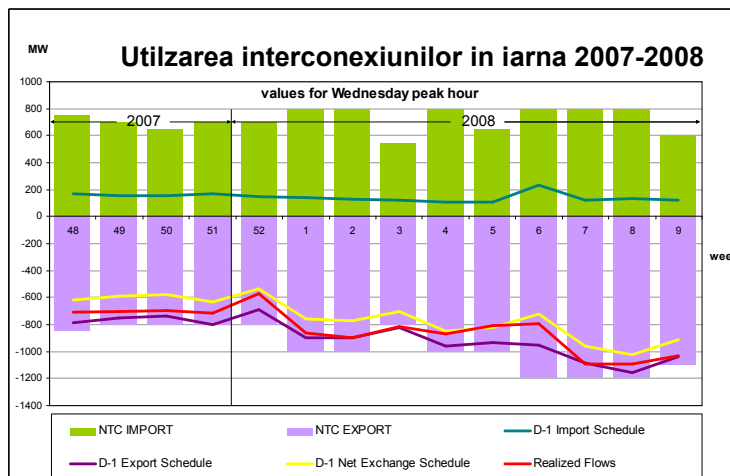




S-au constatat:

- Ocazional programe de schimb de export sau import peste valoarea NTC, datorita utilizarii TRM pentru ajutor de urgenta (iarna 2005-2006) si a acceptarii limitate a soldarii;
- Cresterea numarului participantilor si a competitiei pe fiecare granita
- Cresterea gradului de utilizare reala a capacitatii de schimb disponibile in 2008 fata de 2007.

In iarna 2007-2008 circulatiile prin interfata de interconexiune a Romaniei la varf de sarcina, zile lucratoare, au reprezentat 66-101,4% din NTC, cu o medie pentru cele 3 luni de iarna de 86% din NTC de export, asa cum se poate observa in figura urmatoare.



- Creșterea capacităților de schimb disponibile medii de import/ export cu 22% / 17% în anul 2009 față de 2008, dar scăderea gradului de utilizare a acestor capacități în 2009 față de 2008 în medie cu 25% / 47% .

Programele de export la varf de sarcină în 2009 au ocupat în medie 44% din NTC de export, față de 83% în 2008. În toamna 2009 se observă mai multe subperioade cu sold import.

#### **4.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii.**

Transelectrica calculează/planifică semestrial benzile de tensiune din stațiile electrice ale rețelei de transport care reprezintă nodurile de control ale tensiunii. Scopul este de a menține nivelurile de tensiune normale în toate nodurile rețelei, de a menține stabilitatea statică a regimului de funcționare și de a reduce pierderile în rețea. În Anexa B-5 sunt prezentate benzile de tensiune din nodurile de control ale RET pentru vara 2010.

Funcționarea descărcată a rețelei electrice determină niveluri de tensiune relativ ridicate în rețeaua de 400 kV, respectiv 220 kV a SEN (Anexa B-6, respectiv Anexa B-7).

În regimurile de varf de sarcină, pentru menținerea tensiunilor în banda de valori admisibile este necesară conectarea unui număr redus de bobine de reactanță.

În regimurile de gol de sarcină, este necesară conectarea tuturor bobinelor disponibile. De asemenea, la reglajul tensiunii este necesară utilizarea și altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare în regim capacitiv.

În Tabelul 4.5.1. se prezintă valorile puterii active și reactive (soldate) tranzitate RET → RED, determinate pe bara de 110kV a autotransformatoarelor 220/110 kV și a transformatoarelor 400/110 kV.

**Tabelul 4.5.1**

Regim		Tranzit soldat RET→RED	
		P	Q
		MW	MVAr
Iarna 09/10	VSI	3886	1310
Vara 2010	VDV	3821	1530

Consumatorii alimentați din RED reprezintă cca. 93,5% din consumul total de putere activă și cca. 92,8% din consumul total de putere reactivă la palierul de VDV 2010 și 94,2% din consumul total de putere activă și cca. 92% din consumul total de putere reactivă la palierul de VSI 2009-2010.

#### **Calitatea tensiunii în RET**

Din septembrie 2007 a intrat în vigoare „Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice” elaborat de ANRE.

Actualele reglementări din România (Standardul de performanță și Codul RET) impun Operatorului de Transport și Sistem să urmărească respectarea calității energiei electrice în propria rețea, fiind de așteptat ca ANRE să elaboreze un sistem de bonificare/penalizare



pentru ca aceste reglementari si activitatea de monitorizare sa poata avea consecinte in imbunatatirea calitatii energiei electrice.

In aceste conditii, Transelectrica a elaborat procedura „Modul de calcul si raportarea indicatorilor de performanta ai CNTEE Transelectrica SA, conform standardului de performanta pentru serviciile de transport si de sistem ale energiei electrice”, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea si respectarea cerintelor de Calitate a Energiei Electrice in statiile proprii si de identificare a surselor perturbatoare. Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) si EURELECTRIC (2006) aspectele legate de calitatea energiei electrice se clasifica în:

- *Calitatea tensiunii* – cu referire la caracteristicile tehnice ale tensiunii;
- *Continuitatea alimentării* - cu referire la continuitatea in alimentarea consumatorilor;
- *Calitatea comercială* - cu referire la relațiile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori și utilizatori în ceea ce privește asigurarea diferitelor servicii

In ceea ce priveste monitorizarea calității tensiunii in nodurile RET se aplică deja procedura de raportare a performanțelor sistemului realizată pe baza Standardului de performanță, cat si o strategie de supraveghere a calității energiei electrice atat printr-un sistem de analizoare fixe gestionat de OMEPA, cat si printr-un program de supraveghere a calitatii curbei de tensiune in statiile Transelectrica, utilizand analizoare mobile. Pentru prima data, in anul 2007 s-au realizat masuratori simultane de calitate in mai multe statii invecinate electric, in scopul determinării consumatorului perturbator si a ariei de vulnerabilitate. Aceste tipuri de masuratori au continuat in 2008 si 2009 si vor continua in anii urmasori.

In plus Transelectrica isi propune:

- Realizarea unui sistem de monitorizare permanenta a calitatii energiei electrice care sa permita integrarea sistemelor existente de monitorizare;
- Modernizarea echipamentelor utilizate in scopul aducerii la cerintele standardelor actuale (EN 50160). Transelectrica isi propune ca toate echipamentele utilizate sa fie de clasa A cu certificat PSL;
- Efectuarea de masuratori temporare zonale in statiile in care sunt racordati mari consumatori cu scopul de a determina nivelul perturbatiilor induse de acestia;
- Introducerea in avizele de racordare/contracte/conventii de exploatare a unor cerinte si penalitati privind respectarea cerintelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de masuratori inainte si dupa racordare a consumatorilor mari si potential perturbatori racordati in statiile 110kV Transelectrica sau in RET;
- Efectuarea de masuratori zonale in statiile in care s-au determinat abateri de la limitele de calitate a energiei electrice, in scopul determinării utilizatorului perturbator;
- Utilizarea exclusiv a echipamentelor de măsurare dedicate si certificate ca fiind de clasa A;
- Extinderea numarului de noduri cu monitorizare permanentă – un sistem de integrare a masurătorilor bazat pe echipamente clasa A;
- pentru punctele in care in au fost determinate abateri mari de la calitatea energiei electrice se vor monta analizoare de clasa A in montaj permanent. Un exemplu este statia 400/110kV Pelicanu, pentru utilizatorul Donasid;
- introducerea cerintei ca toate CEED dispecerizabile sa poata fi monitorizate, din punct de vedere al calitatii energiei electrice, cu echipamente de clasa A.

#### 4.6 Pierderi de putere la palierul caracteristic ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET

Pierderile de energie electrică constau din pierderile Joule în conductoarele electrice ale liniilor și în cupru pentru înfășurările transformatoarelor și bobinelor, pierderi capacitive în izolații, pierderi în fier (cauzate de curenții Foucault și de histerezis) și pierderile prin fenomenul corona.

Volumul și structura pierderilor se modifică continuu, odată cu producția și consumul din fiecare punct al SEN, cu modificările de configurație a rețelei ca urmare a lucrărilor de mentenanță sau a incidentelor în rețea și odată cu schimbarea nivelului de tensiune în stații. În tabelul 4.6.1. sunt prezentate valorile consumului propriu tehnologic pentru VSI 2009-2010 și VDV 2010 pe total SEN și defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV și 400 kV și respectiv pe T, AT de sistem și bobine de compensare.

**Tabelul 4.6.1**

An	Palier	DP total (400-110 kV)	DPRET					
			DP RET	DP LEA Joule	DP LEA Corona	DP trafo	DP bobine	DP RET/Pintr.R FT
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2008-2009	VSI	212	149	67	53	21	8	2.59
2010	VDV	185	129	73	27	21	8	2.32

Pentru fiecare palier caracteristic, în Tabelul 4.6.2. este prezentată structura puterii transportate prin RET, defalcată pe: surse ce debitează direct în RET, import din sistemele vecine și putere injectată din RED.

**Tabelul 4.6.2**

An	Palier	Pintr în RET (*)	Pintr. interconex	P generat. în RET		Aport RED->RET		Pgen. RET/ Pgen. SEN (*)
				MW	%Pintr.RE	MW	%Pintr.RET	
		MW	MW	MW	%Pintr.RE	MW	%Pintr.RET	%
2009-2010	VSI	5747	235	5114	88.99	398	6.93	71.72
2010	VDV	5565	136	4917	88.36	512	9.20	87.57

\*) valori nete

Se constată preponderența surselor care debitează direct în RET (88,99%) în totalul puterii transportate față de aportul de putere din RED care reprezintă (6,93%) pentru palierul caracteristic VSI 2009-2010 și (88,36%) RET față de aportul de putere din RED care reprezintă (9,20%) pentru palierul caracteristic VDV 2010.

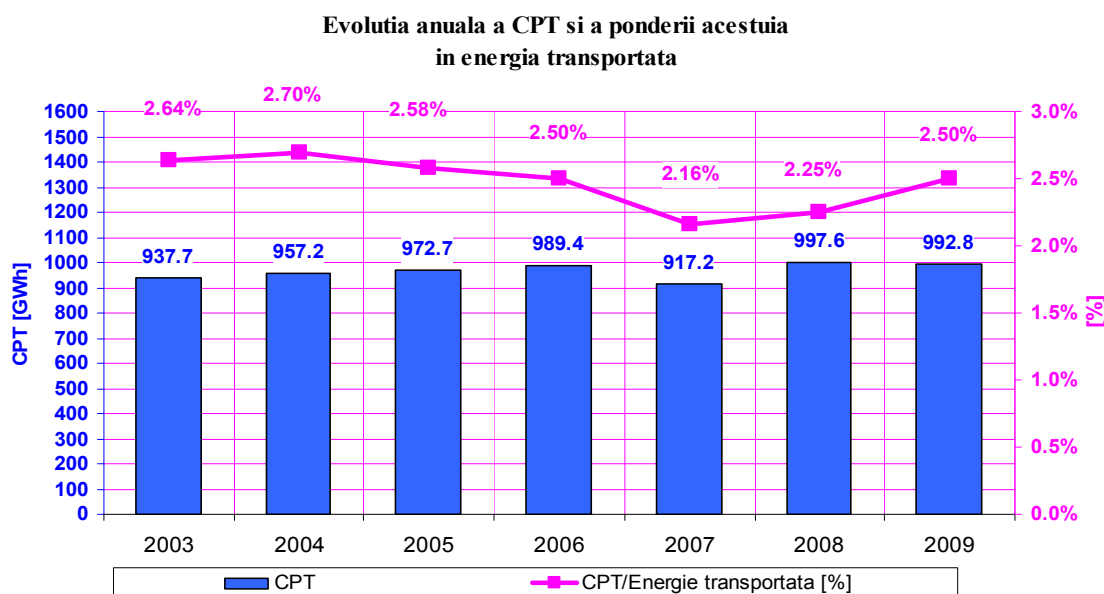
Au fost efectuate o serie de analize privind oportunitatea aducerii în rezervă a unor unități de transformare cu scopul reducerii cpt în RET, dar ținând seama de respectarea cerințelor criteriului N-1. Au rezultat următoarele:

- pentru palierul VSI 2009-2010 au fost aduse în rezerva una din cele doua unitati de transformare în următoarele stații 220/110 kV: Dumbrava, Ungheni, Resita, Craiova, Arefu, Ghizdaru, respectiv și unitatile AT 220/110 kV Targu Jiu N precum și AT1 220/110 kV și AT3 220/110 kV Turnu Magurele.
- pentru palierul VDV 2010: în stațiile 220/110kV Dumbrava, FAI, Isalnita, Craiova, Tr. Magurele, Resita, Ghizdaru, Hasdat, Arefu, Ungheni în care sunt cel puțin două unitati de transformare, se aduce un AT 200MVA 220/110kV în rezerva caldă, pentru reducerea CPT, fara a fi nevoie de buclari suplimentare pentru respectarea criteriului N-1. De asemenea s-a adus în rezerva un T 250MVA 400/110 Medgidia Sud și din Cluj Est.

Evoluția pierderilor este un rezultat al evoluției mai multor factori: repartitia teritorială a consumului și producției, performanțele echipamentelor care constituie rețeaua, factorii meteorologici, nivelul tensiunilor în SEN. Pierderile de energie electrică cresc odată cu volumul de energie electrică transportată, cu distanța dintre instalațiile producere și locurile de consum și scad odată cu creșterea nivelului de tensiune al rețelei când umiditatea atmosferică este mică, dar pot crește dacă umiditatea este mare .

Transelectrica S.A. urmărește în permanentă, în fazele de proiectare a rețelei, programare a funcționării și exploatare în timp real reducerea pierderilor. Principalele măsuri aplicate sunt: tarife zonale diferențiate pentru stimularea prin mecanisme de piață a reducerii distanței dintre instalațiile producere și locurile de consum, reglarea nivelului de tensiune al rețelei corelat cu condițiile atmosferice și achiziționarea de echipamente moderne cu performanțe superioare din punct de vedere al pierderilor specifice. Incepând din 2011, vor fi introduse centrele de cost nodale, care vor furniza informații cu privire la cheltuielile cu cpt alocate fiecărui nod al RET și oportunitățile de investire.

În figura 4.6 este prezentată evoluția valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET.



Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța între centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale. Graficul de mai sus reflectă situația favorabilă din acest punct de vedere a structurii de producție și soldului în anii 2007 și 2008, care a condus la scăderea ponderii cpt în energia transportată sub tendința pe termen lung.

#### 4.7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET

Valorile curenților maximi de scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul în nodurile RET 220-400 kV ale SEN sunt calculate în conformitate cu PE 134/1995 “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”, ediție ce a avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripții în prevederile CEI.

Valorile curenților de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care, eventual, sunt depășite performanțele acestora;
- dimensionarea noilor instalații la solicitări dinamice și termice care pot apărea în rețea;
- stabilirea reglajelor protecțiilor prin relee și automatizărilor de sistem;
- determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații și a curenților prin priza stațiilor;
- propuneri de măsuri în RET pentru menținerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalațiile existente;
- stabilirea performanțelor echipamentelor și aparatajului ce urmează a fi asimilate în perspectivă.

Calcululele de dimensionare a echipamentelor și aparatajului din instalațiile electrice, a prizelor de pământ și a protecției liniilor de telecomunicație sunt efectuate pentru regimul maxim de funcționare.

Ipotezele de calcul, conform PE 134/95 revizuit și recomandărilor UCTE privind calculul curenților de scurtcircuit în regim maxim, ce stau la baza calculului curenților de scurtcircuit maximi sunt:

- toate liniile și cuplele de bare 400 kV, 220 kV și 110 kV din SEN sunt conectate;
- toate liniile de interconexiune 400 kV dintre SEN și sistemele energetice vecine sunt conectate;
- toate transformatoarele, autotransformatoarele cu tensiune superioară 400 kV, 220 kV, 110 kV sunt în funcțiune pe plot median și au neutrul legat rigid la pământ;
- toate grupurile aflate în funcțiune;
- toate bobinele de compensare și compensatoarele sincrone sunt în funcțiune;
- nu sunt luate în considerare regimurile permanente anterioare;
- nu sunt luate în considerare sarcinile consumatorilor la nici un nivel de tensiune;
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;

- se neglijează fenomenele tranzitorii.

## **4.8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie**

### **4.8.1. Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică**

Pentru toate secțiunile s-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu sistemele electroenergetice ENTSO-E.

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 și elemente în funcțiune în ipoteza de balanță 1 (varf de iarnă), schema de calcul de durată maximă din intervalul de timp analizat (semestrul respectiv), cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statică în schema de durată în cazul declansării unui element din zona care afectează secțiunea, și respectarea criteriului de siguranță.

În regimurile pentru care este respectată rezerva normată în secțiune dar tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei s-au situat în afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibilă  $P_{adm}$  în secțiune în ultimul regim în care se respectă restricțiile legate de nivelul de tensiune și limitele de încărcare a elementelor rețelei. Pentru scenariile în care declansarea unei linii conduce la variații substanțiale a pierderilor în rețea, s-au dat valori pentru puterea admisibilă prin secțiune în regimul care urmează după declansare (a) și în regimul anterior declansării unui element (b), în forma  $a / b$ .

Valorile stabilite corespund cazurilor de indisponibilități descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri prognozată pentru perioada respectivă. Aceste valori se modifică în cazul în care apar indisponibilități suplimentare de linii în cadrul SEN sau se funcționează cu o altă repartitie a puterilor produse. Modificările sunt analizate la programarea regimurilor.

#### **4.8.1.1. Premise de calcul**

Conform PE 026/92 rețeaua electrică de transport interzonal trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configurație cu N elemente în funcțiune și de minimum 8% cu N-1 elemente în funcțiune.

În prezent, în SEN există următoarele zone, denumite secțiuni caracteristice, din punct de vedere al stabilității statice Fig. 4.8.:

- Secțiunea S1 – zona Oltenia, delimitată de următoarele linii:
  - LEA 400 kV Slatina-București Sud;
  - LEA 400 kV Urechești-Domnești;
  - LEA 400 kV Țânțăreni-Brad;
  - LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu;
  - LEA 400 kV Țânțăreni-Kozlodui (d.c.);
  - LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap;
  - LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.);
  - LEA 220 kV Târgu Jiu-Urechești;
  - LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele.
- Secțiunea S2 (la est de axa Iernut-Sibiu, Țânțăreni-Slatina), delimitată de următoarele linii:
  - LEA 400 kV Urechești-Domnești;
  - LEA 400 kV Slatina-București Sud;
  - LEA 400 kV Brașov-Sibiu;

- LEA 400 kV Țânțăreni-Brad;
  - LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja;
  - LEA 220 kV Iernut-Ungheni (d.c.);
  - LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele;
  - LEA 110 kV Iernut-CIC (d.c);
  - LEA 110 kV Iernut-Târnăveni (d.c)
  - LEA 110 kV Sibiu – Copsa Mica;
  - LEA 110 kV Fagaras – Hoghiz.
- Secțiunea S3 – zona Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia, delimitată de următoarele linii:
- LEA 400 kV Brașov-Gutinaș;
  - LEA 400 kV București Sud-Pelicanu;
  - LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței;
  - LEA 400 kV Dobrudja-Isaccea;
  - LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru;
  - LEA 110 kV Dragoș Vodă-Slobozia Sud.
- Secțiunea S4 – zona Transilvania de Nord, delimitată de următoarele linii:
- LEA 400 kV Sibiu-Iernut;
  - LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo;
  - LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru;
  - LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia;
  - LEA 400kV Oradea-Bekescsaba (pentru etapele 2009-2014).
- Secțiune S5 – zona Moldova, delimitată de următoarele linii:
- LEA 400 kV Brașov-Gutinaș;
  - LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș;
  - LEA 220 kV Barboși-Focșani;
  - LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru
- Secțiune S6 – zona Dobrogea și o parte din Muntenia, delimitată de următoarele linii:
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș;
  - LEA 220 kV Barboși-Focșani;
  - LEA 400 kV București Sud-Pelicanu;
  - LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței;
  - LEA 400 kV Dobrudja-Isaccea;
  - LEA 110 kV Dragoș Vodă-Slobozia Sud.

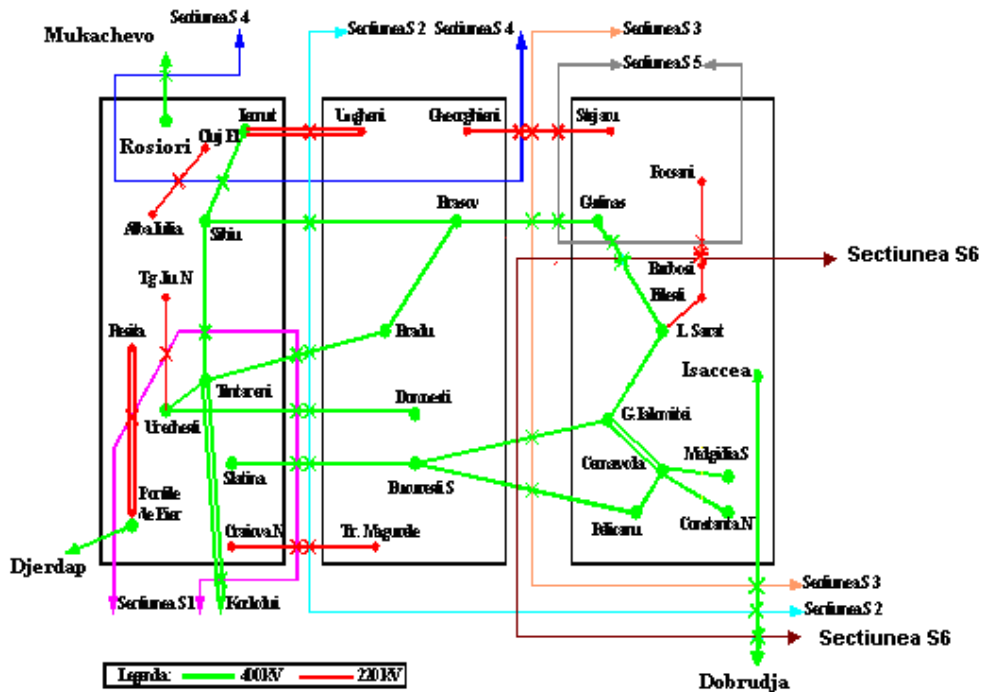
Calculul pentru toate secțiunile s-a efectuat în regimul de baza, în următoarea configurație:

- St. 400 kV Gadalin retrasă din exploatare (cu realizarea liniei lungi 400 kV Iernut – Rosiori);
- linia lungă 400 kV Gura Ialomitei – Smardan datorită retragerii în st. 400kV Lacu Sarat a celulelor LEA 400kV Gura Ialomitei și Smardan (re tehnologizare st. 400kV Lacu Sarat)
- AT4 220/110 kV Gutinas retras din exploatare;
- AT1 sau 2 220/110 kV Gheorghieni retras din exploatare;
- T 400/110 kV Cluj Est retras din exploatare;

- AT2 220/110 kV Baia Mare retras din exploatare;
- BC 400 kV Gadalin retras din exploatare;
- AT3 400/220 kV Lacu Sarat retras din exploatare;
- BC 400kV Mintia indisponibila
- AT4 400/220 kV Mintia retras din exploatare;
- AT1 220/110 kV Mintia retras din exploatare;
- LEA 220kV Bucuresti S-Ghizdaru d.c.

Nu este data in exploatare L400 kV Nadab – Oradea.

Figura 4.8. Secțiuni caracteristice pentru analizele de stabilitate statică ale SEN



#### 4.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor este prezentată în Tabelul 4.8.1. și Tabelul 4.8.2. pentru palierul de iarnă 2009-2010 , respectiv palierul de de vară 2010.

Tabelul 4.8.1.

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		$P_{rez\ st.\ st.}$	$P_{adm}$	$P_{rez\ st.\ st.}$	$P_{adm}$	
1	S 1	4750	3680	-	-	Declanșarea LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap.
2	S 2	-	-	2780	2420	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu – Brașov.
3	S 3	-	-	1160	450	Declanșarea LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavoda
4	S 4	-	-	1130	910	Declanșarea LEA 400 kV – Oradea-Rosiori
5	S 5	-	-	780	760	Declanșarea LEA 400 kV Bacau Sud – Roman

						Nord
6	S6	3760	1580			Declanșarea LEA 400 kV Smardan – Gutinas.

**Tabelul 4.8.2.**

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P <sub>rez st. st.</sub>	P <sub>adm</sub>	P <sub>rez st. st.</sub>	P <sub>adm</sub>	
1	S 1	3840	3060	-	-	Declanșarea LEA 220kV Craiova Nord- Turnu Magurele.
2	S 2	-	-	3030	1920	Declanșarea LEA 400 kV Tantareni-Bradul sau U1 sau U2 CNE Cernavoda
3	S 3	-	-	450	340	Declanșarea LEA 400 kV Brasov-Gutinas sau U1 sau U2 CNE Cernavoda.
4	S 4	-	-	980	830	Declanșarea LEA 400 kV – Oradea-Rosiori
5	S 5	-	-	690	680	Declanșarea LEA 400 kV Bacau Sud – Roman Nord
6	S6	3190	1570			Declanșarea LEA 400 kV Smardan – Gutinas.

Circulațiile limită admise pe elementele RET trebuie să se încadreze în deficitele/excedentele determinate în urma calculului de stabilitate statică.

#### **4.8.1.3. Analiza secțiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condițiilor de stabilitate statică.**

##### **Secțiunea S1**

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată este 3840 MW (stabilită în regim de vara), iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii (S1 Oltenia) este de 3060 MW (stabilită în regim de vara). Limite se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord- Turnu Magurele (cazul cel mai restrictiv). Pentru un tranzit de peste 3060 MW se depășește tensiunea normată.

##### **Secțiunea S2**

Puterea cu rezervă normată în S2 este de cca 2780 MW (stabilită în regim de iarna) iar valoarea puterii admisibile minime este de 1920 MW (stabilită în regim de vara), valoare peste care se depășește curentul limita termic pe L110 kV IFA-Domnesti. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Sibiu – Brasov si respectiv Tantareni-Bradul sau U1 sau U2 CNE Cernavoda.

##### **Secțiunea S3**

Puterea cu rezervă normată în S3 este de cca 450 MW (stabilită în regim de vara), respectiv 340 MW (stabilită în regim de vara). Ambele limite se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Brasov-Gutinas sau U1 sau U2 CNE Cernavoda.

Se impune de urgenta constructia de noi linii si reorganizarea rețelei de 400 kV in zona Dobrogea.



#### **Secțiunea S4**

Puterea cu rezervă normată în S4 pentru care tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei se situează în afara limitelor normate este de cca 980 MW (stabilită în regim de vara), iar valoarea puterii admisibile minime este de 830 MW (stabilită în regim de vara). Ambele limite se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Oradea-Rosiori.

#### **Secțiunea S5**

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 690 MW (stabilită în regim de vara) obținută la declanșarea LEA 400 kV Bacau Sud – Roman Nord .

Valoarea puterii admisibile minime este de 680 MW (stabilită în regim de vara), corespunzând declanșării Declanșarea LEA 400 kV Bacau Sud – Roman Nord, valoare peste care se depășește tensiunea normată.

#### **Secțiunea S6**

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 3190 MW (stabilită în regim de vara) obținută la declanșarea LEA 400 kV Smardan – Gutinas .

Valoarea puterii admisibile minime este de 1570 MW (stabilită în regim de vara), corespunzând declanșării Declanșarea LEA 400 kV Smardan – Gutinas, valoare peste care se depășește valoarea de 100% a curentului TC-ului pe L220 kV Filesti- Barbosi.

#### **Puncte slabe identificate în RET**

- In secțiunea S3 și S6 apar congestii:
  - la declanșarea Constanta - CNE determinată de suprasarcina pe L 110kV d.c. Basarabi – Medgidia Sud;
  - la retragerea L400kV Isaccea-Dobruja, determinată de suprasarcina pe L110kV d.c. Basarabi – Medgidia Sud;
  - la retragerea L400kV Brasov-Gutinas, determinată de suprasarcina pe L 220kV Fântânele - Gheorghieni;
  - la retragerea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu determinată de suprasarcina pe L 110kV d.c. Basarabi – Medgidia Sud;
  - la retragerea Constanta - CNE determinată de suprasarcina pe L 110kV d.c. Basarabi – Medgidia Sud;

Congestiile identificate conduc la impunerea de puteri admisibile prin secțiunile caracteristice sub puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}$  sau  $P_{20\%}$  .

Pentru eliminarea suprasarcinilor pe LEA 110kV Medgidia Sud – Basarabi d.c. este necesară realizarea LEA 400kV Medgidia Sud -Constanta Nord (sau Constanta Sud).

#### **4.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de protecție în nodurile RET**

##### **4.8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul**

În studiile de planificare operațională a SEN s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie urmărind :

-verificarea stabilității tranzitorii în zone cu centrale mari, care pot afecta stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii (Portile de Fier, Cernavoda, Turceni, Rovinari);

- identificarea punctelor si scenariilor de defect periculoase; identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea unei zone, stabilitatea SEN si a interconexiunii ; identificarea retragerilor simultane care impun restrictii, etc.;
- stabilirea de restrictii si conditionari necesare pentru asigurarea conditiilor de stabilitate si integritate a SEN si a interconexiunii, inclusiv cele privind coordonarea programelor de retrageri si a masurilor operative preventive in reseaua interconectata;
- verificarea dispecerizarii, logicii si eficacitatii automatizarii de sistem;
- verificarea stabilitatii zonelor afectate de programe de retehnologizare (Cernavoda, Gura Ialomitei, Lacu Sarat, Gadalin, Mintia, etc.); stabilirea de limite de productie si alte restrictii si conditionari necesare pentru pastrarea stabilitatii zonelor;
- comportarea dinamica a centralelor eoliene Fantanele Est si Vest (Tariverde) si efectul asupra stabilitatii zonei Dobrogea.
- verificarea stabilitatii in sectiunea de interconexiune a SEN si stabilirea limitelor de stabilitate si actionare de automatici;
- verificarea / optimizarea reglajelor sistemelor de control ale grupurilor noi sau retehnologizate (grupul cu ciclu combinat Bucuresti Vest, Lotru, etc);
- fundamentarea / verificarea unor reglaje de protectii (protectii la mers asincron pe linii de interconexiune sau la grupuri, actionarea selectiva/neselectiva in treapta I a protectiei de distanta pe cuple, etc.).

Verificarea stabilitatii tranzitorii si a automatizarii s-a facut pentru functionarea interconectata a SEN cu reseaua ENTSO-E si Ucraina de Vest, pe LEA400KV Portile de Fier-Djerdap, 1c 400kV Tantareni-Kozlodui, LEA400kV Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, Rosiori-Mukacevo si Nadab-Bekecsaba (+LEA 400kV Arad-Nadab).

S-a studiat stabilitatea pentru varful de sarcina de iarna 2009-2010 respectiv vara 2009 si 2010.

Verificarea stabilitatii tranzitorii s-a facut pe retele ce au inclus retragerile din exploatare incluse in Programul Anual de Retrageri (PAR), necesare lucrarilor de retehnologizare din SEN din perioada respectiva.

Modelul dinamic al SEN a inclus ultimele date privind programele de retehnologizare ale statiilor, modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor si punerea in functiune de grupuri noi sau retehnologizate.

Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate de operatorii de transport în cadrul grupului de lucru ENTSO-E NM&FT. Se remarca functionarea cu LEA 400kV Cervena Mogila-Stip (BG-MK) si prognoza unui import sincron de 1120-1340 MW in Grecia+Albania+Macedonia si a unui export 600-800MW in Bulgaria.

S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia+Muntenegro, Bulgaria, Ungaria, Insula Burshtyn, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herzegovina, Slovenia si Croatia, si in mod simplificat restul retelei interconectate.

In functie de scopul analizelor s-au efectuat simulari pentru :

- numarul maxim de grupuri in functiune in centralele din zona analizata, incarcate la maxim; diferite alte variante de grupuri si incarcari;
- schema de functionare de durata; diferite scheme cu 1-3 retrageri de linii in SEN si interconexiune (zona Portile de Fier); scheme specifice de retehnologizare si transfer intre o statie veche si o statie noua (Gura Ialomitei, Lacu Sarat, Mintia); etc.
- diferite ipoteze privind schimburile intre SEN si interconexiune.

In functie de scopul analizelor s-au considerat diferite scenarii de defect :

- scurtcircuit trifazat metalic pe o bara, izolat prin:
    - protectie diferentiala de bara, sau
    - treapta II a protectiilor de distanta pe elementele conectate;
  - scurtcircuit trifazat metalic pe o linie sau un (auto)transformator, izolat :
    - cu actionare corecta a protectiilor si intreruptoarelor, prin protectii de distanta, cu teleprotectie daca exista, respectiv protectie diferentiala de (auto)transformator), sau
    - cu teleprotectie temporar indisponibila si actionare a treptei II a protectiei de distanta,
    - cu refuz de intrerupator si izolarea unei bare prin DRRI (sau treapta II a protectiilor de distanta daca nu exista DRRI);
  - scurtcircuite bifazate sau monofazate, izolate ca mai sus.
- Acolo unde era cazul s-a considerat si RAR.

Calcululele s-au facut fara/ cu actionarea automaticilor.

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule in retea 400-220KV sunt:

- in statii noi sau re tehnologizate (Portile de Fier, Tantareni, Urechesi, Slatina, Iernut, Sibiu, Rosiori, Gutinas, Cernavoda, Constanta Nord, Bucuresti Sud) : ZI, PDT, PDB 0.1s; DRRI 0.23-0.24s;
- in alte statii : ZI, PDT 0.12-0.16s; DRRI 0.42s.
- ZII 0.5-0.52s / 0.9-0.92s pe LEA400kV (fara teleprotectie);

In plus, pentru unele grupuri noi (grupul cu ciclu combinat Bucuresti Vest, grupurile eoliene din CEE Fantanele) s-au facut simulari dinamice pe model test tip generator conectat cu nod de putere infinita pentru optimizarea PSS din Bucuresti Vest si verificarea comportarii dinamice a CEE Fantanele.

A fost utilizat programul de simulare dinamica EUROSTAG 4.4.

Pentru optimizarea automata a parametrilor PSS din Bucuresti Vest a fost utilizat programul NETOMAC

#### **4.8.2.2 Analize si rezultate**

In studiile de planificare operationala a SEN in vara 2009, iarna 2009-2010, vara 2010, si in analize suplimentare s-su efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzand:

- Verificarea stabilitatii zonei Cernavoda in conditiile lucrarilor de re tehnologizare in Cernavoda, Gura Ialomitei, Lacu Sarat, si a implementarii unei productii eoliene in vara 2010 (340MW);
- Verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier si a interconexiunii; verificarea automatizarilor;
- Verificarea stabilitatii zonei Mintia in conditiile lucrarilor de re tehnologizare in Pestis si Mintia;
- Optimizarea parametrilor PSS la ciclul combinat Bucuresti Vest.

Verificarea stabilitatii tranzitorii s-a facut pe retele ce au inclus retragerile din exploatare incluse in PAR, necesare lucrarilor de re tehnologizare din SEN din perioadele respective :

- retragerea statiei Gadalin si functionare cu linie lunga 400kV Iernut-Rosiori incepand din vara 2009; retragerea LEA400kV Cernavoda-Pelicanu in vara 2009;
- programul de re tehnologizare in statia Gura Ialomitei, incluzand retragerea simultana a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si c2 Gura Ialomitei –Cernavoda si functionare cu linia lunga Bucuresti Sud-Cernavoda (vara-toamna 2009);
- programul de re tehnologizare in statia Lacu Sarat cu retragerea unui AT 400/220kV Lacu Sarat (incepand din iarna 2009-2010) , retragerea LEA 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei si Lacu Sarat-Smardan si functionare cu linia lunga Gura Ialomitei-Smardan (vara 2010.);
- programul de re tehnologizare din Mintia si diferite variante de retrageri (2010); etc.

S-a considerat functionarea cu insula de consum pe LEA400kV Isaccea-Vulkanesti in vara 2009 si fara insula in iarna 2009-2010 si vara 2010..

Analizele s-au facut pentru varf de sarcina mediu si un sold pe LEA400kV de interconexiune sincrona de 600MW export.

#### **4.8.2.2.1 Verificarea stabilitatii zonei Cernavodă**

##### **Premize si scenariu de calcul**

S-a studiat comportarea dinamica a CNE Cernavoda si a zonei in scheme cu retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Cernavoda 400kV, Gura Ialomitei 400kV si Lacu Sarat 400kV, in vara 2009, iarna 2009-2010, vara 2010:

- vara 2009 : 2 perioade de retrageri planificate : a) retragerea simultana a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si Cernavoda-Constanta Nord, cu unitatea 1 in functiune in CNE Cernavoda (710MW); b) retragerea LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu, cu 2 unitati in functiune in CNE Cernavoda (2x710MW);

- vara 2009-2010 : scheme de retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Gura Ialomitei 400kV si Lacu Sarat 400kV, incluzand retragerea simultana a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si c2 Gura Ialomitei –Cernavoda si functionare cu linia lunga Bucuresti Sud-Cernavoda, cu 2 unitati in functiune in CNE (2x710MW);

- vara 2010 : schema corespunzand etapei a 2-a a lucrarilor de retehnologizare in statia 400kV Lacu Sarat, cu linie lunga 400kV Gura Ialomitei-Smardan si AT4 400/220kV Lacu Sarat indisponibil, cu 2 unitati in functiune in CNE (2x710MW) si CEE Fantanele cu productie 0-240-347 MW.

S-a luat in considerare functionarea fara teleprotectie in functiune pe LEA400kV Bucuresti Sud-Pelicanu si Bucuresti Sud-Gura Ialomitei (pana la realizarea lucrarilor corespunzatoare in statile adiacente statiei Bucuresti Sud).

S-a studiat:

- efectul functionarii fara teleprotectie pe LEA Gura Ialomitei-Lacu Sarat (in perioada cand este conectata in statia noua Gura Ialomitei si statia veche Lacu Sarat), pe liniile lungi temporare Bucuresti Sud-Cernavoda si Gura Ialomitei-Smardan, si pe LEA 400kV Tariverde;

- posibilitatea retragerii suplimentare a unei LEA 400kV in Cernavoda sau in zona , conditionarile de pastrare a stabilitatii, cele mai grele scenarii de defect pentru care stabilitatea CNE se pastreaza fara limitari de putere;

- pentru vara 2010, comportarea dinamica a CEE Fantanele si efectul asupra stabilitatii CNE si a zonei.

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de scurtcircuite trifazate metalice pe LEA400kV din Cernavoda si din zona, izolate prin:

- actionare corecta a protectiilor si intreruptoarelor;

- refuz de intreruptor si DRRI in Cernavoda sau in statii din zona.

##### **Rezultate de calcul**

- Inainte de retehnologizarea statiei 400kV Gura Ialomitei, un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV din Gura Ialomitei, izolat cu refuz de intreruptor si DRRI in Gura Ialomitei, putea determina pierderea stabilitatii CNE si a zonei la functionare cu 1-2 unitati, chiar pentru o topologie normala in zona.

Dupa retehnologizarea statiei Gura Ialomtei, acest scenariu ramane periculos numai atat timp cat teleprotectia nu este in functiune pe linie.

- In cazul retragerii simultane a 2 linii in zona, este necesara limitarea productiei in CNE pentru a asigura pastrarea stabilitatii tranzitorii la defecte izolate cu refuz de intrerupator si DRRI, si in unele cazuri si la defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor.

- Pentru imbunatatirea comportarii dinamice se recomanda sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv si sa se nu se depaseasca o incarcare de 700 MW/unitate.

Pentru perioada de iarna 2009-2010:

- Pentru asigurarea conditiilor de stabilitate in zona Cernavoda in schemele cu retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Gura Ialomtei 400kV si Lacu Sarat 400kV s-a recomandat:

- sa se evite retragerea suplimentara a unei LEA 400kV din zona in perioada lucrarilor de retehnologizare in Gura Ialomtei si Lacu Sarat si a functionarii cu teleprotectie inactiva pe LEA 400kV Gura Ialomtei-Lacu Sarat;
- sa se asigure mentinerea in functiune a protectiei diferentiale de bare si a DRRI in Lacu Sarat.

- In perioada cu LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomtei si LEA2 400kV Cernavoda-Gura Ialomtei deconectate a fost necesar sa se asigure limitarea productiei CNE si incarcarea cu reactiv (prin conectarea bobinelor), pentru a asigura pastrarea stabilitatii CNE la :

- scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomtei-Lacu Sarat izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, fara teleprotectie;
- defect bifazat pe o LEA 400kV izolat cu refuz polifazat si DRRI.

- Au fost indicate limitarile productiei in CNE necesare in fiecare schema pentru pastrarea stabilitatii CNE chiar in cazul unui scurtcircuit trifazat cu refuz trifazat in Cernavoda sau o alta statie din zona, inclusiv pentru cazul indisponibilitatii protectiei diferentiale de bare si a DRRI in Lacu Sarat.

Pentru perioada de vara 2010

-In schemele cu retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Lacu Sarat 400kV se poate retrage suplimentar LEA 400kV Cernavoda-Medgidia daca este posibil si din punct de vedere al regimului permanent, fara afectarea conditiilor de stabilitate in zona Cernavoda.

- Pentru scheme cu o retragere suplimentara au fost indicate limitarile productiei in CNE necesare pentru pastrarea stabilitatii CNE in cazul unor scurtcircuite trifazate izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intrerupatoarelor.

Retragere suplimentara	Limita impusa de sc. pe	Limita
LEA G.Ialomtei-Smardan	LEA Buc.S.-G.Ialomtei+ZII	CNE 1400MW sau CEE 100MW
C1 Cernavoda-G.Ialomtei	LEA Tulcea-Isaccea+ZII	CNE 1400MW sau CEE 150MW
LEA Gutinas-Smardan	LEA Buc.S.-G.Ialomtei +ZII LEA Tulcea-Isaccea+ZII	
LEA Isaccea-Dobrudja	LEA G.Ialomtei-Smardan+ZII* LEA Buc.S.-G.Ialomtei +ZII	CNE 1350MW sau CEE 0MW

LEA Buc.S.-G.Ialomitei	LEA G.Ialomitei-Smardan+ZII	CNE 1300MW sau
LEA Cernavoda-Pelicanu	LEA Buc. S.-Pelicanu +ZII/ LEA Buc.S.-G.Ialomitei +ZII	CNE 1400MW+CEE 0MW

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

- Daca se functioneaza cu LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan fara teleprotectie si cu temporizarea treptei a II-a a protectiei de distanta 0.8s in Gura Ialomitei, pentru pastrarea stabilitatii in cazul unui scurtcircuit trifazat pe aceasta linie izolat cu actionare corecta a intreruptoarelor si protectiilor este necesara limitarea productiei CNE chiar in schema fara retrageri neplanificate, la 1300 -1250 MW pentru o productie in CEE de 0-347 MW.

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

- daca temporizarea treptei II a protectiei de distanta pe LEA Gura Ialomitei-Smardan va fi 0.8s, sa se realizeze si o teleprotectie;
- sa se puna in functiune statia 400kV Tariverde cu teleprotectii active pe LEA 400kV ;
- sa se dea prioritate punerii in functiune a teleprotectiilor pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud –Pelicanu, Gura Ialomitei-Lacu Sarat, si sa se echipeze cu teleprotectie LEA 400kV Tulcea-Isaccea-Lacu Sarat.

- Se recomanda:

- sa se evite retragerea suplimentara a unei LEA 400kV din Cernavoda sau din zona la functionare cu 2 unitati CNE, cu exceptia LEA 400kV Cernavoda-Medgidia;
- o retragere suplimentara sa se programeze cat mai devreme (daca este posibil), intr-o perioada cu putere disponibila mai mica in CEE;

#### **4.8.2.2 Stabilitatea zonei Portile de Fier si a interconexiunii; verificarea automatizarilor**

##### **Premize si scenarii de calcul**

Verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier si a interconexiunii, si reactualizarea logicii de actionare a sistemului de automatici din Portile de Fier s-a facut pentru vara 2009, iarna 2009-2010, vara 2010.

S-au considerat in functiune maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier, si 6 grupuri in CHE Djerdap in vara 2009, respectiv 5 grupuri in iarna 2009-2010 si vara 2010, cu incarcari maxime 5x194MW, respectiv 6/5x175MW.

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 conditionari in programarea lor;
- efectul functionarii cu LEA400kV Arad-Nadab-Bekescsaba asupra stabilitatii zonei;
- logica si reglajele automaticilor din Portile de Fier; necesitatea si reglajul automaticilor de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita (iarna 2009-2010);
- identificarea unor limite de stabilitate in sectiunea de interconexiune a SEN.

S-au facut calcule pentru functionarea in schema normala si scheme cu 1-3 elemente indisponibile in zona Portile de Fier+Djerdap, in SEN si in reseaua interconectata.

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 intreruptoarelor.

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

## Rezultate de calcul

- S-a stabilit schema normala de functionare in statia Portile de Fier 400/220kV:

CT220kV Portile de Fier conectata, AT3 (400MVA) +2 grupuri pe bara 1 220kV si AT1,2 (2x500MVA) + 3-4 grupuri pe bara 2, LEA 220kV distribuite simetric pe cele 2 bare;

- S-a stabilit dispecerizarea si logica de functionare a automaticeilor din Portile de Fier pentru perioadele de iarna si de vara;

S-a recomandat sa se mentina in functiune automatica de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita cu reglajul actual.

S-a propus sa se modifice sistemul de automaticeii din Portile de Fier astfel incat sa se poata pune un grup diferit pe fiecare automatica (de exemplu 1 grup diferit pe automaticeile fiecarui AT, etc.).

- S-au identificat retragerile semnificative in zona Portile de Fier +Djerdap si in interconexiune, masurile pentru pastrarea stabilitatii si restrictiile privind programarea simultana a unor retrageri de linii in zona Portile de Fier+Djerdap si in interconexiune, inclusiv limitarea excedentului in nodul Portile de Fier sau/si limitarea coordonata a excedentului in Portile de Fier+Djerdap.

- S-a recomandat sa se evite programarea urmatoarelor retrageri simultane in regimuri cu productie in CHE Portile de Fier si Djerdap depasind valorile din tabelul de mai jos :

Retrageri	Perioada	Vara 2009 (5g PdFier I+6g Djerdap)	Iarna 2009-2010-Vara 2010 (5g PdFier I+5g Djerdap)
	Excedent limita (MW)		
2LEA400kV PdFier		PdFier 700	PdFier 700*
LEA400kV PdFier-Urech./ Slatina +c1+2 220kV PdFier-Resita		PdFier 850/ 1100 PdFier+Djerdap 1800	PdFier 900-850/ 1100-1150 PdFier+Djerdap 1900
LEA400kV PdFier-Djerdap+ c1+2 220kV PdFier-Resita		PdFier 1100	PdFier 1050
1LEA400kV PdFier + 1LEA400kV Djerdap sau Bor-Nis		PdFier+Djerdap 1600	PdFier+Djerdap 1700-1600
c1+2 220kV PdFier-Resita + 1LEA400kV Djerdap,		PdFier+Djerdap 2000	PdFier+Djerdap 1950-2000
1LEA400kV PdFier + c1+2 Tantareni-Kozlodui		PdFier+Djerdap 2000	-
c1+2 Tantareni-Kozlodui + LEA400kV Djerdap-Drmno/ Bor,		PdFier+Djerdap 2000 Export RO+Djerdap 1450	Export RO+Djerdap 1400**
1LEA400kV Djerdap + LEA400kV Nis-Sovia Vest		Export RO+BG+Djerdap 2250	-

- \* +1 grup pe automatici la semnal protectie si pozitie intrerupator
- \*\* limita de actionare a automaticeii pe LEA400kV Isaccea-Dobrudja

- La functionare cu 6 grupuri in CHE Djerdap si retragerea LEA400kV Arad-Sandorfalva simultan cu o LEA400kV Djerdap s-a recomandat in continuare conectarea ambelor circuite Tantareni-Kozlodui pentru o mai buna amortizare a oscilatiilor.

- S-a constatat cresterea limitei de stabilitate in interfata de interconexiune a Romaniei si interfata Romania+Bulgaria, datorate punerii in functiune a 2 LEA 400kV de interconexiune cu efecte specifice:

- LEA 400kV Nadab-Beckecsaba (RO-HU) : a marit limita de stabilitate in interfetele RO si RO+BG, a redus impactul retragerii LEA 400kV Arad-Sandorfalva si a imbunatatit amortizarea oscilatiilor in scenariu de defect cu aceasta retragere ;
- LEA 400kV Cervena Mogila –Stip (BG-MK): a eliminat oscilatiile mari care apareau intre BG si GR, a marit limita de stabilitate in interfata RO+BG, a determinat reducerea tendintei de oscilatie RO/BG pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja la indisponibilitatea c1+2 Tantareni-Kozlodui si o crestere a limitei de stabilitate si risc de actionare a automaticeii de putere pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja.

#### 4.8.2.2.3 Stabilitatea zonei Mintia

##### Premize si scenariu de calcul

S-a studiat comportarea dinamica a zonei Mintia in scheme de retrageri rezultate din programele de re tehnologizare din statia Mintia 220kV si 110kV in vara 2010:

- a) etapa preliminara in 220kV (L220kV Timisoara-Mintia retrasa din exploatare), schema completa in 110kV;
- b) etapele 1+2 in 220kV si etapa 2 in 110kV (AT4 400/220kV si AT1 220/110kV retrase).

S-a urmarit determinarea eventualelor restrictii de productie in CTE Mintia necesare pentru pastrarea stabilitatii tranzitorii.

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de scurtcircuite trifazate metalice pe LEA 220kV din Mintia si pe AT3 ,AT4 400/220kV Mintia, izolate prin:

- actionare corecta a protectiilor,teleprotectiilor si intreruptoarelor;
- 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:

- LEA 220kV Mintia-Hasdat: ZI 0,12s; + tp 0,22s
- LEA 220kV Mintia-Alba Iulia, Mintia-Timisoara: ZI 0,12s, ZII 0,92s (fara teleprotectii);
- LEA1,2 Mintia-Pestis:ZI 0,1-0,12s; daca teleprotectia nu este in functiune ZII 0,5-0,52s;
- Mintia DRRI 0,42s;

##### Rezultate de calcul

- Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor si intreruptoarelor, limita productiei din Mintia este impusa de regimurile stationare la 700MW (a) / 680MW (b).

- Daca se considera ca teleprotectiile pe LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2 sunt indisponibile, un scurtcircuit trifazat metalic pe unul din aceste circuite izolat prin treapta a II-a a protectiei



de distanta la unul din capete, poate fi periculos pentru stabilitatea unor grupuri din CTE Mintia.

Pentru a asigura pastrarea stabilitatii este necesara limitarea productiei CTE Mintia la 580MW (a)- 660MW (b).

- Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in statia 220kV Mintia, un scurtcircuit pe una din LEA 220kV LEA 220kV Mintia-Alba Iulia, LEA 220kV Mintia-Hasdat, LEA 220kV Mintia-Pestis c1 si c2 este periculos pentru stabilitatea CTE Mintia.

Pentru a asigura pastrarea stabilitatii este necesara limitarea productiei in CTE Mintia la 360 MW, si in schema b) si limitarea productiei in CHE Raul Mare la 70MW.

#### **4.8.2.2.4 Stabilitatea zonei Iernut**

##### **Premize si scenariii de calcul**

S-a studiat comportarea dinamica a CTE Iernut si a zonei pentru schema cu statia 400kV Gadalin retrasa, functionarea cu linia lunga 400kV Iernut-Rosiori, si LEA 220kV Iernut-Baia mare retrasa (vara 2009, aplicabila si pentru iarna 2009-2010 si vara 2010). S-au considerat si scheme cu o retragere suplimentara in statia Iernut 400/220kV sau zona.

S-au facut calcule pentru putere nominala in functiune in CTE Iernut 300-500MW pe barele 220kV + 200-100MW in 110kV;

S-au simulat scurtcircuite trifazate eliminate cu actionare corecta a protectiilor existente si a intrerupatoarelor, pe LEA 400kV din Iernut, AT400/220kV Iernut, LEA 220kV Iernut, LEA 220kV Fantanele-Ungheni, Cluj Foresti-Alba Iulia.

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule sunt :

- in statiile retehnologizate Iernut, Sibiu, Rosiori, Mintia : ZI 0,1s;
- teleprotectie pe LEA 400kV din Sibiu, Mintia : 0,11s;
- in statii neretehnologizate : ZI 0,12-0,16s, ZII 0,52s (0,92s);

Pentru LEA 400kV Iernut-Rosiori s-au considerat scenariii :

- fara teleprotectie, cu temporizare in treapta II 0,4/ 0,8s (timp total de calul 0,5/0,9s);
- cu teleprotectie.

##### **Rezultate de calcul**

- Daca LEA 400kV Iernut-Sibiu este in functiune, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Iernut-Rosiori nu este periculos pentru stabilitatea CTE Iernut si a zonei chiar daca este izolat fara teleprotectie, cu treapta II-a a protectiei de distanta cu temporizare 0.8s, in schema cu retrageri planificate sau in scheme cu o retragere suplimentara in retea 220kV sau 400kV,

- Dupa finalizarea retehnologizarii statiei Iernut si punerea in functiune a teleprotectiilor pe LEA 400kV Iernut-Sibiu si LEA 220kV Iernut, scenariile de defect care pot fi periculoase pentru stabilitatea CTE Iernut chiar in cazul actionarii corecte a protectiilor si intrerupatoarelor sunt :

- scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Iernut-Rosiori, izolat fara teleprotectie, cu actionarea in treapta II a protectiei de linie in Iernut, in scheme cu retragerea LEA 220kV Baia Mare si retragerea suplimentara a LEA 400kV Iernut-Sibiu;

- scurtcircuit trifazat pe LEA 220kV Fantanele-Ungheni, izolat in treapta II a protectiei de linie in Ungheni, in scheme cu retragerea LEA 400kV Iernut-Sibiu sau AT400/220kV Iernut, chiar dupa repunerea in functiune a LEA 220kV Iernut-B.Mare.

- S-au determinat urmatoarele limite de stabilitate tranzitorie:

Retrageri suplimentare	Limita stabilitate CTE Iernut 220kV [MW]	
	100+200	100+2x200
-	300	500
LEA 400KV Sibiu-Brasov, Sibiu-Mintia, Sibiu-Tantareni, Arad-Mintia, 1LEA 220kV Iernut, Fantanele-Ungheni, Cluj-Alba Iulia		
LEA 400kV Iernut-Sibiu	270 (100+170)	430 (90+2x170)
+ reconectare	290 (100+190)	450 (90+2x180)
LEA 220kV Iernut-Baia Mare		

- Atat timp cat ambele circuite 220kV Iernut-Ungheni si LEA Fantanele-Ungheni sunt in functiune, lipsa teleprotectiei pe LEA 400kV Iernut-Rosiori nu impune restrictii suplimentare fata de cele impuse de un scurtcircuit pe LEA 220kV Fantanele –Ungheni, chiar pentru treapta II a protectiei de linie cu temporizare 0.8 s in Iernut.

#### 4.8.2.2.5 Optimizarea parametrilor PSS din Bucuresti Vest

Optimizarea parametrilor parametrilor PSS din Bucuresti Vest a fost facuta automat cu programul NETOMAC pe un model test tip generator conectat cu nod de putere infinita; rezultatul a fost verificat cu EUROSTAG pe modelul test si pe modelul dinamic al SEN interconectat.

Efectul optimizarii asupra comportarii dinamice poate fi observat in figurile de mai jos.

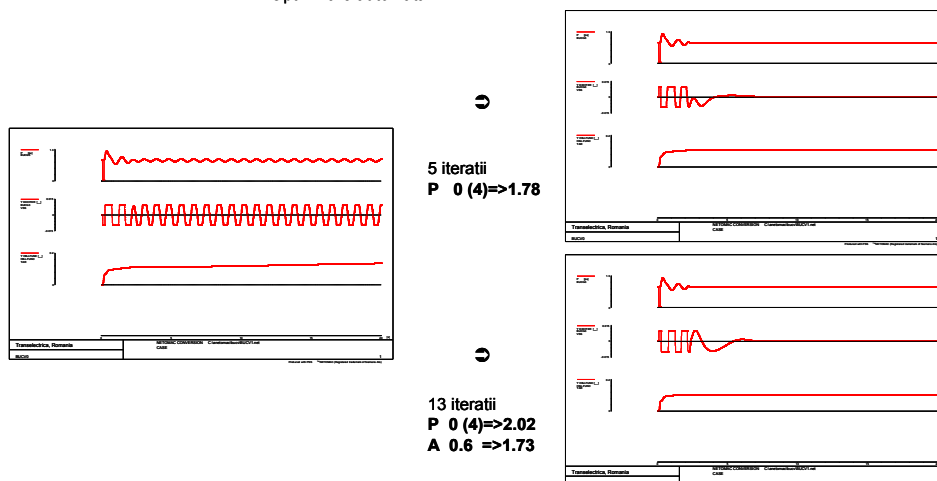
##### Bucuresti Vest : grupul cu ciclu combinat (sistem excitatie THYNE )

##### ▪ Optimizarea parametrilor PSS : P & A (faza & amplificare) – NETOMAC

Model redus : zona Domnesti cu TG3+TA4 si nod de putere infinita in Urechesi

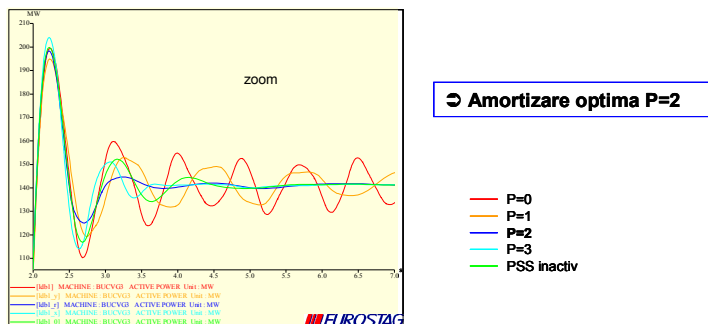
Sc.3f b1A 110kV Domnesti eliminat in 0.1s fara modificari topologice

Optimizare automata



▪ **Efectul modificarii parametrului P (faza) in simulari pe modelul real - EUROSTAG**

Model SEN + SE  
 Sc.3f c2 110kV Domnesti-Bujoreni izolat ZI (0.1s)+tif  
 Variatie discreta P 0 (4)-1-2-3



- Pentru optimizarea performantei PSS de la grupul cu ciclu combinat din Bucuresti Vest se recomanda setarea parametrului PHASE la valoarea 2 pentru TG si TA .

**4.8.2.3 Puncte slabe in RET din punct de vedere al stabilitatii tranzitorii**

- Reteaua din Dobrogea :

Impune limitari de putere la functionare cu 2unitati in CNE si scheme cu 2 retrageri de linii in Cernavodă si in zonă, din punct de vedere al stabilității tranzitorii si al admisibilității regimului post-avarie.

Implementarea productiei eoliene determina o incarcare suplimentara a retelei si o functionare mai aproape de limita de stabilitate.

Este necesara dezvoltarea si sistematizarea retelei din Dobrogea.

- Teleprotectia inactiva pe LEA 400kV Bucuresti Sud –Gura Ialomitei si Bucuresti Sud-Pelicanu ; s-a rezolvat in vara 2010.

- Functionare cu LEA 400kV Gura Ialomitei-Smardan fara teleprotectie si cu temporizare 0,8s in treapta II a protectiei de distanta; Se rezolva prin realizarea unei scheme temporare de teleprotectie.

- Lipsa teleprotectiei pe LEA400kV Tulcea-Isaccea-Lacu Sarat :

Poate fi periculoasa pentru stabilitatea CNE, CET Palas, CTE Braila si CET Galati in scheme cu retrageri.

Este necesara echiparea cu teleprotectii a tuturor LEA 400kV din zona.

- CHE Lotru:

Problema stabilitatii pe termen mediu se rezolva prin echiparea grupurilor cu sistem nou de excitatie cu PSS; automata de curent pe LEA Lotru-Sibiu nu mai este utila.

Exista in continuare o problema de stabilitate pe termen scurt : pentru pastrarea stabilitatii in cazul unui scurtcircuit pe termen scurt pe o LEA Lotru-Sibiu langa Lotru este necesara impunerea unei limite de productie.

Sunt in discutie masuri automate care se pot incorpora prin sistemul SCADA al statiei 220kV Lotru.

- Statia Domnesti :

La punerea in functiune a grupului cu ciclu combinat din CET Bucuresti Vest scade timpul critic pe barele 110kV Domnesti.

Este necesara retehnologizarea statiei Domnesti.

- Portile de Fier+Djerdap:

Exista scheme cu 2 retrageri simultane in Portile de Fier+Djerdap si interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea zonei si a interconexiunii, si care impun coordonarea retragerilor cu productia din Portile de Fier si Djerdap si excedentul in sectiuni de interconexiune.

Măsuri :

- Realizarea axei de 400kV Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad;
- Realizarea unei noi LEA 400 kV de interconexiune cu Serbia.

- Statia 220 kV Alba Iulia:

La scurtcircuite in rețeaua apropiată se pierde stabilitatea generatoarelor din CHE Gâlceag, CHE Șugag și CTE Mintia

Măsuri :

- Dotarea cu echipamente de comutație și protecție performante a stației de 220 kV Alba Iulia;
- Dotarea cu instalații de teletransmisie a următoarelor linii:
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Gâlceag
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag

- Statia 400 kV Smardan:

Necesara instalarea terminalelor pentru activarea teleprotectiilor pe LEA 400kV Smarda-Lacu Sarat si Smardan-Gutinas, conectate in statii retehnologizate.

#### 4.9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport si de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții normale de funcționare, este o premiză importantă pentru asigurarea de catre Transelectrica S.A. de servicii de transport performante și pentru buna funcționare a pieței înseși.

In ceea ce priveste continuitatea alimentarii, pana in prezent sunt raportati la ANRE si MEF indicatorii de performanta ai serviciului de transport, asa cum sunt definiti in actualul Cod RET. Acestia sunt sintetizati in tabela urmatoare, pentru perioada 2004-2009.

Tabelul 4.9: Indicatori de performanta pentru RET

Anul	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Timpul mediu de întrerupere [minute/an]	2,980	4,434	1,187	0,857	1,792	0,8093

Indicatorul de severitate [minute/întrerupere]	0,175	0,369	0,044	0,035	0,072	0,0579
Indicatorul minute sistem [minute sistem]	1,694	2,606	0,782	0,555	1,167	0,5041

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate a serviciului într-un anumit punct al RET, este necesar să se determine indicatorii de siguranță calculați pentru fiecare nod al RET. Prin acest concept se înțelege nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor stațiilor electrice aparținând RET din zona respectivă. Codul tehnic al RET impune calculul următorilor indicatori pentru fiecare nod al RET:

- (a) durata medie de întrerupere;
- (b) numărul mediu de întreruperi urmate de reparații;
- (c) numărul mediu de întreruperi urmate de manevre.

Cunoscând indicatorii de continuitate a serviciului pe barele RET, se pot calcula indicatori de continuitate în punctele de delimitare față de utilizatori, prin luarea în considerare a indicatorilor de fiabilitate asociați conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcționare oferită de rețelele electrice care fac legătura între stațiile RET și punctul de racord propriu-zis.

Calculul indicatorilor de siguranță permite atât operatorului de rețea, cât și utilizatorilor, să aprecieze influența modului de conectare la RET a nodului respectiv (prin determinarea nivelului de siguranță asociată), precum și a conexiunii proprii a nodului și a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranță intrinsecă). Aceste elemente sunt folosite în faza de stabilire a soluțiilor optime de dezvoltare a rețelei și de racordare la rețea.

În Anexa B-9 sunt prezentați indicatorii de siguranță pentru toate nodurile de 400 kV 220 kV ale RET și pentru nodurile de 110 kV din stațiile care au tensiunea superioară de 400 sau 220 kV.

Din compararea valorilor înainte și după rețehnologizarea stațiilor, rezultă că investițiile realizate de Transelectrica în ultimii ani au condus la îmbunătățirea indicatorilor de siguranță pentru stațiile rețehnologizate și în cele mai multe cazuri și pentru stațiile vecine, în special prin scăderea numărului de întreruperi și durata medie de insucces.

În ceea ce privește nivelul de continuitate în furnizarea serviciului trebuie precizat că pentru stațiile nemodernizate menținerea indicatorilor apropiați de valorile impuse de standardele europene se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanței preventive și corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin rețehnologizarea liniilor și stațiilor și prin reducerea timpului de remediere a defectelor folosind tehnologii și sisteme de management de performanță superioară.

#### **4.10. Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA**

La nivelul sistemului de conducere prin dispecer a Sistemului Electroenergetic National, EMS/SCADA este proiectat și implementat de către firma AREVA folosind ca software de bază sistemul de operare Windows 2003 Server. EMS/SCADA leagă toate stațiile și DEN/DET-urile din rețeaua energetică a Transelectrica.

Sistemul preia informația de la traductori și o concentrează prin intermediul RTU-urilor (terminale de rețea) în echipamente concentratoare RTU care transmit mai departe informația pe infrastructura EMS/SCADA la serverele centrale unde este prelucrată. Serverele transmit replici pentru vizualizare / comanda / control la DET-uri.

La fiecare stație sunt între 300 și 1000 de puncte de achiziție date, aproximativ 100 din acestea fiind echipate cu traductoare analogice. Traductoarele nu sunt back-upate și pentru măsurarea aceluiași parametru.

Volumul total al datelor pe infrastructura EMS/SCADA este de aproximativ STM-4 la pornirea acestuia. Traficul curent este de aproximativ 2Mb necesitând o bandă acoperitoare de 10Mb.

Sistemul este unul centralizat, adunând datele la nivel național, prin infrastructura Transelectrica descrisă mai sus, le concentrează în București, unde sunt serverele acestui sistem care procesează informațiile primite și le transmite mai departe la DET/DEN pentru a avea imaginea în timp real a situației energetice locale și naționale.

Toate programele din RTU se păstrează în memorie permanentă reprogramabilă (EPROM).

Procesorul RTU acceptă încărcarea de parametri de la un centru de control de la distanță. Fiecare RTU are un sistem local GPS pentru sincronizarea RTU. Unitatea procesorului central include un ceas în timp real (RTC).

RTU sunt scanate prin sistemul SCADA al centrului de control pentru datele privind starea, datele analogice și cele privind acumulatorul.

Arhitectura sistemului se realizează prin servere cu funcționalități dedicate: serverul SCADA, serverul aplicațiilor de rețea, serverul de administrare, serverul operatorului de sistem (aplicații de piață), serverul de comunicații și serverul concentratoarelor de terminale de rețea:

- Serverul SCADA implementează blocurile funcționale ale SCADA și aplicațiile de putere
- Serverul aplicațiilor de rețea include funcțiile de analiză și securitate a rețelei electrice în timp real și mod de studiu
- Serverul de administrare realizează funcțiile de administrare a bazei de date, stocarea
- istorică, planificare și prognoză
- Serverul operatorului de sistem execută funcțiile cerute de sarcinile operatorului de sistem în condiții de piață
- Serverul de comunicații include protocoalele pentru comunicațiile cu legăturile de date și concentratoarele terminalelor de rețea și funcțiile de bază de culegere de date

Fiecare sistem are un server redundant pentru fiecare din serverele configurației. În redundanță hot stand-by, funcțiile operează și datele sunt actualizate simultan în serverul stand-by și cel primar. În redundanța de rezervă este garantată și integritatea datelor. Echipamentul sistemului, serverele și concentratoarele sunt sincronizate prin ceas GPS. Fiecare sistem are două ceasuri GPS conectate la LAN primară și secundară. Sincronizarea serverelor se face prin LAN cu protocol NTP. Terminalele de rețea sunt sincronizate de la concentrator în caz de cădere a sistemului GPS la RTU.

Sistemul are mecanisme de asigurare a accesului controlului și securității sistemului.

Sistemul de teleconducere EMS/SCADA asigură achiziția și prelucrarea în timp real a tuturor datelor semnificative privind situațiile în care funcționează Sistemul Energetic Național. Totodată, permite conducerea de la distanță a tuturor componentelor Sistemului Energetic Național în condiții de siguranță. EMS/SCADA este structurat ierarhizat și asigură comanda și controlul, în timp real, al celor 350 grupuri energetice, al tuturor stațiilor

electrice de transport de către Dispecerul Energetic Central și cele cinci centre de Dispeceri Energetici Teritoriali.

Sistemul de teleconducere EMS/SCADA utilizează, într-o concepție hardware și software modulară, funcții inclusiv pentru administrarea pieței de energie. Transelectrica, în calitate de operator de transport și de sistem, dezvoltă mecanismele pieței competitive a energiei electrice și îmbunătățește fiabilitatea sistemului electroenergetic național la nivelul standardelor rețelei europene interconectate de electricitate (ENTSO-E).

Acest sistem de teleconducere depinde esențial de infrastructuri performante și sigure de telecomunicații, bazate pe o rețea de fibra optică cu acoperire națională. CN Transelectrica SA depune eforturi de realizare a unei infrastructuri de telecomunicații, bazată pe instalarea de fibre optice în conductoarele de protecție ale liniilor electrice aeriene de 220 kV și de 400 kV și a echipamentelor de telecomunicații aferente.

Infrastructura asociată sistemului EMS/SCADA este următoarea:

Componente sistem EMS/SCADA	Descriere detaliată
SCADA	Reprezintă sistemul pentru achiziția informațiilor din stațiile SEN și centrale importante la nivel DET/DEC pentru conducerea în condiții de siguranță a SEN
Achiziții date din RTU și sisteme de comanda – control – protecții	Reprezintă sistemul pentru achiziția informațiilor și telecomenzi în stațiile de transport SEN la nivel stație pentru conducerea în condiții de siguranță a SEN
EMS	Asigura funcțiile de siguranță ale sistemului energetic național și funcțiile de instruire ale dispecerilor
Reglaj frecvență – putere (AGC)	Sistemul asigură funcția de reglaj în buclă închisă a frecvenței și a schimburilor cu sistemele energetice interconectate
Nodul ETSO	Reprezintă sistemul prin care se realizează schimburile de date cu sistemele energetice din UCTE
Sistemul pieței de balansare	Sistemul care asigură funcționarea, conform Codului Comercial, a pieței de balansare în cadrul pieței de energie
Sisteme de videoproiecție de tip videowall	Sisteme de afișare a informațiilor în format grafic pe ecrane de mari dimensiuni suport în procesul decizional al conducerii operaționale.

#### 4.11. Serviciile de sistem tehnologice

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem tehnologice sunt calificați de Transelectrica prin proceduri specifice. Aceste proceduri includ și posibilitati de acordare a unor derogări pe termen limitat pentru a se conforma unor condiții de calificare. Utilizatorii RET care au fost calificați în acest scop pot încheia contracte de furnizare de servicii de sistem tehnologice.

Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem pentru anul 2010 este prezentată în Anexa B-8.

Pentru a asigura cerințele de calitate a serviciilor de transport și de sistem, Transelectrica S.A. achiziționează, în condițiile reglementate de ANRE, de la furnizorii calificați, servicii tehnologice de sistem.

Situația achiziționării și realizării serviciilor tehnologice de sistem în anii 2008 și 2009 este prezentată mai jos:

## 2008

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Banda de Reglaj Secundar	hMW	3.565.300	2.789.794	2.898.734	2.886.120	99,56%	80,95%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7.027.480	6.325.480	6.440.560	6.375.507	98,99%	90,73%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6.148.800	2.303.199	3.289.594	3.240.742	98,51%	90,73%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15.920	15.920	15.920	15.920	100%	100%	-
Rezerva de capacitate	hMW	6.148.800	-	5.292.419	5.252.098			
Rezerva de reglaj primar*	hMW	562.176	-	-	562.176	-	100%	-

\* față de obligațiile stabilite conform reguli UCTE, 64 MW

## 2009

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Banda de Reglaj Secundar	hMW	3542200	3418580	3418580	3287629	96,17%	92,81%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7008000	5209885	5209885	5115077	98,18%	72,99%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6132000	2571450	4101556	4090826	99,74%	66,71%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15920	15920	15920	15920	100%	100%	-
Rezerva de capacitate	hMW	3504000		1987304	1987304	100%	56,72%	
Rezerva de reglaj primar*	hMW	551880				-	100%	-

\* conform regulilor UCTE (63 MW)



#### 4.12. Sistemul de contorizare

Funcția de „Operator de măsurare și agregare a datelor măsurate” în cadrul Transelectrica S.A., este realizată de Direcția de Măsurare (DM) OMEPA și tratează următoarele componente:

- telecontorizarea punctelor de măsurare de categoria „A” (conform Codului de măsurare a energiei electrice) prin sistemul realizat în cadrul contractului dintre Transelectrica S.A. și Compania Landis & Gyr, Elveția. Acest proiect a fost finalizat în proporție de 100% în cursul anului 2007, fiind instalate transformatoare de tensiune și curent noi în stațiile electrice ale Transelectrica și contoare noi cu teletransmisie în punctele de măsurare de categoria A din întregul SEN, precum și în punctele de interes ale Transelectrica (puncte de schimb între ST-uri, servicii proprii ale stațiilor electrice, bobine de compensare).

Sistemul astfel realizat corespunde cerințelor „Codului de măsurare a energiei electrice” în mod integral pentru stațiile Transelectrica S.A. și doar parțial pentru stațiile terților (transformatoarele de măsurare nu corespund). Se menționează că sunt acoperite 170 de stații electrice din SEN, însumând un număr de cca. 1000 contoare și 568 transformatoare de măsurare fiind incluse și liniile de interconexiune de 110-220-400kV, care erau anterior măsurate prin intermediul unui sistem separat („Energy Exchange Acquisition System” – EEAS). Sistemul asigură teletransmisia (utilizând ca mediu de transmisie fibra optică a Transelectrica pentru 84 de stații electrice și GSM pentru restul stațiilor) datelor de contorizare la Sistemul de Management al Datelor de telecontorizare (MMS), unde acestea sunt prelucrate iar rezultatele sunt furnizate participanților la piața de energie. Sistemul furnizează date orare de contorizare și este utilizat în decontarea orară pe piața angro de energie electrică;

- telecontorizarea de siguranță (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400kV) realizată în mod automat și centralizat prin intermediul unui sistem separat (conform solicitărilor UCTE);

- contorizarea locală a punctelor de măsurare pentru calcularea și verificarea balanțelor de energie electrică activă și reactivă pe nivele de tensiune în stațiile electrice, balante care se calculează lunar prin citiri locale la nivelul stațiilor de transformare de către personalul operativ, se verifică și se centralizează la nivelul Centrelor de Exploatare Sisteme de Măsurare (CESM) OMEPA, se centralizează la nivelul DM OMEPA, se raportează către Direcția Comercială, Dispecerul Energetic Național (DEN), sucursale de transport (ST).

Prin re tehnologizarea unor stații electrice de transformare se implementează sisteme locale de contorizare care realizează funcțiile automate de calcul a balanțelor de energie electrică pe barele stației de transformare și calculul CPT, având posibilitatea de teletransmisie la nivelul CESM OMEPA și STMSL DM OMEPA, de unde sunt și monitorizate. Sistemele de metering locale (contorizare locală) s-au implementat în stații re tehnologizate: Fundeni, București Sud, Slatina, Gutinas, Cernavoda, Iernut, Brazi Vest, Paroseni, Bacău Sud, Roman, Suceava, Lacu Sarat, Dumbrava, FAI, Gura Ialomitei, Turnu Magurele, Targoviste, Rosiori, Constanta Nord, Tariverde, Portle de Fier, Urechești, Tintăreni, Bradu, Gheorghieni, Sibiu Sud, Pestis, Hasdat, Calea

Aradului, Nadab si altele in curs de retehnologizare conform programelor de investitie anuale.

- agregarea datelor de masurare pentru piata angro de energie electrica.  
Conform Codului Comercial al Pietei Angro de Energie Electrica (intrat in vigoare la 01.10.2004), Transelectrica prin DM OMEPA realizeaza colectarea datelor orare masurate sau preagregate de catre alti operatori de masurare (Electrica, Hidroelectrica, etc.) pentru punctele de masurare ale participantilor la piata angro care nu sunt masurate direct de catre OMEPA (prin importul de fisiere cu date in format XML).  
Realizeaza agregarea finala a tuturor datelor de masurare de pe piata angro (incluzand datele telemasurate de OMEPA) si transmite rezultatele (pentru grupuri dispecerizabile si Parti Responsabile cu Echilibrarea) la OPE (Operatorul Pietii de Echilibrare) si OPCOM.  
DM OMEPA asigura participantilor la piata datele proprii de masurare si agregare in scopul validarii acestora;
- validarea datelor pentru punctele de masurare in care Transelectrica este partener de schimb (schimbul participantilor la piata in punctele RET) si convenirea datelor de inlocuire a valorilor masurate eronate;
- DM OMEPA realizeaza pentru piata angro de energie si functia de administrare a participantilor in sensul inregistrarii acestora pentru punctele de masurare si formulele de agregare proprii cu confirmarea bilaterala a acestora.

#### Structura organizatorica DM OMEPA in teritoriu

DM OMEPA conduce si raspunde de activitatea entitatilor teritoriale numite Centre de Exploatare Sisteme de Masurare.

Cele 8 Centre de Exploatare Sisteme de Masurare (CESM) OMEPA functioneaza pe raza celor 8 sucursale de transport. Acestea desfășoară și activitățile conexe de verificări periodice în instalații precum și verificări metrologice pentru contoare (proprii și ale terților). Toate CESM OMEPA dispun în prezent de echipament specializat pentru efectuarea de verificari in instalatii.

DM OMEPA detine trei laboratoare de metrologie necesare verificarilor metrologice pentru contoare, acestea functionand in cadrul CESM OMEPA de la Sibiu, Timisoara si Craiova. Această activitate asigura autonomie companiei in privinta necesitatilor proprii si ar putea presta servicii si la alti detinatori de echipamente de masurare.

DM OMEPA dispune de asemenea de echipamente si personal specializat atestat pentru monitorizarea parametrilor de calitate ai energiei electrice. Astfel DM OMEPA dispune de 8 echipamente portabile pentru analiza calitatii energiei electrice, gestioneaza 2 sisteme independente de monitorizare a calitatii energiei electrice, unul pentru zona Sibiu si celalalt pentru marii consumatori din RET, fiind in curs de realizare un sistem nou integrat pentru masurarea si monitorizarea parametrilor de calitate ai energiei electrice, sistem posibil a fi extins pana la 300 puncte de masurare. Au fost efectuate masuratori asupra calitatii energiei electrice in statiile electrice ale Transelectrica pentru verificarea incadrarii parametrilor in conformitate cu valorile acceptate din Codul RET si din standardele in vigoare.

#### **4.13. Sistemul de telecomunicații**

Rețeaua de comunicații reprezintă pentru orice companie elementul de bază al sistemului informatic pe care se pot implementa și dezvolta servicii și aplicații IT care deserveșc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea și implementarea unui design corect al

acesteia determină capacitatea rețelei de a suporta implementarea diverselor servicii și aplicații necesare desfășurării activităților din companie.

Din acest punct de vedere, al infrastructurii de comunicații, Transelectrica deține una din cele mai întinse rețele naționale de fibră optică (aproximativ 5000 Km) având și o capacitate de transport foarte mare (momentan maxim STM-16, limitare data de echipamentele de transport, excepție constituind segmentele echipate cu DWDM).

Infrastructura de fibră optică este realizată pe infrastructura de transport a energiei, cablul de fibră optică folosindu-se de firul de gardă dintre stâlpii de tensiune. Nodurile rețelei de fibră optică sunt stațiile electrice ale Transelectrica, practic majoritatea acestora fiind conectate pe aceasta infrastructură.

Locațiile care sunt pe nodurile principale ale inelelor de fibră optică se numesc locații on-grid. Locațiile off-grid sunt cele radiale.

Sistemul de telecomunicații actual se bazează pe o infrastructură proprie și pe cea închiriată de la furnizori de servicii de comunicații.

Infrastructura proprie este compusă din:

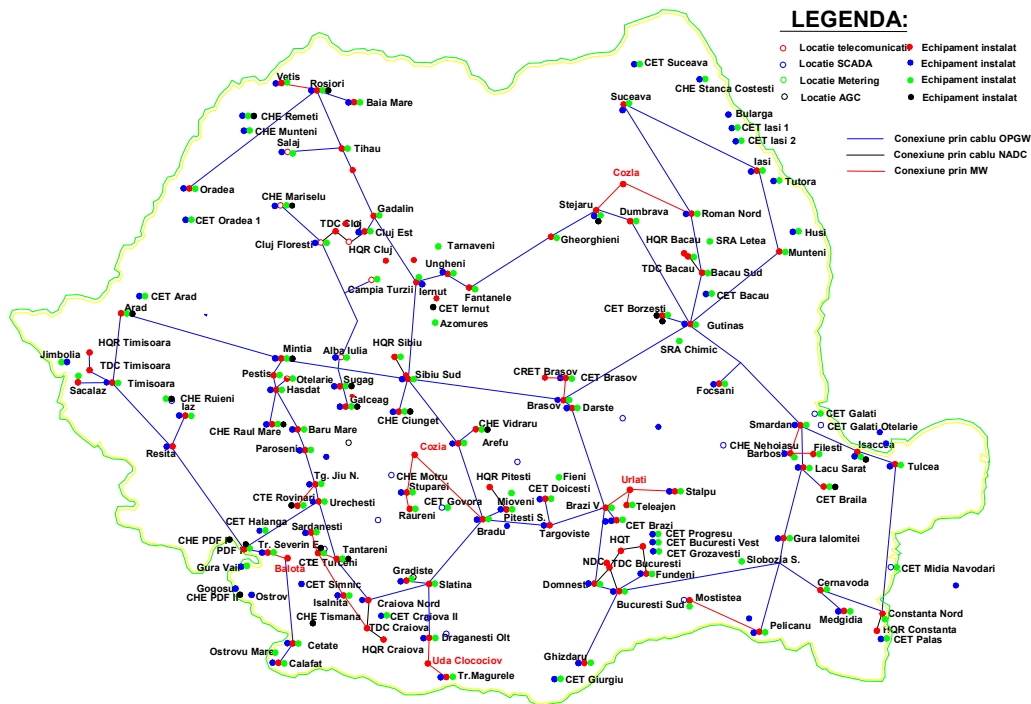
- sisteme de curenți purtători, analogice sau controlate de microprocesor;
- echipamente de telecomunicații ;
- 4000km fibră optică pe liniile electrice de 220, 400kV

In continuare se prezintă infrastructura asociată sistemului de telecomunicații :

Componente sistem telecomunicații	Descriere detaliată
Rețeaua backbone optic național, cuprinzând rețeaua optică internă OPGW, interconexiunile optice cu companiile electrice din Ungaria, Bulgaria, Serbia, conexiunile optice metropolitane, și conexiunile optice cu alte companii/operatori interni	Reprezintă suportul fizic de comunicații pentru toate serviciile critice adresate companiei Transelectrica, și entităților administrației de stat.
Infrastructura de microunde în 7 Ghz, 13 GHz și 23 GHz	Asigura comunicațiile operative de date-voce pentru operatorul de sistem, de metering și pentru piața de echilibrare
Sistemele magistrale DWDM-SDH	Asigura, prin mecanisme complexe de rutare și protecție, funcționarea tuturor aplicațiilor și sistemelor necesare activităților de bază ale companiei
Sistemele de curenți purtători instalate pe liniile electrice de transport; Sistemele de canale WT dedicate	Asigura comunicațiile de joasă frecvență aferente transmisiilor echipamentelor de achiziție date de proces din stații și centrale termo/hidro/nuclearoelectrice, semnalele de teleprotecție pe liniile de transport și interfațarea sistemului privat de telecomunicații al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

Sisteme de transmisii date	Asigura transmisiile de informații pentru operatorul de sistem
Sisteme de telefonie hotline si comutata	Asigura comunicațiile vocale esențiale pentru activitatea de dispecerizare si pentru locațiile operatorului de transport
Sisteme de video/teleconferință	Asigura comunicațiile periodice pentru locațiile operatorilor de transport si sistem

Infrastructura sistemului EMS/SCADA si de telecomunicații este prezentată în fig. 4.13



### Retea telecomunicații Transelectrica

Figura 4.13. Infrastructura de telecomunicații și a sistemului EMS/SCADA

## 5. Securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență

În contextul internațional actual marcat de intensificarea acțiunilor teroriste, mai ales asupra statelor democratice care fac parte din UE, și în perspectiva aderării țării noastre la structurile europene, riscul de țară al României - din perspectiva securității naționale - , ca posibilă țintă a organizațiilor de tip terorist, crește semnificativ. Prin efectele pe care le poate avea un atac terorist asupra obiectivelor Transelectrica S.A., pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone reduse (localități izolate) și mergând până la perturbarea întregului SEN cu efecte dezastruoase atât asupra populației, cât și economiei per ansamblu, Instalațiile RET operate de Transelectrica S.A reprezintă o țintă predilectă a unor

posibile acțiuni teroriste. De asemenea, în cadrul societății românești a crescut fenomenul infracțional manifestat atât prin furturi, cât și prin intruziuni neautorizate în rețelele de calculatoare.

În lumina celor expuse mai sus, Transelectrica S.A a creat, în cadrul structurii sale organizatorice, Compartimentul Securitate și Management Situații de Urgență, care are ca principal obiectiv protejarea instalațiilor RET și a sistemelor informatice aferente împotriva diferitelor amenințări de tip terorist sau infracțional, precum și organizarea activităților de răspuns în cazul unor dezastre naturale.

## **5.1. Situația actuală**

În cadrul Companiei există un compartiment responsabil pentru securitatea instalațiilor, ale cărui principale misiuni sunt:

- asigurarea unui nivel de securitate al instalațiilor corespunzător cerințelor și amenințărilor asupra funcționării SEN;
- asigurarea capacității de apărare a Companiei împotriva unor factori perturbatori de natură fizică sau informatică;
- organizarea și coordonarea activității de management al situațiilor de urgență ( protecție civilă și prevenire și stingere a incendiilor);
- organizarea și desfășurarea activității de protecție a informațiilor clasificate;
- organizarea și coordonarea activității de evidență militară;
- implementarea proiectelor de investiții specifice de securizare fizică și informatică;

În momentul de față, protecția fizică a obiectivelor Transelectrica S.A. se realizează în special prin pază, executată de către firme specializate.

De asemenea, pentru asigurarea unor condiții sporite de securitate, Transelectrica S.A. a încheiat protocoale de colaborare cu autoritățile abilitate ale statului. În cazul unor evenimente neprevăzute (dezastre, calamități naturale, etc), Transelectrica S.A. a revizuit recent „Planul de apărare în caz de dezastre”.

În privința protecției informațiilor, Transelectrica S.A. aplică principiul nevoii de a cunoaște acordând drepturile de acces în funcție de postul și calificarea personalului. Accesul în rețeaua de calculatoare a Transelectrica S.A se face pe bază de utilizator și parolă, ceea ce conduce la posibilitatea de vizionare numai a anumitor zone și aplicații necesare desfășurării în bune condiții a activității personalului.

## **5.2. În perspectivă**

Pentru a asigura funcționarea sigură și stabilă a sistemului energetic național, Transelectrica are în vedere creșterea nivelului de securitate al obiectivelor, ținând cont atât de valoarea patrimonială a obiectivelor cât și de importanța lor funcțională.

Strategia Transelectrica cu privire la asigurarea unui nivel corespunzător de securitate a obiectivelor, cu costuri minime, cuprinde un ansamblu de activități proprii, desfășurate la nivel de Companie :

1. Evaluarea vulnerabilităților și managementul riscului: prin această activitate se identifică obiectivele critice pentru desfășurarea activității precum și gradul lor de vulnerabilitate.

2. Imbunătățirea continuă a capacității de răspuns la amenințări: reprezintă măsura în care personalul este pregătit pentru a face față unui spectru cât mai larg de amenințări, atât fizice cât și informatice.
3. Managementul situațiilor de criză: prin care se asigură ca sistemul, ca întreg, este pregătit să reacționeze la amenințările fizice și informatice.
4. Intocmirea planurilor de continuitate a proceselor: prin care se au în vedere aspectele legate de reducerea probabilității unor disfuncționalități pe termen lung și creșterea promptitudinii în revenirea la starea inițială.
5. Dezvoltarea comunicațiilor: prin care se asigură coerența activităților legate de capacitatea de răspuns, managementul situațiilor de criză și planurilor de restabilire. Un aspect important îl constituie căile de legătură cu autoritățile.
6. Creșterea nivelului de securitate fizică: prin care se urmărește reducerea amenințărilor interne și exterioare sistemului.
7. Sporirea securității informatice: prin care se asigură reducerea nivelului de risc asupra sistemelor de comandă și control, achiziții date și teleprotecții;
8. Măsuri de protecție a personalului: care trebuie să conducă la scăderea amenințărilor din interiorul sistemului și trebuie să aibe în vedere criteriile de angajare și de verificare periodică a personalului implicat în activități critice.
9. Protecția informațiilor: în vederea reducerii probabilității ca anumite informații critice, clasificate sau neclasificate, să fie disponibile unor potențiali agresori.

Prin implementarea măsurilor expuse, Transelectrica își propune instituirea și operarea unui cadru de management al securității ca parte integrantă a sistemului de management al Companiei.

Principalele obiective ale sistemului de management al securității Transelectrica sunt următoarele:

a. Protecția fizică: Asigurarea măsurilor de prevenire, detecție și răspuns în vederea diminuării riscurilor de securitate la adresa instalațiilor și obiectivelor Companiei, în baza principiilor de subsidiaritate, complementaritate și proportionalitate. Măsurile vor include alocarea de resurse pentru investiții și/sau utilizarea serviciilor specializate în baza evaluării vulnerabilităților și analizei riscurilor.

b. Protecția informațiilor: Asigurarea măsurilor de diminuare a riscurilor informaționale, în baza clasificării resurselor informaționale și a proportionalității alocării resurselor. Se vor avea în vedere identificarea resurselor informaționale critice și evaluarea riscurilor la adresa acestora și aplicarea programelor de tratare a riscurilor cu prioritate pentru aceste resurse.

c. Protecția de personal: Se va asigura o atenție sporită amenințărilor din interior, precum și a ridicării nivelului de informare a personalului cu privire la problematica de securitate, precum și la rolurile și responsabilitățile fiecăruia în legătură cu aspectele legate de securitate

d. Asigurarea continuității activității: Se va asigura ca, în limite rezonabile, condiții și evenimente anormale care pot fi previzionate să nu afecteze misiunea Companiei decât, cel mult într-o măsură acceptabilă și pe o perioadă de timp limitată. Pentru astfel de situații se va asigura cadrul organizatoric și resursele pentru a se asigura răspunsul de urgență, managementul crizei și refacerea după incident.

e. Protecția juridică: Se va asigura încadrarea în prevederile legale pentru toate responsabilitățile Companiei legate de aspectele de securitate:

- protecția informațiilor clasificate
- protecția la incendiu
- protecția civilă
- protecția datelor personale
- protecția datelor privilegiate

f. Protecția infrastructurii critice: Ca operator de infrastructură critică, ne propunem ridicarea nivelului de informare la nivelul Companiei, participarea activă la identificarea și evaluarea criteriilor de desemnare a infrastructurii critice din sectorul energiei electrice, a metodelor de analiza a vulnerabilităților și interdependentelor în ceea ce privește patrimoniul Companiei, precum și relațiile de cooperare cu terții și din cadrul ENTSO-E.

Se va acționa permanent pentru asigurarea conformității cu reglementările privind protecția infrastructurilor critice, sub diversele sale aspecte (inclusiv protecția infrastructurii informaționale critice), pe baza principiilor de subsidiaritate, complementaritate, proportionalitate, cooperare, confidentialitate.

g. Asigurarea condițiilor de securitate în relațiile cu terții: În relațiile de colaborare cu terții se vor avea în vedere cu precădere menționarea cerințelor de securitate și a măsurilor de diminuare a riscurilor, evidențierea matricilor de monitorizare a îndeplinirii cerințelor de securitate, a mecanismelor de auditare și control, a responsabilității și sancționării în caz de incident de securitate.

Unele activități legate de securitate pot fi, după caz, externalizate cu respectarea cerințelor de securitate adecvate activității Companiei.

### **5.3. Implementarea programului de protecție fizică**

Sistemul de securitate fizică pe care Transelectrica își propune să îl realizeze va respecta principiile de securitate impuse sistemelor de anvergură și complexitatea Companiei, și anume:

- posibilitatea de dispecerizare a incidentelor de securitate
- posibilitatea de definire a unor zone de securitate sporită, în funcție de importanța obiectivului și a diverselor zone de pe teritoriul obiectivului
- capacitatea de extindere la toate obiectivele Companiei
- identificarea unică a personalului care solicită acces
- autentificarea persoanelor care vizează și aprobă cererile de acces
- transmiterea cererilor și a aprobărilor în format informatic securizat, unificat și accesibil
- crearea unor baze de date prin care să se asigure trasabilitatea accesului persoanelor în cadrul obiectivelor strategice aferente infrastructurii critice
- posibilitatea acordării și revocării accesului în regim operativ.

După finalizarea în anii 2008 și 2009 a sistemelor integrate de securitate în 31 obiective, în anul 2010 se vor finaliza sistemele integrate de securitate în 45 de obiective

## 6. Protecția mediului asociată RET

### 6.1. Impactul rețelelor de transport asupra mediului

Rețelele electrice de transport au un anumit impact negativ asupra mediului pe parcursul întregii lor durate de viață, începând cu etapa „construcție-montaj” (Tabelul 6-1), continuând cu etapa „exploatare-mentenanță” (Tabelul 6-2), până la etapa finală de „dezafectare”.

**Tabelul 6-1 Impacturile semnificative determinate de activitățile de construcție – montaj al instalațiilor CN Transelectrica:**

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• deschiderea unor noi căi de acces , decopertări și excavații ale solului</li> <li>• afectarea florei (prin defrișări) și fragmentarea habitatului faunei sălbatice</li> <li>• ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite</li> <li>• generarea de deșeuri (metale, material ceramic, sticlă, materiale plastice, ulei electroizolant, beton, moloz, ambalaje, etc. )</li> </ul>
Chimic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solvenți, reactivi, etc.)</li> <li>• poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice din echipamente</li> <li>• emisii de gaze de ardere ( COx, SOx, Nox, COV, pulberi) în atmosferă de la instalațiile de încălzire sau mijloace de transport</li> <li>• emisii de hexaflorură de sulf în atmosferă datorită neetanșeităților echipamentelor .</li> </ul>
Sonor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• zgomot produs de mijloacele de funcționarea echipamentelor și de transportul auto</li> </ul>
Socio-economic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutații de populație</li> </ul>

**Tabelul 6-2 Impacturile semnificative determinate de activitățile de exploatare – mentenanță al instalațiilor CN Transelectrica**

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor</li> <li>• defrișarea sistematică a vegetației</li> <li>• afectarea habitatului faunei sălbatice</li> <li>• obstacole în calea zborului păsărilor</li> <li>• potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări</li> </ul>
Electromagnetic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• efectele sonore și luminoase ale fenomenului corona</li> <li>• perturbații ale sistemelor de radio și televiziune</li> <li>• influențe asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea</li> <li>• efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii</li> </ul>
Vizual	<ul style="list-style-type: none"> <li>• afectarea peisajului</li> </ul>
Sonor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• zgomotele produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET</li> <li>• zgomot produs de fenomenul corona ( la LEA de foarte înaltă tensiune) sau de funcționarea echipamentelor și de transportul auto</li> </ul>
Psihic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET</li> </ul>



Chimic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice</li> <li>• poluarea aerului prin emisii de la centrale termice, mijloace auto, baterii de acumulare, hexaflorură de sulf</li> <li>• generarea de ozon și oxizi de azot prin efect corona la înaltă tensiune</li> </ul>
Mecanic	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pericol potențial de coliziune cu aparate de zbor</li> <li>• pericol de cădere în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri etc.</li> <li>• pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată</li> </ul>

## 6.2 Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei

Principalele reglementări naționale privind protecția mediului aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea RET sunt:

- Legea nr. 107/1996 – Legea apelor (modificată și completată de prin Legile nr.310/2004 și nr. 112 / 2006 );
- Legea nr. 655/2001 – Protecția atmosferei (aprobă O.U.G nr. 243/2000);
- Legea nr. 426/2001 – Regimul deșeurilor (aprobă O.G nr.78/2000, modificată și completată de OUG nr. 61 / 2006 și Legea nr. 27/2007);
- Legea nr. 360 / 2003 privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase;
- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195 / 2005 privind Protecția Mediului;
- Legea nr. 292 / 2007 pentru modificarea OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu;
- HGR 536/1997 Norme de igienă și recomandări privind mediul de viață al populației , cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 173/2000 – Reglementarea regimului de gestionare și control a bifenililor policlorurați și ale altor compuși similari , cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 235/2007– Gestionarea uleiurilor uzate;
- HGR nr. 1.057/2001 – Regimul bateriilor și acumulatorilor care conțin substanțe periculoase;
- HG nr. 118/2002 – Norme privind condițiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 856/2002 – Evidența gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase;
- HGR 124/2003 Prevenirea , reducerea și controlul poluării mediului cu azbest;
- HGR nr. 804 / 2007 privind controlul activităților care prezintă pericole de accidente majore în care sunt implicate substanțe periculoase;
- HGR 170 / 2004 – Gestionarea anvelopelor uzate
- HG 349/2005 – Depozitarea deșeurilor;
- HGR nr. 448 / 2005 – Deșeurile de echipamente electrice și electronice
- HGR nr. 992 / 2005 – Limitarea utilizării anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice;
- HGR 321/2005 privind evaluarea și gestionarea zgomotului ambiental, cu modificările și completările ulterioare;

- HGR nr. 621 /2005 – Gestionarea ambalajelor si a deseurilor de ambalaje, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR nr. 1.403 / 2007 privind refacerea zonelor în care solul, subsolul și ecosistemele terestre au fost afectate;
- HGR nr. 1.408 / 2007 privind modalitățile de investigare și evaluare a poluării solului și subsolului;
- HGR nr. 445 / 2009 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;
- OMAPM nr. 462 / 1993 pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare;
- OMAPPM nr. 278 / 1997 Metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosințele de apă potențial poluatoare;
- OUG nr. 89 / 1999 – Regimul comercial și introducerea unor restricții la utilizarea hidrocarburilor halogenate care distrug stratul de ozon;
- OUG nr. 243 / 2000 privind protecția atmosferei;
- OUG nr. 16/ 2001– Gestionarea deseurilor industriale reciclabile, cu modificările și completările ulterioare;
- OMAPM nr. 592/2002 pentru aprobarea Normativului privind stabilirea valorilor limita, a valorilor de prag și a criteriilor și metodelor de evaluare a dioxidului de sulf, dioxidului de azot și oxizilor de azot, pulberilor în suspensie [PM(10) și PM(2,5)], plumbului, benzenului, monoxidului de carbon și ozonului în aerul înconjurător;
- OMSP nr. 1.193 / 2006 pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz .
- OMEC nr.175/2005-privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protecție a mediului de către agenții economici cu activitate industrială, cu modificările și completările ulterioare;
- OMMGA nr. 927/2005 –Procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje și deșeuri de ambalaje;
- OUG nr. 195 / 2005 – Protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare ;
- OUG nr. 196 / 2005 – Fondul pentru mediu, cu modificările și completările ulterioare;
- OMMGA nr. 662 / 2006 privind aprobarea Procedurii și a competențelor de emitere a avizelor și autorizațiilor de gospodărire a apelor;
- OMMDD nr. 1.798 / 2007 pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu;
- OMM nr. 1026/2009 – privind aprobarea condițiilor de elaborare a raportului de mediu, raportului privind impactul asupra mediului, bilanțului de mediu, raportului de amplasament, raportului de securitate și studiului de evaluare adecvată
- OMMP nr. 135/2010 – privind aprobarea Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private;

Datorită intrării în UE regulamentele europene se aplică în țara noastră fără a mai fi transpuse în legislația națională.

Principalele regulamente europene aplicabile activității Transelectrica sunt următoarele:

- Regulamentul CE nr. 842/2006 privind anumite gaze fluorurate cu efect de seră
- Regulamentul CE nr. 1494/2007 de stabilire, în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 842/2006 al Parlamentului European și al Consiliului, a formei etichetelor și a cerințelor de etichetare suplimentare privind produsele și echipamentele care conțin anumite gaze fluorurate cu efect de seră

- Regulamentul nr. 1907/2006 al Parlamentului European și al Consiliului privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH), de înființare a Agenției Europene pentru Produse Chimice, de modificare a Directivei 1999/45/CE și de abrogare a Regulamentului (CEE) nr.793/93 al Consiliului și a Regulamentului (CE) nr. 1.488/94 al Comisiei, precum și a Directivei 76/769/CEE a Consiliului și a directivelor 93/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE și 2000/21/CE ale Comisiei

Principalele reglementări internaționale aplicabile sistemului de management de mediu sunt standardele din seriile: ISO 14000 și 19000;



În conformitate cu legislația națională de mediu, armonizată cu cea a UE, funcționarea rețelelor electrice de transport este permisă numai cu “autorizație de mediu” și de gospodărire a apelor . Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcții – montaj care schimbă specificațiile sau capacitatea obiectivului este necesară obținerea „avizului de mediu pentru planuri și programe”, “acordului de mediu” și a „avizului de gospodărire a apelor”. Aceste documente se emit de către autoritățile pentru protecția mediului, pe baza documentației de fundamentare depusă de titularul activității. Procesul de obținere al acestor aprobări de dezvoltare va fi mult mai lung pentru obiectivele care necesită exproprierea terenurilor și pentru cele care au impact transfrontalier (LEA, cablu submarin).

Acțiunea de obținere a “autorizațiilor de mediu” a atins, la finele anului 2009, o rată de 99.6%.

În perioada 2010 – 2014, în contextul apartenenței României la UE și al funcționării interconectate a RET cu sistemele similare ale ENTSO-E, vor fi necesare măsuri suplimentare pentru diminuarea impacturilor negative asupra mediului produs de construcția, mentenanța și funcționarea RET și pentru obținerea avizelor, acordurilor și autorizațiilor de mediu și de gospodărire a apelor.

### **6.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului**

- În perioada 2010 - 2014 și orientativ 2019, trebuie asigurată cu prioritate realizarea măsurilor stabilite de autoritățile pentru protecția mediului, atât cele cuprinse în “programele de conformare”, care constituie condiții de acordare a autorizațiilor de mediu/gospodărire a apelor, cât și cele rezultate în urma controalelor efectuate de autoritățile de reglementare și control pe amplasamentele Companiei;
- Documentațiile privind executarea lucrărilor de investiții și mentenanță vor conține un capitol referitor la protecția mediului cu cerințe legale, aspectele și impacturile de mediu și măsuri/acțiuni pentru eliminarea/reducerea impactului asupra mediului, care vor fi evidențiate fizic și valoric. Aceste măsuri vor fi prezentate într-un „Plan de management de mediu”, care va include acțiuni de reducere a impacturilor asupra mediului și de monitorizare a factorilor de mediu atât pe perioada demolării, construcției, exploatării/mentenanței precum și la dezafectarea acestora. Pentru fiecare acțiune va fi efectuată o evaluare a fondurilor necesare și se vor menționa înregistrările necesare;
- Evaluarea furnizorilor de servicii și lucrări ai Transelectrica S.A. va avea în vedere cerințele legale de protecție a mediului și cerințele standardelor privind managementul de mediu;

- Se va îmbunătăți managementul de mediu și în special managementul deșeurilor și al apelor uzate rezultate din activitățile Companiei;
- O atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate;
- În perioada 2010 - 2014 se va continua monitorizarea calității apelor uzate evacuate din stațiile electrice și se vor întreprinde acțiuni corective pentru încadrarea parametrilor acestora în limitele maxime admise la evacuare;
- În perioada 2010 - 2014 se va continua monitorizarea parametrilor câmpului electromagnetic, în special la LEA din zonele populate și măsurarea/monitorizarea zgomotului la limita stațiilor electrice;
- Se va continua îmbunătățirea funcționării sistemului de management de mediu, conform ISO 14001;
- În perioada 2010 - 2014 se va urmări certificarea sistemului de management de mediu conform EMAS ;
- Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu se va edita anual „Raportul de mediu” al Companiei și se va organiza anual simpozionul de mediu;
- Devizele generale pentru investiții/ mentenanță vor conține cheltuieli pentru protecția mediului;
- În vederea îmbunătățirii continue a performanțelor de mediu ale Companiei vor trebui folosite toate posibilitățile de informare și schimb de experiență în domeniul protecției mediului cu parteneri naționali și internaționali.

## 7. Situația actuală – Sinteză

După ce, în perioada 2000÷2008, cu excepția anului 2002, consumul brut intern a crescut anual cu 0,42% ÷ 4,47%, în anul 2009 consumul brut intern a scăzut cu 8,3% fata de anul 2008, ca urmare a crizei economice și financiare. Scăderile lunare au fost de 3,5%÷14,0%, comparativ cu luna similara a anului 2008. In perioada octombrie - noiembrie 2009, descreșterea consumului s-a mai redus, iar în luna decembrie s-a înregistrat o creștere cu 1,2%, față de decembrie 2008.

Referitor la structura pe resurse primare a producției de energie electrică, în 2009 se remarcă scăderea accentuată a contribuției centralelor electrice pe cărbune și hidrocarburi (scădere a producției cu 16%, respectiv 19% față de anul anterior) la acoperirea consumului. In 2009, producția centralelor eoliene a crescut cu 23,6%, comparativ cu 2008.

Adecvanța sistemului, estimată, conform metodologiei ENTSO-E, pentru a 3-a miercuri a lunii decembrie - ora 12 (ora 11 CET) a fost asigurată, capacitatea instalată în centrale fiind suficientă pentru acoperirea varfului de sarcină din decembrie și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN.

Consumul mare din București (atât iarna, cât și vara) conduce, în condiții de producție la nivelul prioritar, la congestii în special în zona de vest a Bucureștiului, dar și în cea de sud;

\* in zona de vest, situația s-a îmbunătățit după instalarea T3 400/110 kV 250 MVA în Domnești, dar pot apărea în continuare congestii la declanșări în rețeaua de 110 kV pe axa de 110 kV Bujoreni – Grozăvești;

\* in zona de sud, congestiile apar la declanșarea unuia din AT-urile 220/110 kV din stația București Sud.

Se constată, de asemenea, încărcarea mare, în apropierea puterii naturale, a circuitelor 1 și 2 ale liniei 220 kV București Sud - Fundeni, datorată consumului mare din București, atât vara cât și iarna.

Situația mai dificilă pe timp de vară este influențată de faptul că în această perioadă au loc opririle totale pentru revizii anuale în centralele cu termoficare.

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1970, la nivelul tehnologic al aceluia deceniu. Ca urmare, starea tehnică a RET a fost caracterizată printr-o durată de funcționare excesiv de mare stabilită prin legislația din anii 60-70, cât și de utilizarea la acea vreme a unor materiale de slabă calitate, dacă avem în vedere importanța echipamentelor și durata lor normală de funcționare.

Liniile electrice aeriene de 220 kV și 400 kV din sistemul național de transport au o vechime apropiată de durata normală de funcționare (32-48 ani – conform HG 2139/2004), cca. două treimi din acestea atingând deja durata de funcționare normală.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală, se constată că acestea au o sarcină relativ redusă, valori peste puterea naturală înregistrându-se pe LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap, datorită atât exportului României, cât și circulațiilor paralele datorate tranzacțiilor între partenerii externi

Se constată încărcarea mare, în apropierea puterii naturale a circuitelor 1 și 2 ale liniei 220 kV Porțile de Fier-Resița, atât iarna cât și vara, datorată:

1. Consumului mare din zona Resița, (inclusiv marii consumatori industriali Siderurgica Resița și Ductil Steel);
2. Producției mari în CHE Porțile de Fier în perioada debitelor mari pe Dunare;
3. Circulațiilor în buclă asociate cu producțiile relativ mici în CTE Mintia (1 sau 2 grupuri), CTE Iernut și funcționarea cu două grupuri la CHE Raul Mare.

Se constată încărcarea în apropierea puterii naturale a următoarelor elemente de rețea:

- axa 220kV Iernut-Ungheni-Fantanele, pe timp de iarna, datorită contribuției la alimentarea zonei delimitate de secțiunea S5 (Moldova) deficitare;
- liniile 220kV Slatina-Craiova, Craiova-Ișalnița circuitele 1 și 2, Ișalnița-Grădiște, datorită evacuării puterii generate în CET Ișalnița;
- liniile 220kV Lacu Sărat-Filești -Barboși, pe timp de vară, datorită puterii mici generate în CET Galați și tranzitului către zona deficitară delimitată de secțiunea S5 (Moldova);

În condițiile indisponibilizării a două LEA 400kV din zona CNE Cernavodă (de ex. LEA 400kV Constanta N - Cernavodă și LEA 400kV Gura Ialomiței-Lacu Sărat), criteriul N-1 se îndeplinește numai în situația limitării deficitului zonei Constanța-Medgidia -Tulcea;

În stația Barboși nu se respectă criteriul N-1 pentru alimentarea Mittal Steel la retragerea unei linii 220kV de pe axa Filești – Barboși - Focșani Vest, sau la declanșarea unui AT 220/110kV Barboși. Consumul rămâne alimentat dacă grupurile din CET Galați se insularizează; trebuie preluat pe stația Smârdan. Concluzia e valabilă atât iarna cât și vara.

În stația Bradu, în condițiile retragerii unei bare de 220 kV, deși se buclează rețeaua de 110kV din zona Stupărei - Râureni și Arefu – Bradu – Pitești, pentru rezervarea alimentării zonelor, la declanșarea celeilalte bare, trebuie limitat schimbului de putere al zonei cu restul SEN la maximum 200 MW - evacuare de putere și maximum 150MW – deficit.

La indisponibilizarea unui echipament de 400 kV, linie sau transformator, în stația Oradea, în condiții de producție scăzută în CET Oradea Vest, este necesară buclarea rețelei de 110kV și aplicarea mecanismului de management al congestiilor prin încărcarea unor grupuri în CHE Remeți, Munteni sau Lugașu.

În rețeaua de transport a SEN există 3 zone în care nu se respectă criteriul determinat de dimensionare N-1 și anume:

- zona Portile de Fier, unde în programarea regimurilor cu retrageri se pun în funcțiune anumite automatizări, cu declanșări de grupuri în CHE Portile de Fier 1 corelat cu menținerea interconexiunii;
- zona CHE Lotru pentru cele două circuite ale LEA 220 kV Lotru – Sibiu de evacuare a puterii;
- zona Barboși, la retragerea unei LEA de 220kV din două în stația 220kV Barboși.

În cazul indisponibilizării uneia din liniile de 400 kV care asigură alimentarea zonei Constanța – Medgidia – Tulcea, criteriul N-1 nu este satisfăcut în anumite perioade, putând fi necesară limitarea deficitului zonei.

În stația Pelicanu, la retragerea de lungă durată a unei linii de 400kV sau a unui T 400/110 kV și declanșarea altui echipament, linie sau transformator, nu se respectă criteriul N-1.

Retehnologizarea stației Gutinaș și transformarea ei în stație cu 1½ întreruptoare pe circuit a condus la respectarea criteriului N-1. În schema anterioară, acesta nu era satisfăcut în cazul retragerii unei bare de 220kV, atunci când declanșa cealaltă.

Funcționarea descărcată a rețelei electrice determină niveluri de tensiune relativ ridicate în RET. Pentru menținerea tensiunilor în banda de valori admisibile este necesară conectarea tuturor bobinelor disponibile în regimurile de gol de sarcină, . De asemenea, la reglajul tensiunii este necesară și funcționarea unor generatoare în capacitiv și deconectarea unor LEA 400 kV slab încărcate.

Valorile NTC în interfața României pot varia pe parcursul anului între 20-100%, sub influența unor factori ca :

- Retragerea a unor linii electrice de interconexiune și linii interne care influențează valorile NTC;
- Diferența de temperatură sezonieră;
- Producția în CHE Portile de Fier și Djerdap, în special în perioada de vară;
- Efectul limitator al pieții de energie asupra utilizării de către OTS a redispecierării pentru mărirea NTC.

Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime anuale de schimb din SEN:

- Punerea în funcțiune a LEA 400kV Nădab-Bekecsaba în decembrie 2009, cu efect pozitiv asupra capacității de schimb prin interfața României și interfața compusă România+Bulgaria;
- Punerea în funcțiune a LEA 400kV Cervena-Mogila-Stip (BG-MK) ducând la creșterea capacității de schimb prin interfața compusă România+Bulgaria;
- Mărirea reglajelor de vară a unor protecții de suprasarcină pe LEA din Serbia în 2009, cu efect pozitiv asupra capacității de export a SEN;
- Desfășurarea programelor de retnologizare în Gădălin (2009-2010), cu efect negativ asupra capacității de import a SEN;

- Reducerea exportului Bulgariei în urma închiderii în 2007 a unor unități din CNE Kozlodui, cu efect negativ asupra NTC de import pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria cât și NTC de export pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria, și determinând modificarea distribuției NTC pe granițele cu Serbia și Bulgaria;
- Mărirea de către Grecia a reglajului DASP pe LEA400kV Blagoevgrad-Thessaloniki, și acceptarea de valori NTC asigurate cu acționarea corectivă post-event a DASP în N-1, cu efect pozitiv asupra capacității de schimb prin interfata de export România+Bulgaria.

Programele de export la varf de sarcină au ocupat în medie 44% din NTC de export, față de 83% în 2008. În toamna 2009 se observă mai multe subperioade cu sold import.

Se observă creșterea capacității de schimb disponibile pe granițele SEN, dar scăderea gradului de utilizare a acestei capacități în 2009 față de 2008.

Ca urmare a aplicării principiilor mentenanței bazate pe fiabilitate și introducerii unor echipamente moderne performante prin acțiunile de rețehnologizare întreprinse, se observă tendința de îmbunătățire în ultimii ani a indicatorilor de performanță ai serviciului de transport privind continuitatea alimentării. Totuși, în 2009 numărul de incidente a fost mai mare față de ultimii trei ani anteriori. Incidentele produse în RET nu au afectat continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate.

Ca urmare a scăderii volumului energiei transportate, pierderile în RET au crescut ca valoare procentuală, de la 2,25% în 2008, la 2,50% în 2009.

Nivelul curenților de scurtcircuit în stațiile de 400 și 220kV este sub valoarea curenților de rupere a întreruptoarelor. Excepția din stația 220kV Mintia, unde a fost necesară funcționarea cu cupla deconectată în schema cu toate echipamentele în funcțiune s-a remediat prin rețehnologizarea stației.

În cazul conectării tuturor cuplelor la 110 kV, în unele stații de 110 kV valoarea curenților monofazați de scurtcircuit depășește 31,5 kA – actuala capacitate a aparatului, ceea ce impune limitări asupra schemelor de funcționare acceptabile.

Se constată că puterea admisibilă prin secțiunile caracteristice ale RET este determinată de limitele termice ale echipamentelor sau de atingerea valorilor minime admisibile ale tensiunii și nu de atingerea limitelor de stabilitate statică.

Din analizele efectuate referitor la verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie a SEN în ipoteza funcționării interconectate, a rezultat că stabilitatea tranzitorie se asigură în general cu actualele echipamente, cu unele excepții. Pentru rezolvarea acestora, este necesară rețehnologizarea stațiilor: 220 kV Alba Iulia, 400 kV Smârdan, Domnești, Pelicanu.

Rețeaua din Dobrogea impune limitări de putere la funcționare cu 2 unități în CNE și scheme cu 2 retrageri de linie în zonă, pentru asigurarea stabilității tranzitorii și a admisibilității regimului post-avarie. Este necesară dezvoltarea rețelei din Dobrogea.

Lipsa teleprotecției pe LEA 400kV poate fi periculoasă pentru stabilitatea CNE, CET Palas, CET Brăila și CET Galați în scheme cu retrageri. În vara 2010 s-a pus în funcțiune teleprotecția pe LEA 400kV București Sud –Gura Ialomiței și București Sud-Pelicanu. Este necesară echiparea cu teleprotecții a tuturor LEA 400kV din zonă și instalarea terminalelor pentru activarea teleprotecțiilor pe LEA 400kV Smârdan-Lacu Sarat și Smârdan-Gutinaș, conectate în stații rețehnologizate.

Problema stabilității pe termen mediu a CHE Lotru se rezolvă prin echiparea grupurilor cu sistem nou de excitație cu PSS. Există în continuare o problemă de stabilitate pe termen scurt, care face necesară impunerea unei limite de producție. Sunt în discuție măsuri automate care se pot încorpora prin sistemul SCADA al stației 220kV Lotru.

La punerea în funcțiune a grupului cu ciclu combinat din CET Bucuresti Vest, scade timpul critic pe barele 110kV Domnești. Este necesară re tehnologizarea stației Domnești.

Există scheme cu 2 retrageri simultane în Porțile de Fier+Djerdap și interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea zonei și a interconexiunii, și care impun coordonarea retragerilor cu producția din Portile de Fier și Djerdap și cu excedentul în secțiuni de interconexiune. Acest aspect va fi ameliorat prin:

- Realizarea axei de 400kV Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad;
- Realizarea unei noi LEA 400 kV de interconexiune cu Serbia.

La scurtcircuite în rețeaua apropiată de stația 220 kV Alba Iulia, se pierde stabilitatea generatoarelor din CHE Gâlceag, CHE Șugag și CTE Mintia. Acest aspect va fi ameliorat prin:

- Dotarea cu echipamente de comutație și protecție performante a stației de 220 kV Alba Iulia;
- Dotarea cu instalații de teletransmisie a următoarelor linii:
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești;
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia;
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Gâlceag;
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag.

## **8. Prognoza balanței de producție-consum pentru Planul de perspectiva al RET - perioada 2010-2014-2019**

### **8.1. Principii generale**

Având în vedere faptul că separarea sectoarelor de producție, furnizare, transport și distribuție a introdus un grad mare de incertitudine a operatorilor de rețea asupra evoluției viitoare a producției și consumului, atât din punct de vedere al volumului, cât și al localizării geografice, adecvanța rețelei este analizată pentru un scenariu de bază și câteva scenarii alternative.

Scenariile utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RET sunt elaborate de Transelectrica, pornind de la informațiile disponibile de la Ministerul de resort, institutele de prognoză, utilizatorii RET, alte părți interesate și de la OTS europeni.

**Scenariul de bază** reprezintă prognoza de consum, sold și acoperire a acestora cu producție, cea mai credibilă în contextul informațiilor deținute la momentul elaborării și corespunzătoare, din punct de vedere al solicitării rețelei, unui număr cât mai mare de scenarii posibile. De exemplu, dacă sunt în curs de investigare două proiecte de centrale termoelectrice la Galați și un proiect la Brăila și se estimează că numai unul din acestea va fi finalizat în orizontul de timp analizat, se introduce în scenariul de bază unul dintre proiecte, considerându-se că rețeaua de evacuare a puterii din Dobrogea va fi solicitată asemănător de oricare dintre ele. Eventuale întăriri locale, dependente de localizarea exactă a proiectului sunt stabilite în momentul în care proiectul devine ferm.



Pentru scenariul de bază, se modelează palierele caracteristice de consum (VSI, VDV, GNV), pentru fiecare orizont de timp analizat: anul curent + 5 ani și anul curent + 10 ani. Pentru regimul de sarcină minimă, se modelează golul de noapte de sărbătoare vara. Golul extrem, de Paști, pentru care se iau măsuri excepționale de operare, se modelează pentru studii speciale, de exemplu de dimensionare a capacităților de compensare a puterii reactive.

**Scenariile alternative** au în vedere ipoteze diferite față de scenariul de bază, în ceea ce privește:

- rata de creștere a consumului;
- valoarea schimbului de energie electrică și putere cu alte sisteme;
- instalarea de capacități de producție noi și retragerea din exploatare a celor existente.

Se modelează un număr rezonabil de scenarii alternative, la anumite paliere de sarcină, care completează concluziile analizei efectuate pentru scenariul de bază.

Aceste scenarii au rolul:

- de a evalua adecvarea soluțiilor de dezvoltare față de mai multe evoluții posibile în sistem;
- de a oferi criterii de ajustare ulterioară a planului de dezvoltare în funcție de evoluțiile din sistem.

### **Modelul sistemelor interconectate cu SEN**

Studiile de sistem se realizează pe modele ale SEN interconectat cu sistemul ENTSO-E.

Modelele se realizează prin unirea modelului SEN, realizat de Transelectrica, cu modelul sistemelor externe realizat în cooperare de OTS europeni. Modele externe utilizate de Transelectrica în studiile pentru Planul de perspectivă se realizează prin colaborare:

- în cadrul ENTSO-E;
- în cadrul proiectului SECI.

Se realizează modele pentru calcule de regim staționar și modele pentru calcule de regim dinamic.

## **8.2. Prognoza consumului de energie electrică în SEN**

În Planul de perspectivă anterior, prognoza consumului s-a bazat pe “Strategia Energetică a României pentru perioada 2007- 2020”, document elaborat de MEF și aprobat prin HG nr. 1069/2007, precum și pe tendințele din acel moment ale evoluției economiei românești, având ca obiectiv principal realizarea unei dezvoltări durabile a sectorului energetic și integrarea industriei energetice în piața de energie europeană. Pentru perioada 2008 – 2017, fuseseră preconizate un ritm mediu anual de creștere a PIB de 5,7% și trei scenarii de creștere a consumului final de energie electrică: mediu (creștere 3,2%), minim (creștere 2,3%) și maxim (creștere 3,4%).

Pentru Planul de perspectivă actual, prognoza consumului de energie electrică în perioada 2010 – 2019 a fost revizuită, având în vedere criza financiară și economică ale cărei efecte au început să fie simțite în anul 2008. S-au avut vedere prognoze disponibile în cursul anului 2009 (elaborate de OECD, Banca Mondială, Comisia Europeană, BCR) și în principal prognoza elaborată de Comisia Națională de Prognoză, care a estimat în lunile aprilie și apoi noiembrie 2009 următoarea evoluție a PIB pentru următorii cinci ani:

Tabelul 8.1 [%]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
aprilie 2009	-4.0	0.1	2.4	3.7	4.4	
noiembrie 2009	-7.7	0.5	2.4	3.7	4.4	5.2
noiembrie 2010	-7.1	-1.9	1.5	3.9	4.5	4.7

Reevaluarea de către CNP a prognozei în noiembrie 2010 prevede un ritm mai lent de revenire a economiei față de prognozele anterioare.

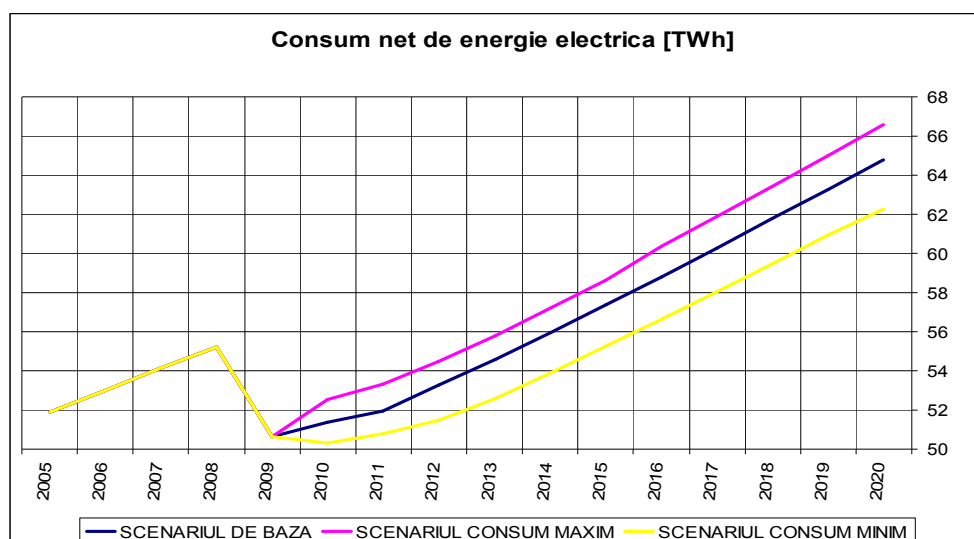
Coralat cu previziunile disponibile, Transelectrica a luat în considerare trei scenarii, diferențiate prin ratele de modificare anuală a consumului anual de energie electrică (în special în prima perioadă: 2009-2012) și prin valorile soldului.

Valorile consumului și producției nete de energie electrică, ale puterii nete la vârf (VSI) și ritmurile de creștere a consumului de energie considerate în scenariile analizate sunt prezentate în tabelul 8.2:

Tabelul 8.2

Evoluția balanței de energie electrică a României în perioada 2010 - 2014 - 2020																	
	U.M.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		realizari						prognozat									
<b>SCENARIUL CONSUM MAXIM</b>																	
Consum intern net anual	TWh	51.9	53.0	54.1	55.2	60.6	52.5	53.3	54.5	55.8	57.2	58.6	60.4	61.9	63.4	65.0	66.6
ritm anual consum	%	2.3	2.2	2.1	2.0	-8.3	3.7	1.50	2.2	2.4	2.5	2.5	3.0	2.5	2.5	2.5	2.4
Sold export-import anual	TWh	2.9	4.2	2.1	4.4	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.5	4.5	4.5	4.5
Productie neta anuala	TWh	54.8	57.4	56.4	59.8	53.3	55.0	56.3	57.5	58.8	60.2	62.6	64.4	66.4	67.9	69.5	71.1
Consum net la varf *	MW	8102	8151	8681	8589	8247	8183	8330	8527	8801	9078	9334	9670	10000	10315	10573	10862
Productie neta la vfarful de consum**	MW		8846	9285	9406	8825	8733	8880	9077	9351	9628	9934	10270	10650	10965	11223	11512
Sold export-import la vf. de consum	MW		695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	600	650	650	650
<b>SCENARIUL DE BAZA</b>																	
Consum intern net anual	TWh	51.9	53.0	54.1	55.2	60.6	51.4	52.0	53.3	54.6	56.0	57.4	58.8	60.3	61.8	63.3	64.8
ritm anual consum	%	2.3	2.2	2.1	2.0	-8.3	1.4	1.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4
Sold export-import anual	TWh	2.9	4.2	2.1	4.4	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Productie neta anuala	TWh	54.8	57.4	56.4	59.8	53.3	53.9	55.0	56.3	57.6	59.0	61.4	62.8	64.3	65.8	67.3	68.8
Consum net la varf *	MW	8102	8151	8681	8589	8247	8000	8120	8336	8612	8883	9134	9410	9720	10044	10336	10619
Productie neta la vfarful de consum**	MW		8846	9285	9406	8825	8550	8670	8886	9162	9433	9734	10010	10370	10694	10986	11269
Sold export-import la vf. de consum	MW		695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	650	650	650	650
<b>SCENARIUL CONSUM MINIM</b>																	
Consum intern net anual	TWh	51.9	53.0	54.1	55.2	60.6	50.3	50.8	51.5	52.6	53.9	55.2	56.6	58.0	59.5	60.9	62.3
ritm anual consum	%	2.3	2.2	2.1	2.0	-8.3	-0.7	1.00	1.3	2.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.2
Sold export-import anual	TWh	2.9	4.2	2.1	4.4	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Productie neta anuala	TWh	54.8	57.4	56.4	59.8	53.3	52.8	53.2	53.9	55.0	56.4	57.7	59.6	62.0	63.5	64.9	66.3
Consum net la varf *	MW	8102	8151	8681	8589	8247	7835	7937	8052	8294	8556	8798	9060	9350	9674	9955	10207
Productie neta la vfarful de consum**	MW		8846	9285	9406	8825	8385	8487	8602	8844	9106	9398	9660	10000	10324	10605	10857
Sold export-import la vf. de consum	MW		695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	650	650	650	650
* exclusiv consumul propriu al centralelor electrice, inclusiv pierderile în rețele - valori instantanee la ora fixa																	
** exclusiv consumul propriu al centralelor electrice - valori instantanee la ora fixa																	

Fig. 8.1



Rețeaua se dimensionează pentru a face față solicitărilor maxime așteptate în situații normale. Pornind de la valorile de mai sus, au fost estimate valorile consumului la palierele caracteristice, caracterizate de valori extreme ale circulațiilor în rețea.

S-au modelat și analizat regimurile de funcționare pentru:

- consumul maxim în SEN, înregistrat la vârful de seară iarna (VSI);
- vârful de dimineață vara (VDV), pentru verificarea rețelei în zonele unde consumul de vară are valori apropiate celui de iarnă, iar centralele cu termoficare își reduc sezonier puterea (ex: București);
- golul de noapte vara (GNV), pentru evacuarea puterii din zonele excedentare.

Principalii parametri caracteristici privind consumul de energie electrică estimați pentru perioada 2010–2019 sunt prezentați în Tabelul 8.3.

Tabelul 8.3

	2009 realizat	2010	2014	2019
Consumul net (la consumatorul final de energie electrică) [TWh]	*	45,9	50,0	56,4
Consumul intern brut de energie electrică, (inclusiv pierderile în rețele) [TWh]	50,8**	51,4	56,0	63,3
Pierderi în rețelele electrice [TWh]	*	5,5	6,0	6,9
Producția netă de energie electrică [TWh]	53,3	53,9	59,0	67,3
Consum intern brut (inclusiv pierderile în rețele) – puterea la vârf [MW]	8247	8000	8883	10336
Durata de utilizare a puterii maxime[h/an]	6140	6419	6300	6120

\* lipsă date

\*\* inclusiv consumul pentru pompaj 0.161 GWh

## **Evoluția consumului de energie și putere electrică în profil teritorial în anii 2010, 2014 și orientativ 2019**

În baza Legii Energiei Nr. 13/ 2007 (art.16), Codului Tehnic al RED (art. 5.1.3, 5.2.2, 5.4.1) și prevederilor Codului Tehnic al RET, Transelectrica a solicitat prognoze de consum de la S.C ELECTRICA S.A., FDEE “Electrică Distribuție Muntenia Nord”, ENEL Distribuție Muntenia, FDEE “Electrică Distribuție Transilvania Sud”, FDEE “Electrică Distribuție Transilvania Nord”, CEZ Distribuție Oltenia, ENEL Distribuție Dobrogea, ENEL Distribuție Banat, E.oN Distribuție Moldova. S-a solicitat, atât pentru consumatorii existenți, cât și pentru cei noi cunoscuți, prognoza de consum la palierul curbei de sarcină VSI, VDV și GNV, pentru etapele 2010, 2014 și 2019.

Deoarece unii operatori au comunicat faptul că nu realizează prognoze, iar alții au transmis prognoze caracterizate prin creșteri foarte mari ale consumului, necredibile în contextul situației economice din prima perioadă a orizontului analizat, Transelectrica a elaborat o prognoză proprie, aplicând următoarele premise și metode:

- consumul total al SEN și al majorității filialelor de distribuție va reveni la valori apropiate de cele din 2008 în anii 2013-2014;
- consumul la etapele 2014 și 2019 al filialelor de distribuție care au transmis prognoze plauzibile va fi apropiat de valorile transmise;
- consumul la etapele 2014 și 2019 al filialelor de distribuție care au transmis prognoze nerealiste va avea valori coerente cu valorile anterioare și cu ritmul de creștere estimat pe SEN;
- suma între consumurile filialelor de distribuție, inclusiv pierderile în rețele, consumurile consumatorilor racordați direct la rețeaua de transport și pierderile în RET trebuie să fie egală cu valoarea estimată a consumului total al SEN din Tabelul 8.2.

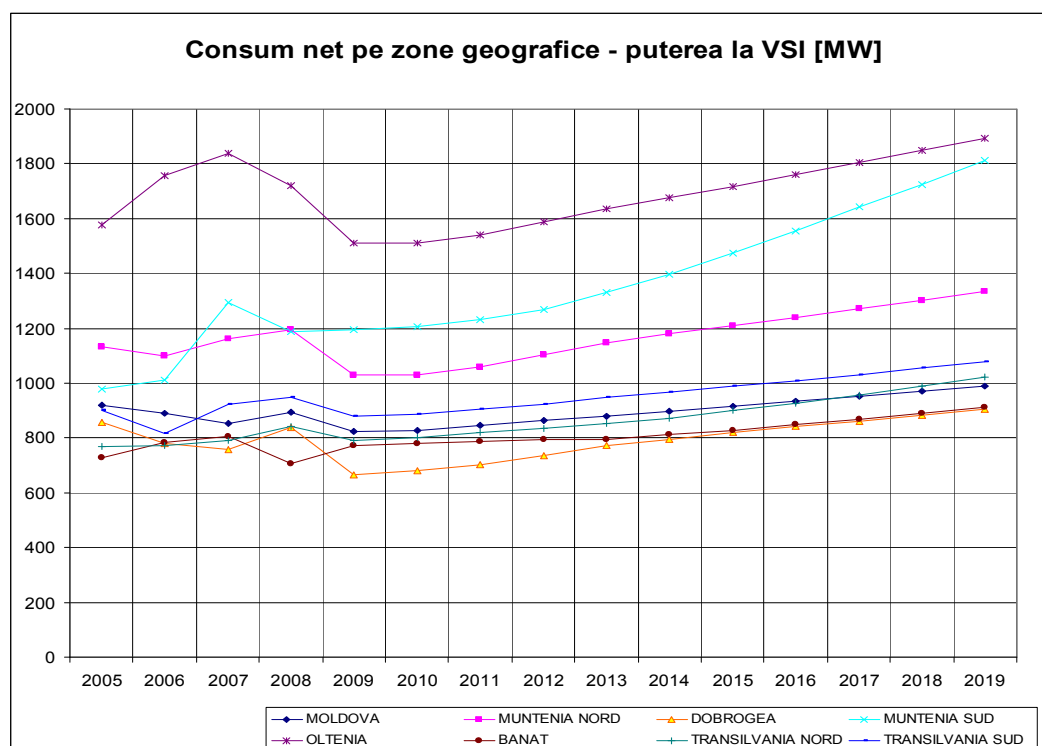
În unele centre urbane (București, Brașov, Cluj, Timișoara, Constanța, Tulcea), s-a avut în vedere creșterea consumului peste ritmul de creștere la nivel național, ținându-se seama de anunțurile unor operatori de distribuție și solicitările de avize tehnice de racordare.

În București, este preconizată creșterea consumului cu o rată mai accentuată. S-au înregistrat creșteri ale consumului de 8% în 2006 față de 2005, 18% în 2007 față de 2006, iar ENEL Distribuție Muntenia Sud a prognozat o creștere în următorii zece ani mai rapidă față de media pe țară.

În zona Constanța-litoralul Mării Negre, se prognozează de asemenea o creștere mai accentuată a consumului.

Evoluția consumului de energie electrică în cele opt zone geografice care corespund celor opt filiale de distribuție, pentru scenariul de bază - palierul VSI, este prezentată în figura 8.2.

Fig. 8.2



În modelele de calcul utilizate pentru planificarea RET sunt reprezentate toate stațiile de 220 kV și 400 kV și stațiile de 110 kV din rețeaua buclată. De aceea, prognoza de consum trebuie realizată pentru fiecare stație din model.

În general, consumul prognozat pe zone se repartizează pe stații proporțional cu valorile consumului măsurate în anii anteriori, în acele stații, la palierele caracteristice.

În fiecare an, filialele de distribuție realizează și transmit la Transelectrica măsurători de consum în stații, la palierele curbei de sarcină VSI, VDV și GNV. Deoarece vârful de consum se produce într-o zi și la o oră care nu pot fi prevăzute, citirile în stații pentru palierele caracteristice se realizează după următoarea regulă:

- VSI – vârf de seară iarna, a-3-a miercuri din ianuarie, ora 19;
- VDV – vârf dimineață vara, a 3-a miercuri din iulie, ora 12;
- GNV – gol de noapte vara, luni înainte de a 3-a miercuri din iulie, ora 3 a.m..

Pentru prognoza consumului pe stații la vârful de iarnă anual, vârful de vară anual și golul de vară anual, valorile măsurate în anul de referință anterior perioadei pentru care se realizează prognozele sunt amplificate cu un coeficient de proporționalitate, astfel încât, la însumare, să se obțină valorile consumului total prognozat.

În cazul în care există informații despre modificări semnificative ale consumului în anumite stații, ca urmare a apariției unor consumatori noi sau amplificării/ diminuării activității unor mari consumatori, acestea sunt luate în considerare.

În Anexa C-1 se prezintă prognoza consumului de energie electrică pentru perioada 2014 și 2019 pe stații și SDFEE.

### 8.3. Prognoza soldului schimburilor de energie electrică

În scenariul de bază s-au considerat valori de ordinul celor realizate în perioada anterioară: export de 550 MW în primii cinci ani de prognoză și o creștere până la 650 MW în următorii cinci ani.

În scenariile alternative în care se consideră producții mai mari în centrale eoliene sau în grupuri termoelectrice, care nu au rezultat ca participante la acoperirea curbei de sarcină interne în scenariul de bază, valoarea exportată se mărește corespunzător, până la echilibrarea balanței.

### 8.4. Prognoza evoluției parcului de producție

La solicitarea Transelectrica, producătorii au comunicat, fără a declara un angajament ferm, intențiile de re tehnologizare sau casare a unităților existente și de instalare de grupuri noi.

Pentru perioada 2010 ÷ 2019 s-a luat în considerare un program de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice la atingerea duratei de viață, sau datorită eficienței scăzute și neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând 2578 MW putere netă disponibilă, dintre care 1181 MW până în 2014 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante.

În aceeași perioadă, s-a considerat că vor intra în re tehnologizare grupuri termoelectrice de condensatie de 330 MW sau 210 MW pe lignit și huiță, însumând puteri nete disponibile de 1095 MW, urmărindu-se prelungirea duratei de viață, încadrarea în cerințele Uniunii Europene de protecție a mediului (prin montarea de instalații de desulfurare a gazelor de ardere și a arzătoarelor pentru reducerea emisiilor de NOx) și creșterea puterii disponibile a acestora la 1364 MW. La acestea se adaugă repunerea în funcțiune a unor grupuri intrate anterior în reabilitare, cu o putere netă disponibilă preconizată de 589 MW.

Programele menționate sunt o consecință a faptului că 80% din grupurile termoenergetice au durată de viață normată depășită. Până în prezent, s-au realizat re tehnologizări și/sau modernizări pentru grupuri termoelectrice totalizând o putere instalată de circa 1.800 MW, însă foarte puține grupuri sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care să le permită încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană (UE). În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite de la instalațiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice care rămân în funcțiune după anul 2014 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, conform informațiilor transmise de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă estimată la circa 3900 MW.

Proiectele anunțate sunt însă incerte, în special în contextul în care sectorul de producție urmează a fi reorganizat la începutul perioadei analizate.

În această situație, au fost luate în considerare două scenarii:

- **Scenariul conservator (A)** - ia în considerare punerile în funcțiune considerate sigure și retragerile definitive din exploatare așteptate în perioada analizată.

TACC 2x305 + 1x315 MW OMV Brazi s-au considerat ca unități noi instalate la orizontul 2014.

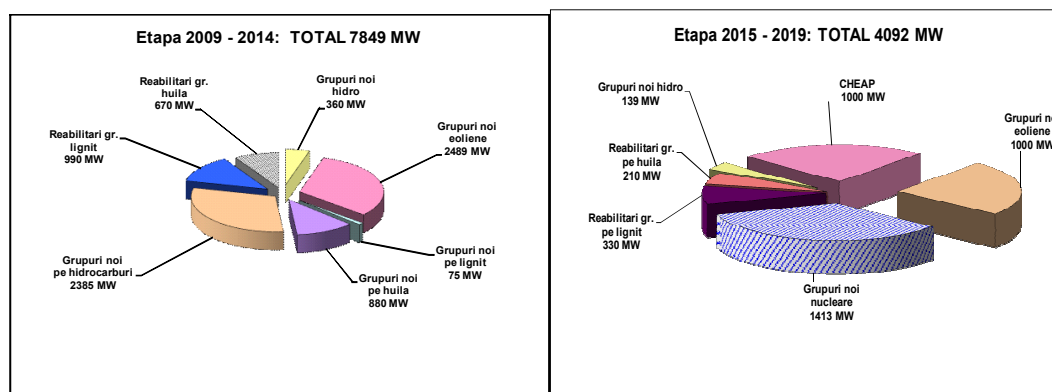
- **Scenariul de bază – estimarea OTS (B) - ia în considerare evoluția parcului de producție avută în vedere în scenariul A și punerile în funcțiune considerate credibile pe baza informațiilor disponibile OTS.**

Proiectele de reabilitare și grupuri noi care au fost considerate în perioada analizată sunt prezentate în figura 8.3 și includ, ca grupuri noi:

- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție;
- finalizarea grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
- instalarea de grupuri noi de condensare (ciclu combinat pe gaze naturale și grupuri cu tehnologii curate pe huiă);
- grupuri cu turbine cu gaze cu recuperare de căldură, pe gaze naturale.

S-a avut în vedere și intenția de instalare a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj cu 4 grupuri de 250MW fiecare.

Fig.8.3. Program de reabilitare capacități de producție și instalare de capacități noi



În Anexa C-2 sunt prezentate programele de reabilitări, conservări, casări, ca și punerile în funcțiune de grupuri noi luate în considerare în scenariul de bază în vederea analizării necesităților de dezvoltare a RET, anul apariției lor prezumate și puterea netă disponibilă prezumată.

#### Evoluția parcului de centrale electrice eoliene

Un element caracteristic etapei în care s-a elaborat Planul de perspectivă este interesul mare pentru punerea în valoare a surselor regenerabile de energie: biomasă, energia hidro în CHE cu puteri mici, solară și în special energia eoliană.

Ca o consecință a oportunităților deschise de legislația în vigoare și în special de sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie instituit prin Legea 220/2008, modificată și completată prin Legea 139/2010, au fost depuse la Transelectrica și la operatorii de distribuție un mare număr de solicitări de avizare de soluții de racordare la rețea de centrale eoliene, însumând, până la sfârșitul lunii martie 2010, circa 30.000 MW. În cea mai mare parte, aceste proiecte sunt localizate în Dobrogea, Moldova și în mai mică măsură Banat.

**Având în vedere cererea de consum din SEN și efortul investițional implicat, este de așteptat ca numai un procent relativ mic din aceste proiecte să se concretizeze. Pentru a stabili necesitățile reale de transport în următorii zece ani, trebuie ținut seama de posibilitățile de echilibrare a balanței producție-consum în SEN, ținând seama de caracteristicile tehnice ale grupurilor care formează parcul de producție.**

Analizele de dezvoltare a RET pe orizontul de zece ani au avut în vedere în scenariul de bază următoarele ipoteze privind volumul de putere instalat în centrale electrice eoliene:

- la etapa 2014: Pinst = 2500 MW;
- la etapa 2019: Pinst = 3500 MW.

Directivele Uniunii Europene care vizează combaterea modificărilor climatice și promovarea utilizării surselor regenerabile de energie au ca ținte reducerea cu 20% față de 1990 a emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea cu 20% a eficienței și o pondere de 20% a energiei din surse regenerabile în consumul total de energie, la nivelul UE, pâna în 2020.

Participarea României la această foaie de parcurs este susținută prin *Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie* (modificată și completată prin *Legea 139/2010*), care a fixat țintele naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică în perspectiva anilor 2010, 2015 și 2020 la 33%, 35% și, respectiv, 38%.

La data finalizării studiilor de sistem care au stat la baza Planului de perspectivă, era în curs de elaborare *Planul național de acțiune pentru energie regenerabilă* (PNAER) elaborat de Guvern privind țintele naționale pentru atingerea țintelor fixate la nivelul UE prin pachetul legislativ adoptat în aprilie 2009. În PNAER (Tabelul 5.7 b) au fost estimate valori mai mari pentru puterea instalată în centrale bazate pe tehnologii de producere a energiei electrice din surse regenerabile, estimându-se pentru 2020 4000 MW instalați în centrale electrice eoliene.

Au fost analizate, din punct de vedere al influenței asupra necesităților de dezvoltare a RET, scenariile suplimentare privind evoluția parcului de producție, derivate din scenariul de bază, incluzând:

- centrale termoelectrice noi la Brăila (880 MW) sau/și Galați (800 MW), Fântânele (250 MW)
- volume diferite de puteri instalate în centrale eoliene în Dobrogea, Moldova și Banat.

În cazul în care se vor instala puteri mai mari în centrale electrice eoliene, conform ultimelor estimări din PNAER sau chiar peste acestea, necesitățile de dezvoltare a rețelei vor fi mai mari, o influență decisivă având în acest sens localizarea geografică a noilor centrale, asupra căreia operatorul de rețea nu are putere de decizie sau informații cu suficient timp înainte.

### **8.5. Prognoza adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2010-2014-2019**

Parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate stările staționare în care se poate afla sistemul în condiții normale.

Pentru evaluarea în perspectivă, s-a verificat această capacitate pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european de ENTSO-E.



Conform acestei metodologii, se consideră că, pentru acoperirea în condiții de siguranță a cererii, este necesar să existe în sistemul electroenergetic o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, mai mare decât puterea consumată estimată la vârful de consum.

Colectarea de date măsurate și analizele de balanță și de regim de funcționare se realizează pentru consumul înregistrat la anumite momente caracteristice, considerate reprezentative pentru perioada analizată. Pentru analiza adecvanței se ia însă în considerare valoarea extremă (maximă) a consumului în sezonul respectiv, adăugându-se la valoarea de referință diferența până la vârful maxim sezonier.

Față de această valoare estimată maximă a consumului, este necesar să mai fie asigurată o capacitate de producție suplimentară liberă, pentru a face față, în cel puțin 99% din cazuri, evenimentelor neașteptate care pot afecta consumul sau producția. Se estimează că, la nivelul ENTSO-E sau al unor regiuni europene cuprinzând mai multe țări, capacitatea suplimentară este suficientă dacă atinge 5% din capacitatea de producție netă totală. Deoarece dimensiunea și frecvența evenimentelor neașteptate depinde de structura parcului de producție și de caracteristicile și indicatorii de fiabilitate ai grupurilor generatoare, capacitatea suplimentară necesară în fiecare sistem diferă fiind în general cuprinsă între 5-10%.

Pentru SEN, se consideră satisfăcătoare o capacitate suplimentară de 10% din capacitatea de producție netă. Această valoare are tendința de micșorare în timp, pe măsură ce indicatorii de fiabilitate ai grupurilor disponibile în sistem se vor îmbunătăți prin casarea grupurilor vechi neperformante, prin reabilitarea unor grupuri existente și prin instalarea unor grupuri noi cu performanțe ridicate.

Pentru ca parcul de producție să poată asigura puterea disponibilă conform celor de mai sus, este necesar ca puterea instalată să fie semnificativ mai mare, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale ale disponibilității din diferite cauze.

De asemenea, trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă operațională. În prezent, aceasta este dimensionată pentru echilibrarea rapidă a balanței la variațiile continue ale consumului și la declanșarea neașteptată a celui mai mare grup din sistem. După mobilizarea rezervei rapide, aceasta trebuie înlocuită prin încărcarea rezervei terțiare lente, astfel încât să poată fi utilizată la următorul incident. Odată cu instalarea unui volum semnificativ de putere în centrale electrice eoliene, caracterizate prin dependența de viteza din fiecare moment a vântului, rezerva terțiară rapidă va trebui suplimentată pentru a compensa și imprecizia prognozei producției în aceste centrale.

Adoptând, conform [19] o rezervă corespunzătoare unui interval de încredere de  $3\sigma$  pentru prognoza consumului și producției CEE, la care s-a adăugat 730 MW rezervă terțiară rapidă pentru a compensa declanșarea unui grup de 800 MW și 700 MW rezervă terțiară lentă necesară pentru a elibera rezerva terțiară rapidă care ar compensa declanșarea următorului grup mare din sistem (o unitate de 700 MW la Cernavodă), au rezultat următoarele valori pentru rezerva de putere pentru servicii de sistem necesară:

- **2414 MW (2444 MW** în cazul instalării a două grupuri de 800 MW) în 2014;
- **2741 MW (2771 MW** în cazul instalării a două grupuri de 800 MW) în 2019.

Având în vedere incertitudinile privind instalarea de grupuri noi în sistem, adecvanța parcului de producție a fost estimată pentru două scenarii:

**Scenariul „conservator” (A)** - ia în considerare punerile în funcțiune considerate sigure și retragerile definitive din exploatare aseptate în perioada analizată.

Acest scenariu identifică dezechilibre potențiale între necesarul de putere și puterea disponibilă, care pot apărea în cazul în care nu se vor face noi investiții în capacități de producție,

**Scenariul de bază – „cea mai bună estimare” (B)** - ia în considerare evoluția parcului de producție avută în vedere în scenariul A și punerile în funcțiune considerate credibile pe baza informațiilor disponibile OTS.

Acest scenariu reprezintă o estimare a evoluției viitoare probabile în condițiile unui context de piață care să stimuleze investițiile prognozate.

Tabelul 8.4.

**Adecvanța parcului de producție din SEN - Scenariul conservator (A) [MW]**

	<b>Putere netă în SEN - a 3-a miercuri a lunii decembrie - ora 12 (ora 11 CET)</b>	2009	2010 prognozat	2014 prognozat	2019 prognozat
1	centrale hidroelectrice	5903	5903	6192	6327
2	centrale nucleare	1300	1300	1300	1300
3	centrale termoelectrice conventionale	8773	8758	9419	8030
4	resurse energetice regenerabile	22	407	666	666
5	alte centrale	0			
<b>6</b>	<b>Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]</b>	<b>15998</b>	<b>16368</b>	<b>17577</b>	<b>16324</b>
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	1014	3075	3024	3070
8	Putere în reparatie planificată	1503	1136	1332	1279
9	Putere în reparatie accidentală (după avarie)	857	887	1032	1098
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1200	1164	1976	2054
<b>11</b>	<b>Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]</b>	<b>11424</b>	<b>10106</b>	10214	8822
<b>12</b>	<b>Consum intern (la momentul de referință)</b>	<b>7413</b>	<b>7150</b>	<b>7935</b>	<b>9153</b>
<b>13</b>	<b>Abatere consum față de consumul maxim sezonier</b>	<b>834</b>	<b>850</b>	<b>948</b>	<b>1183</b>
<b>14</b>	<b>Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12/11-12-13]</b>	<b>4011/ 3177</b>	<b>2956/ 2106</b>	<b>2279/ 1331</b>	<b>-331/ -1514</b>
	<b>Schimbul de putere cu alte sisteme</b>				
15	Import	259			
16	Export	525			
<b>17</b>	<b>Sold Import-Export [17 = 15 - 16]</b>	<b>-266</b>	<b>-550</b>	<b>-500</b>	<b>-650</b>
<b>18</b>	<b>Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]</b>	<b>3745/ 2911</b>	<b>2406/ 1556</b>	<b>1779/ 831</b>	<b>-981/ -2164</b>

Tabelul 8.5.

**Scenariul de bază – cea mai bună estimare (B)**

[MW]

	<b>Putere netă în SEN - a 3-a miercuri a lunii decembrie - ora 12 (ora 11 CET)</b>	2009	2010 prognozat	2014 prognozat	2019 prognozat
1	centrale hidroelectrice	5903	5903	6192	7297
2	centrale nucleare	1300	1300	1300	2630

3	centrale termoelectrice conventionale	8773	8758	11006	10100
4	resurse energetice regenerabile	22	407	2517	3517
5	alte centrale	0	0		
<b>6</b>	<b>Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]</b>	<b>15998</b>	<b>16368</b>	<b>21014</b>	<b>23544</b>
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	1014	3075	4676	5564
8	Putere in reparatie planificată	1503	1136	1411	1528
9	Putere in reparatie accidentală (după avarie)	857	887	1032	1098
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1200	1164	2414	2741
<b>11</b>	<b>Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]</b>	<b>11424</b>	<b>10106</b>	11481	12612
<b>12</b>	<b>Consum intern (la momentul de referință)</b>	<b>7413</b>	<b>7150</b>	<b>7935</b>	<b>9153</b>
<b>13</b>	<b>Abatere consum față de consumul maxim sezonier</b>	<b>834</b>	<b>850</b>	<b>948</b>	<b>1183</b>
<b>14</b>	<b>Capacitate rămasă ( fără considerarea schimburilor cu alte sisteme ) [14=11-12/11-12-13]</b>	<b>4011/ 3177</b>	<b>2956/ 2106</b>	<b>3546/ 2598</b>	<b>3459/ 2276</b>
	<b>Schimbul de putere cu alte sisteme</b>				
15	Import	259			
16	Export	525			
<b>17</b>	<b>Sold Import-Export [17 = 15 - 16]</b>	<b>-266</b>	<b>-550</b>	<b>-500</b>	<b>-650</b>
<b>18</b>	<b>Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme ) [18 = 14 + 17]</b>	<b>3745/ 2911</b>	<b>2406/ 1556</b>	<b>3046/ 2098</b>	<b>2809/ 1626</b>

Din analiza scenariilor de evoluție a parcului de producție, rezultă următoarele:

- La nivelul anului 2010, cererea de energie electrică și de putere se acoperă în condiții de siguranță cu centralele existente, existând și un excedent de putere netă disponibilă.
- In Scenariul „conservator” (A): În cazul în care se aplică programul de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoenergetice la atingerea duratei de viață, sau datorită eficienței scăzute, fără a se realiza investiții noi în sistem, capacitatea de producție netă a ansamblului de centrale scade; în jurul anului 2013 capacitatea de producție rămasă neutilizată în sistem va scădea sub 10% din capacitatea totală, iar în jurul anului 2018 va deveni negativă, ceea ce înseamnă rezervă insuficientă și deficit de putere în sistem.
- In Scenariul „cea mai bună estimare” (B): dacă se realizează toate punerile în funcțiune considerate (Anexa C-2), până în 2018 va exista un excedent important de putere în sistem, de peste 10% din capacitatea totală de producție, care va fi valorificat prin export sau va deveni nerentabil.

Prognoza adecvanței a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene și solare are drept consecință creșterea puterii indisponibile, ca o consecință a specificului funcționării acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime.

Integrarea CEE în curba de sarcină impune ca centralele convenționale să își extindă funcția de reglaj de frecvență și pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor vitezei vântului. Aceasta conduce la creșterea semnificativă a frecvenței

situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcina parțială sau să fie oprite și apoi repornite. Acest mod de funcționare are implicații economice negative asupra acestor grupuri, deoarece cresc costurile de producție și scade durata de viață.

Analiza flexibilității parcului de producție a arătat că puterea instalată în CEE acceptabilă din acest punct de vedere fără a periclita siguranța sistemului, pentru structura existentă și prognozată a parcului de producție, este de ordinul 2500-3000 MW (asociat cu instalarea unei CHEAP de mare putere). Această concluzie a fost luată în considerare la elaborarea scenariilor de dimensionare a rețelei.

Principalii factori care vor influența în următorii ani necesarul de rezerva de putere vor fi ameliorarea indicatorilor de fiabilitate ai grupurilor, care va acționa în sensul diminuării sale, și instalarea de centrale electrice eoliene în sistem, care va acționa în sensul creșterii.

## **8.6. Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – Cazuri analizate pentru verificarea adecvănței RET**

Deoarece rețeaua de transport este descărcată și diferențele între cele trei scenarii de consum elaborate se distribuie pe toată suprafața țării, s-a constatat că aceste diferențe nu influențează practic soluțiile de dezvoltare a rețelei. Pornind de la această concluzie, analizele de regim s-au aprofundat pe scenariul mediu de consum.

Datorită volumului mare de putere concentrat în centrale, modificarea ipotezelor privind puterea instalată și participarea la acoperirea sarcinii poate conduce la modificări importante în regimul de funcționare a rețelei și la necesități de dezvoltare diferite. Având în vedere gradul mare de incertitudine privind evoluția parcului de producție, s-a acordat o atenție deosebită elaborării unui număr suficient de cazuri de studiu, urmărindu-se reflectarea adecvată a regimurilor la care va trebui să facă față rețeaua în situații de funcționare care pot fi considerate normale.

Deoarece nu cuprinde elemente de noutate care să conducă la situații noi de regim de funcționare, scenariul conservator (A) nu pune probleme deosebite din punct de vedere al capacității rețelei de a transporta puterea produsă de centrale spre consumator, cu excepția zonei municipiului București, unde se prevede casarea până în 2020 a peste 800 MW și a zonei Moldova, în scheme cu linii retrase din exploatare, în urma casării grupurilor de la Borzești.

Cea mai mare parte a cazurilor analizate au pornit de la scenariul de bază (B) privind evoluția parcului de producție. Cazurile de studiu au fost construite atât pentru palierele de vârf, cât și de gol, considerând anumite ipoteze privind capacitățile de producție instalate și participarea acestora la acoperirea sarcinii.

A fost analizate două scenarii pentru prețurile gazelor și cărbunilor, dar participarea grupurilor la acoperirea sarcinii a rezultat aceeași.

Pentru costul emisiilor de CO<sub>2</sub> s-a considerat o valoare sub 30 €/t. Nu s-a considerat probabil un preț mult mai mare, care ar fi putut conduce la alte rezultate (înlocuirea centralelor pe cărbuni cu centrale pe gaze).

În tabelele de mai jos sunt prezentate încărcările nete ale centralelor din SEN pentru acoperirea cererii (consum+sold) în cazul de bază corespunzător regimului mediu de bază (RMB – pentru metodologie v. anexa A-2) la palierele caracteristice, în anii de referință: 2010 (tabelul 8.9), 2014 (tabelul 8.10) și 2019 (tabelul 8.11).

Tabelul 8.9

Prod neta [MW]	2010			
	VSI	GNV	VDV	GNV
ARAD	49	39	29	29
BACAU	36	44	44	44
BRAILA	0	0	0	0
BRASOV	36	43	0	0
BUCUREST	872	266	154	154
CRAIOVA	159	0	78	78
BRAZI	75	68	0	44
DEVA	93	93	93	93
DOICESTI	0	0	0	0
DROBETA	139	104	104	94
GALATI	134	51	51	57
GIURGIU	26	0	0	0
GOVORA	75	61	67	67
<b>HIDROEL</b>	<b>3050</b>	<b>1161</b>	<b>2894</b>	<b>445</b>
IASI	59	20	14	13
ISALNITA	572	0	572	293
LUDUS	80	80	80	80
NUCLEAR	1300	1300	1300	1300
ORADEA	93	65	108	108
PALAS	96	0	0	0
PAROENI	58	68	0	0
PITEST_S	53	39	4	14
ROVINARI	571	289	293	852
SUCEAVA	74	61	70	70
TURCENI	804	528	1329	799
<b>Total productie în model</b>	<b>8276</b>	<b>4379</b>	<b>7283</b>	<b>4634</b>
<i>centrale cu P&lt;20 MW</i>	46	46	46	46
<b>TOTAL PRODUCTIE NETA</b>	<b>8322</b>	<b>4425</b>	<b>7329</b>	<b>4680</b>
<b>sold imp-export</b>	<b>-550</b>	<b>-304</b>	<b>-321</b>	<b>-220</b>
<b>TOTAL CONSUM INTERN NET</b>	<b>8000</b>	<b>4121</b>	<b>7007</b>	<b>4459</b>

Tabelul 8.10

Prod neta [MW]	2014 cu vant			
	VSI	GNV	VDV	GNV
ARAD	49	39	29	29
BACAU	20	20	15	15
BRAILA	0	0	0	0
BRASOV	36	43	0	0
BUCUREST	1085	367	207	207
CRAIOVA	159	68	78	78
BRAZI	325	250	294	294
DEVA	93	93	93	93
<b>EOLIANA*</b>	<b>750</b>	<b>750</b>	<b>750</b>	<b>750</b>
DROBETA	155	98	104	104
GALATI	150	51	51	51
GIURGIU	26	0	0	0
GOVORA	75	61	67	67
<b>HIDROEL</b>	<b>3443</b>	<b>855</b>	<b>3360</b>	<b>734</b>
IASI	62	32	15	15
ISALNITA	293	0	0	0

LUDUS	80	80	80	80
NUCLEAR	1300	1300	1300	1300
ORADEA	93	93	108	108
PALAS	120	0	0	0
PAROENI	58	68	0	0
PITEST_S	53	39	14	14
ROVINARI	278	0	571	285
SUCEAVA	74	61	70	70
TURCENI	610	190	526	381
<b>Total productie în model</b>	<b>9223</b>	<b>4558</b>	<b>7730</b>	<b>4673</b>
<i>centrale cu P&lt;20 MW</i>	46	46	46	46
<b>TOTAL PRODUCTIE NETA</b>	<b>9269</b>	<b>4604</b>	<b>7776</b>	<b>4719</b>
<b>sold imp-export</b>	<b>-550</b>	<b>-272</b>	<b>-399</b>	<b>-270</b>
<b>TOTAL CONSUM INTERN NET</b>	<b>8883</b>	<b>4332</b>	<b>7377</b>	<b>4448</b>

Tabelul 8.11

Prod neta [MW]	2019 cu vant			
	VSI	GNV	VDV	GNV
ARAD	49	39	24	24
BACAU	20	20	15	15
BRAILA	0	0	0	0
BRASOV	36	43	0	0
BUCUREST	576	41	207	207
CRAIOVA	174	68	78	78
BRAZI	325	250	250	250
DEVA	93	93	93	93
<b>EOLIANA*</b>	<b>1050</b>	<b>1050</b>	<b>1050</b>	<b>1050</b>
DROBETA	160	83	104	83
GALATI	150	51	51	51
GIURGIU	26	0	0	0
GOVORA	75	61	67	67
<b>HIDROEL</b>	<b>3442</b>	<b>957</b>	<b>3405</b>	<b>546</b>
IASI	62	32	47	47
ISALNITA	293	0	0	0
LUDUS	80	80	80	80
NUCLEAR	2630	2630	2630	2630
ORADEA	93	93	108	108
PALAS	72	26	26	26
PAROENI	68	0	0	0
PITEST_S	53	39	7	14
ROVINARI	278	0	232	0
SUCEAVA	74	27	70	70
TURCENI	610	0	0	0
<b>CHEAP</b>	<b>450</b>	<b>0</b>	<b>400</b>	<b>0</b>
<b>Total productie în model</b>	<b>10808</b>	<b>5684</b>	<b>8942</b>	<b>5438</b>
<i>centrale cu P&lt;20 MW</i>	46	46	46	46
<b>TOTAL PRODUCTIE NETA</b>	<b>10854</b>	<b>5730</b>	<b>8988</b>	<b>5484</b>
<b>sold import-export</b>	<b>-650</b>	<b>-362</b>	<b>-532</b>	<b>-362</b>
<b>consum pt pompaj</b>	<b>0</b>	<b>712</b>	<b>0</b>	<b>323</b>
<b>TOTAL CONSUM INTERN NET</b>	<b>10336</b>	<b>4655</b>	<b>8456</b>	<b>4799</b>

\* În regimul mediu de bază (RMB) s-a considerat în funcțiune 30% din puterea estimată ca instalată în CEE în fiecare etapă, repartizată, ținând seama de contractele și avizele tehnice de racordare semnate de operatorii de rețea, după cum urmează:

- 750 MW (din 2500 MW) la etapa 2014: 694,5 MW în Dobrogea și 55,5 MW în Moldova;

- 1050 MW (din 3500 MW) la etapa 2019: 827,5 MW în Dobrogea, 55,5 MW în Moldova și 90 MW în Banat.

Pornind de la cazul corespunzător regimului mediu de bază, s-au construit cazuri care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față – Regimurile de Dimensionare (RD – pentru metodologie vezi Anexa A-2).

Având în vedere numărul mare de proiecte pentru care există solicitări de racordare, au fost studiate:

- numeroase variante alternative privind localizarea și încărcarea centralelor eoliene;
- scenarii suplimentare cu puteri instalate în CEE de pânăla 5000 MW, în diferite locații.

S-au analizat, de asemenea, regimuri de funcționare pentru ipoteze suplimentare privind grupuri/ centrale clasice noi instalate în SEN sau import:

1. CTE Galați Zona Libera, echipata cu un grup de 800MW (890MVA);
2. Grup nou de 880MW la CTE Brăila;
3. Centrală clasică la Ungheni (Republica Moldova), debitând energia în schemă radială în nodul (220) 400 kV FAI (România);
3. Centrală clasică în Republica Moldova, debitând energia în schemă radială în nodul Isaccea 400kV;
4. CET Fântânele 250 MW (jud. Mureș).

## 9. Analiza regimurilor de funcționare a RET - etapele 2014 și 2019

Regimurile de funcționare a RET în perioada 2010 – 2019 au fost analizate în principal în studiile suport: „*Studiu privind structura RET pentru anii 2014 – 2019 – 2030*”, elaborat de ISPE S.A. și „*Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET. Fundamentarea datelor suport pentru actualizarea planului de perspectivă al RET – etapa 2014, 2019*”, elaborat de Tractebel Engineering S.A.. De asemenea, au fost avute în vedere studiile de soluție de racordare elaborate la solicitarea utilizatorilor RET.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcționare:

- gradul de încărcare a elementelor RET (linii, transformatoare, autotransformatoare) în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune ;
- nivelul de tensiune în nodurile RET în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune și gradul de compensare a puterii reactive;
- nivelul pierderilor de putere activă în RET;
- nivelul puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
- stabilitatea statică și tranzitorie.

Calculul s-a efectuat pe modele ale sistemului realizate pentru anii care încheie cele două etape semnificative, 2014 și 2019, luându-se în considerare încă din regimurile inițiale câteva proiectele noi, estimate ca finalizate în momentul respectiv, în scopul verificării adecvării rețelei și identificării necesității unor dezvoltări suplimentare.

Față de configurația rețelei electrice de transport existente în etapa 2010, s-au considerat de la început cu următoarele elemente noi, determinate de ipotezele inițiale privind racordarea la RET a unor centrale noi și de proiectele de creștere a capacității de interconexiune dezvoltate în cooperare cu operatorii de rețea vecini:

### **Etapa 2014:**

- stație nouă 400 kV Tariverde racordată intrare-ieșire în LEA 400kV Constanța Nord – Tulcea Vest pentru evacuarea producției din CEE (finalizată în 2010);
- stație nouă 400 kV Rahmanu racordată intrare-ieșire în LEA 400kV Isaccea-Dobrudja pentru evacuarea producției din CEE;
- Racordare în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stația 400 kV Rahmanu;
- Stație 220kV Porțile de Fier II (Ostrovu Mare) cu LEA Porțile de Fier I și LEA Cetate (desființată stația 220kV Calafat) – pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II (conform Planurilor de perspectivă anterioare).

### **Etapa 2019:**

- Stație nouă 400kV Stupina racordată intrare-ieșire în LEA 400kV Isaccea-Varna - pentru evacuarea producției din CEE;
- Racordare în schema intrare-ieșire în stația 400kV Medgidia pe LEA 400kV Isaccea-Varna pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stația 400 kV Stupina;
- Stație nouă 400kV CEE în județul Mehedinți racordată prin LEA 400kV nouă în stația Reșița (prin utilizarea unuia din circuitele LEA 400 kV Reșița – Pancevo);



- Trecerea la 400kV a axului Timișoara-Săcălaz-Calea Aradului-Arad - pentru evacuarea puterii din CEE, creșterea capacității de schimb cu Serbia vestul Europei, creșterea capacității de tranzit în beneficiul pieței regionale;
- Stație 400kV Tarnița, LEA 400kV Tarnița-Mintia și LEA 400kV Tarnița-Gădălin – pentru racordarea la rețea a CHEAP Tarnița 1000MW;
- LEA 400kV Suceava (RO) –Bălți (Rep. Moldova);
- LEA 400 kV Reșița (RO) – Pancevo (Serbia).

În ceea ce privește CEE noi, având în vedere numărul mare de solicitări, s-au modelat prioritar cele având contract de racordare, dar s-au efectuat și calcule suplimentare, pentru identificarea limitelor de evacuare pe zone, care au luat în considerare și CEE având ATR și chiar numai studii finalizate.

Calcululele regimurilor staționare necesare verificării dimensionării RET s-au efectuat, pentru regimurile medii de bază și regimurile de dimensionare, conform PE 026/92 (Normativ privind principiile, criteriile și metodele pentru fundamentarea strategiei de dezvoltare a SEN și stabilirea programelor de dezvoltare a RET) cu modelarea funcționării interconectate a SEN.

Lista bobinelor considerate în funcțiune este prezentată în Anexa D, Tabelul 1.

### 9.1. Analiza regimurilor staționare - regimuri de dimensionare

În regimul mediu de bază (RMB) cu N și N-1 elemente în funcțiune, nu s-au semnalat suprasarcini și nici depășiri ale benzilor admisibile de tensiune.

S-au efectuat verificări ale regimului staționar de funcționare a RET în regimurile de dimensionare (RD), prin calcule cu N și N-1 elemente de rețea în funcțiune. Pentru evacuarea puterii din CNE Cernavodă s-au verificat și regimurile cu N-2 elemente în funcțiune.

**9.1.1. Analiza zonei Dobrogea** s-a făcut considerând regimul de dimensionare, construit pornind de la RMB, față de care s-au introdus următoarele modificări:

- CEE din RMB au fost considerate (față de 30%  $P_{nom}$  din bază) cu putere evacuată 70%  $P_{nom}$  în zona Dobrogea (1680MW la 2014 și 1960MW la 2019), 50%  $P_{nom}$  în zona Moldova (90MW la 2014 și 240MW la 2019) și 30%  $P_{nom}$  în restul sistemului;
- în nodul Lacu Sărat 400kV s-au considerat în funcțiune încărcate la maximum CTE Brăila 880MW și unul din grupurile de 200MW;
- pe platforma Galați s-a considerat CET încărcat cu  $2 \times 25MW + 1 \times 400MW$ .

**2014**

**În regimul cu N elemente în funcțiune**, se constată:

- nu există nici o depășire a curenților admisibili sau a benzii admisibile de tensiune;
- pe toate palierele are încărcări peste 75%  $I_{lim}$  LEA 400kV Gutinaș – Smârdan, iar la palierul GNV LEA 400kV Gura Ialomiței – București S, LEA 220kV Stejaru – Gheorghieni și Filești – Barboși.

**În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune** la VSI, VDV și GNV nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Principalele depășiri la mai multe contingente sunt pe LEA

400kV Smârdan – Gutinaș, Gura Ialomiței – București S și, la deconectarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș, pe LEA 220kV Filești – Barboși - Focșani.

Este deci necesară, încă de la o putere instalată de circa 2000 MW în CEE în Dobrogea (în funcție de localizarea exactă a centralelor, limita poate apare de la 1800 MW – 2300 MW), întărirea capacității de evacuare a rețelei pentru o încărcare de peste 70% a CEE în Dobrogea.

### ***Necesități de întărire a RET, corelat cu evoluția parcului de producție în Dobrogea***

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să corespundă și apariției în perspectivă a celor două unități nucleare de la Cernavodă și să se realizeze pe direcțiile principale de evacuare pe care apar congestiile menționate mai sus, corespunzând următoarelor culoare de transport :

1. culoarul N-S de legătură a între Dobrogea și Moldova;
2. culoarul E-V de legătură între Dobrogea și București + zona limitrofă;
3. culoarul E-V de legătură între Moldova și SEN spre vest.

Analizele sistem au stabilit ca soluții tehnice preferabile de întărire a acestor culoare următoarele linii:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, cu un circuit racordat intrare-ieșire în Gura Ialomiței și cu trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA Stâlp-Teleajen-Brazi V, care funcționează la 220 kV;
- LEA 400 kV Suceava – Gădălin.

Pentru întărirea culoarului de legătură între Dobrogea și zona municipiului București au fost analizate și alte soluții, dar LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp și trecerea la 400 kV a LEA Stâlp-Teleajen-Brazi V rezolvă și satisfacerea criteriului N-2 la evacuarea puterii din CNE Cernavodă după instalarea unităților 3 și 4, fiind adecvată și evacuării unor CEE și CHE din zona Vrancea și a centralei OMV Brazi.

În ceea ce privește întărirea culoarului de legătură între Moldova și SEN spre vest, soluția de construire a LEA 400 kV Suceava – Gădălin este strict necesară și ca proiect corelat cu realizarea interconexiunii cu Republica Moldova prin LEA 400 kV Suceava – Bălți.

În condițiile realizării LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș și LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, puterea produsă în CEE din Dobrogea poate crește până la 2600MW (care poate fi considerată 70% din 3700MW putere instalată), dacă puterea produsă în Moldova rămâne la același nivel (90MW). În cazul finalizării LEA 400kV Suceava-Gădălin, se pot evacua 3000MW, corespunzând unei puteri instalate în Dobrogea de 4300MW. Puterea instalată admisibilă în CEE din zonă rezultă 4480MW (4300MW Dobrogea + 180MW Moldova).

În cazul în care se dorește evacuarea, la VSI, a unei puteri de 1000MW produse în CEE din Moldova, menținând în funcțiune la puterea maximă disponibilă CHE din Moldova, grupul de 880MW de la Brăila și grupul de 400MW de la Galați, puterea produsă în CEE din Dobrogea nu poate depăși 1200MW. Puterea generată admisibilă în CEE din zonă, cu cele trei linii noi de 400kV în funcțiune, rezultă 2200MW (1200MW în Dobrogea și 1000MW în Moldova), corespunzând unei puteri instalate de 3800MW (2400MW Dobrogea + 1400MW Moldova). Limitarea apare pe LEA 220kV Gheorghieni-Stejaru, încă de la schema N pentru GNV și (N-1) pentru GNV și VSI.

Valorile de mai sus sunt limite estimate în situația în care nu s-ar instala cele două unități la Cernavodă, deci pentru a putea evacua grupurile nucleare atunci când vor fi finalizate, limita instalabilă în alte tipuri de centrale în zonă trebuie diminuată corespunzător.

**2019**

Analiza regimurilor de funcționare pentru orizont de timp dincolo de anul 2014, în care se consideră creșterea puterii instalate în centralele din Dobrogea și Moldova, în special prin instalarea unităților 3 și 4 din CNE Cernavodă și a unor noi parcuri eoliene, s-a realizat în condițiile **considerării în funcțiune a celor trei linii de 400 kV menționate** mai sus.

**În regimul cu N elemente în funcțiune**, se constată:

- nu există depășiri de capacitate la cele trei paliere analizate;
- tensiunile sunt, pe toate palierele, mai mici decât în RMB cu ~ 2% la 220kV și ~ 1% - 2% la 400kV.

**Criteriile obligatorii N-1 și N-2 elemente în funcțiune** nu sunt respectate în nici un regim analizat la palierele VSI și GNV. Principalele depășiri la mai multe contingente sunt pe LEA 220kV Stejaru – Gheorghieni la VSI și la GNV; la GNV mai sunt depășiri de capacitate pe LEA 400kV Gutinaș – Brașov, Gura Ialomiței – București Sud, Brașov – Sibiu. De asemenea, la GNV se obțin regimuri neconvergente la deconectarea LEA 400kV Medgidia – Dobrudja sau Gutinaș – Brașov și la (N-2) la deconectarea LEA 400kV Cernavodă – Pelicanu și Cernavodă – Stâlpu.

În regimurile de dimensionare analizate, în care s-a considerat și funcționarea unor centrale mari clasice din zonă (CTE Brăila 880 MW grup nou + 200 MW grup existent și CET Galați 400 MW), a rezultat necesară o linie suplimentară de 400 kV de evacuare a puterii din zona Dobrogea către București.

Analizele efectuate privind capacitatea de evacuare a puterii instalate în CEE racordate la 110kV în zona Medgidia-Basarabi-Constanța au evidențiat următoarele:

- pentru respectarea criteriilor N și N-1, cele două transformatoare 400/110kV 250MVA din stația Medgidia Sud sunt suficiente până la o putere maximă instalată în CEE de ~1000MW;
- pentru respectarea criteriilor N și N-1, la depășirea valorii de 1000 MW instalați în CEE racordate la RED în zonă este necesară prevederea unui al treilea transformator 400/110kV în stația Medgidia Sud; în această situație, până la puterea instalată de 1280MW se respectă criteriile N și N-1, iar între 1280 și 1600MW se poate respecta numai criteriul N.

**La etapa 2019**, în care se consideră în funcțiune U3+U4 la Cernavodă, la peste 2300 MW produși în CEE în Dobrogea, pentru a evita congestiile de rețea la palierul GNV, este necesară realizarea LEA 400 kV Gutinaș – Brașov (circuit nou) pentru respectarea criteriului N-1.

De asemenea, a rezultat necesară LEA 400 kV Medgidia S – Constanța N, care va crește siguranța alimentării consumatorilor din zona Constanța și litoral și din Tulcea. Întăririle propuse au fost verificate în regimuri de N și N-1 elemente în funcțiune.

Analiza de scenarii cu considerarea:

- unei puteri instalate de 1000MW a CEE racordate în zona limitrofă Dobrogei din Bulgaria;

- import de 400MW din Moldova/ Ucraina prin Isaccea,  
a evidențiat că întăririle RET sus-menționate sunt suficiente.

**9.1.2 Analiza zonei Moldova** s-a făcut considerând regimul de dimensionare în care, pornind de la RMB, s-au introdus următoarele modificări privind încărcarea centralelor:

- CEE din RMB au fost considerate (față de 30%  $P_{nom}$  din bază) cu puterea produsă 70%  $P_{nom}$  (126MW din 180 MW în 2014 și 336MW din 480 MW în 2019) în zona Moldova, 50%  $P_{nom}$  (1200MW la 2014 și 1400MW la 2019) în zona Dobrogea și cu 30%  $P_{nom}$  în restul sistemului;
- în Borzești s-a considerat un grup nou de 400MW racordat la 220 kV;
- în nodul Lacul Sărat 400kV s-a considerat racordată CTE Brăila 880MW; s-a considerat în funcțiune și unul din grupurile existente de 200MW din CTE Brăila;
- pe platforma Galați s-a considerat CET  $2 \times 25\text{MW} + 1 \times 400\text{MW}$ ;
- puterea total disponibilă în CHE de ~534MW.

**În etapa 2014** în regimuri cu N elemente în funcțiune:

- la VSI nu apar depășiri de capacitate sau ale benzii de tensiune;
- la GNV apar depășiri de capacitate în RET 220kV din zona Stejaru-Gheorghieni-Fântânele .

În regimuri cu (N-1) elemente în funcțiune, la deconectarea LEA 400kV Gutinaș-Brașov, la VSI și GNV apar depășiri de capacitate pe LEA 220kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele.

**În etapa 2019**

- în regim cu N elemente în funcțiune
  - la VSI nu apar depășiri de capacitate sau ale limitelor de tensiune;
  - în regim de gol de sarcină, apare depășită capacitatea RET 220kV din zona Stejaru – Gheorghieni – Fântânele; aceste depășiri se elimină prin realizarea LEA 400kV Suceava-Gădălin;
- în regimul cu (N-1) elemente în funcțiune
  - la VSI sunt depășiri pe artera de 220kV Stejaru – Gheorghieni – Fântânele și pe AT 220/110kV Stejaru (la deconectarea LEA 220kV Dumbrava – Stejaru)
  - la GNV sunt depășiri multiple pe artera de 220kV Stejaru – Gheorghieni – Fântânele, pe LEA 400kV Gutinaș – Brașov și LEA 400kV Brașov – Sibiu.

LEA 400kV Suceava-Gădălin elimină o parte din suprasarcini, dar nu și pe LEA 220kV din zona Stejaru-Gheorghieni-Fântânele. Această situație se poate rezolva prin înlocuirii conductoarelor cu unele având limita termică superioară pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni – Fântânele.

Determinarea producției admisibile în zona Moldova s-a realizat pornind de la regimurile de dimensionare precedente (în care CEE au fost modelate la 70% din  $P_i$ , producția centralelor clasice rămânând neschimbată) și crescând în trepte de 300MW puterea produsă de CEE.

La ambele etape analizate, la peste 600 MW produși în CEE în Moldova, pentru îndeplinirea criteriului N-1 la palierul GNV, este necesară dublarea transformatorului 400/110 kV din Suceava, iar peste 1200 MW este necesară realizarea unei noi LEA 400kV de evacuare a puterii din zona Dobrogea spre București.

Dacă se dorește și un import de 300MW în stația FAI printr-o linie nouă Ungheni (Rep. Moldova) sau de 700MW în nodul Suceava prin linie nouă din Bălți (rep. Moldova), a rezultat necesară examinarea unei soluții de întărire a RET din zonă pentru rezervarea arterei de 400kV Gutinaș – Bacău – Roman – Suceava și a AT 220/110kV Suceava. Se consideră minim necesară realizarea LEA 400kV Suceava - FAI și a stației 400/220kV FAI care asigură atât preluarea puterii de 300MW injecție în FAI cât și o cale de rezervă la deconectarea LEA 400kV Suceava-Gădălin sau Suceava - Roman / Roman - Bacău / Bacău - Gutinaș.

### 9.1.3 Analiza zonei de Sud-Vest

Analiza s-a efectuat pentru un regim de dimensionare care, pornind de la RMB, a luat în considerare suplimentar CHE din zonă la puterea disponibilă, CEE din zonă cu o putere produsă 70% Pinst (față de 30% Pinst în RMB) și cu CTE Turceni cu 4 grupuri în funcțiune.

Analizele s-au efectuat considerând finalizate în 2014 LEA 400 kV nouă Porțile de Fier – Reșița, stația de 400/220 kV Reșița și LEA 400 kV Reșița – Pancevo, la care se adaugă în 2019 trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Arad.

*În etapa 2014*, la N-1 elemente în funcțiune apar depășiri de capacitate pe AT 400/220kV Porțile de Fier I la deconectarea unuia din cele trei în funcțiune și pe un circuit al LEA 220kV Reșița-Timișoara, la deconectarea celui alt.

*În etapa 2019*, la N-1 elemente în funcțiune apar depășiri de capacitate pe AT 400/220kV CHE Porțile de Fier I la deconectarea unuia din cele trei în funcțiune, iar la GNV, la deconectarea LEA 400kV Reșița – Timișoara, pe liniile de 220kV din zona Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat de până la  $40\%I_{lim}$ .

*La etapele analizate*, din regimul de dimensionare a rezultat:

- necesitatea unui al patrulea AT 400/220kV, 500MVA la CHE Porțile de Fier I sau racordarea la 400 kV a două grupuri din CHE Porțile de Fier I racordate în prezent la 220 kV;
- mărirea capacității LEA 220kV Reșița-Timișoara-Arad prin trecerea la 400kV.

### 9.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord

Analiza a avut în vedere punerea în funcțiune, în etapa 2019, a CHEAP Tarnița 1000 MW, cu funcționare în regim de sursă și de pompaj.

Rezultatele analizei au confirmat că, în regimurile cu N și (N-1) elemente în funcțiune racordarea CHEAP Tarnița prin:

- LEA 400kV d.c. Mintia-Tarnița;
- LEA 400kV s.c. Gădălin-Tarnița,

este corespunzătoare.

Circulațiile de putere în regimurile staționare (RMB) analizate sunt prezentate în Anexa D, planșele 1÷4.

### 9.1.5 Analiza pentru alimentarea municipiului București

În capitolul 4 a fost prezentat regimul actual de funcționare a rețelei de alimentare a municipiului București, caracterizat prin următoarele aspecte:

- Cele două circuite ale liniei 220 kV București Sud-Fundeni sunt încărcate în apropierea puterii naturale, atât iarna cât și vara, datorată consumului mare din zona Fundeni;
- În timpul verii, în cazul unor retrageri în RED (liniile din axa d.c. Domnești-Grozăvești), pot apărea congestii.

Siguranța alimentării consumatorilor scade vara, deoarece atunci au loc opririle totale pentru revizii anuale în centralele cu termoficare.

Regimurile de funcționare în perspectivă, în condițiile creșterii substanțiale a consumului, au fost analizate în „*Studiu privind analiza unor injecții noi din RET în alimentarea municipiului București, în condiții de dimensionare și exploatare. Planificarea dezvoltării rețelelor de transport din zona metropolitană București*”, TRAPEEC, 2008

A rezultat necesară realizarea unor noi injecții de putere din RET în zonele de vest și de nord ale orașului București, pentru a evita situații în care, chiar la funcționarea în schema normală, nu se va putea asigura respectarea criteriului N-1 nici prin managementul congestiilor, din cauza puterii disponibile reduse din centralele din zonă (ținând cont de programele de opriri totale pentru termoficare în sezonul de vară), corelat cu imposibilitatea descărcării sarcinii de pe o zonă pe alta.

Soluțiile de dezvoltare în perspectivă identificate sunt:

- Reconducerea LEA 220 kV d.c. București S – Fundeni;
- Realizarea inelului de 400 kV și a unor injecții de 400 kV tip racord adânc.

### 9.2. Gradul de încărcare a elementelor RET

În regimurile staționare medii de bază, fluxurile de putere pe elementele RET se situează sub limitele termice. În Anexa D, tabelele D1÷D20 și diagramele 1÷20 sunt evidențiate încărcările elementelor RET în regimurile maxime și minime anuale (2014, 2019).

Se constată următoarele:

- în toate regimurile staționare LEA 400 kV și LEA 220 kV au următorul grad de încărcare:

Tabelul 9.2.1

Regim	(% Sadm)			
	Încărcare LEA 400 kV		Încărcare LEA 220 kV	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2014	33	13	48	19
VSI 2019	48	17	46	19

- încărcarea AT și T este prezentată în Tabelul 9.2.2:

**Tabelul 9.2.2**

(%Sn)

Regim	Încărcare AT 400/220 kV		Încărcare AT 220/110 kV		Încărcare T 400/110 kV	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2014	56	33	60	22	43	23
VSI 2019	68	31	93	24	69	30

Concluzia care se desprinde din această analiză este aceea că gradul de utilizare a RET este scăzut în raport cu capacitatea de transport la limită termică a elementelor componente.

Trebuie avut în vedere faptul că în exploatare încărcările elementelor de rețea variază, datorită modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Acestea poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

De asemenea, elementele RET trebuie să poată prelua în orice moment sarcina în cazul declanșării oricărui element din SEN: linie, transformator, grup sau consumator.

### 9.3. Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive.

În Anexa D – tabelele și diagramele D27÷D30 și în planșele 1÷ 4 se prezintă nivelul rezultat al tensiunilor în RET în regimurile cu N elemente în funcțiune. Acestea se înscriu în limitele normate conform Codului Tehnic al RET și cuprinse în Tabelul 9.3.

Tabelul 9.3 [kV]

Tens. nominală	Marja de variație
750	735-765
400	380-420
220	198-242

Verificările efectuate pentru regimurile cu N-1 elemente în funcțiune la VSI și GNV au evidențiat niveluri ale tensiunilor în RET încadrate în benzile admisibile.

### 9.4. Pierderi de putere în RET, pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină

Conform analizei efectuate pentru regimurile staționare caracteristice, au rezultat pierderile de putere activă, pe elemente de rețea, prezentate în Tabelul 9.4.

Tabelul 9.4 [MW]

	VSI 2014	VDV 2014	GNV 2014	VSI 2019	VDV 2019	GNV 2019
Consum intern	8865	7414	4450	10317	8532	5323
Sold	387	401	270	518	532	362
Pierderi SEN	256	217	155	299	256	236
Pierderi RET	167	146	126	193	172	179

### 9.5. Nivelul solicitărilor la scurtcircuit

În conformitate cu PE 026, nivelurile curenților de scurtcircuit în rețelele de 400 kV, 220 kV și 110 kV, luate în considerare la dimensionarea instalațiilor energetice, sunt, de regulă, următoarele:

- la tensiunea de 400 kV: 31,5 – 50 kA (20 – 35 GVA);
- la tensiunea de 220 kV: până la 40 kA (15 GVA);
- la tensiunea de 110 kV: până la 40 kA (7,5 GVA).

În Anexa D tabelele 31 și 32 sunt prezentate valorile solicitărilor la scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul, pentru toate nodurile RET respectiv RED pentru anii 2014 respectiv 2019.

#### **Etapa 2014**

Calculul efectuat a permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - o Tântăreni 400 kV,  $I_3 = 24,4$  kA;
  - o Portile de Fier 220 kV,  $I_3 = 27,0$  kA;
  - o Medgidia Sud 110 kV,  $I_3 = 35,2$  kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - o Cernavoda 400 kV,  $I_1 = 23,3$  kA;
  - o Portile de Fier 220 kV,  $I_1 = 30,9$  kA;
  - o Medgidia Sud 110 kV,  $I_1 = 35,3$  kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - o Cernavoda 400 kV,  $I_{2p} = 24,0$  kA;
  - o Portile de Fier 220 kV,  $I_{2p} = 36,1$  kA;
  - o Tulcea 110 kV,  $I_{2p} = 35,8$  kA.

Valorile de scurtcircuit calculate au fost comparate cu valorile curentilor de rupere ale echipamentelor din stațiile electrice analizate (a se vedea Anexa E Tabel 31). În urma acestei analize, la etapa 2014, au fost înregistrate depășiri ale plafonului de rupere al întreruptoarelor din următoarele stații electrice:

- \_ Medgidia Sud 110 kV ( $I_r = 31,5$  kA),  $I_3 = 35,2$  kA,  $I_1 = 35,3$  kA,  $I_{2p} = 35,4$  kA;
- \_ Tulcea 110 kV ( $I_r = 31,5$  kA),  $I_{2p} = 35,8$  kA.

#### **Etapa 2019**

Rezultatele calculului de scurtcircuit la etapa de analiză 2019 sunt prezentate detaliat în Anexa E Tabel 32. Calculul efectuat a permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - o Cernavoda 400 kV,  $I_3 = 31,9$  kA;
  - o Portile de Fier 220 kV,  $I_3 = 27,5$  kA;
  - o Grozavesti 110 kV,  $I_3 = 41,4$  kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - o Cernavoda 400 kV,  $I_1 = 33,9$  kA;
  - o Portile de Fier 220 kV,  $I_1 = 31,3$  kA;
  - o Grozavesti 110 kV,  $I_1 = 42,8$  kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - o Cernavoda 400 kV,  $I_{2p} = 36,1$  kA;
  - o Portile de Fier 220 kV,  $I_{2p} = 36,4$  kA;
  - o Grozavesti 110 kV,  $I_{2p} = 44,3$  kA.



În urma comparației valorilor de scurtcircuit rezultate din calcul cu valorile curenților de rupere proprii echipamentelor electrice, la etapa 2019, au fost înregistrate depășiri ale plafonului de rupere al întreruptoarelor din următoarele stații electrice:

- o București Sud 110 kV ( $I_r = 31,5$  kA),  $I_3 = 40,7$  kA,  $I_1 = 42,1$  kA,  $I_{2p} = 43,7$  kA;
- o Domnești 110 kV ( $I_r = 40$  kA),  $I_1 = 40,8$  kA,  $I_{2p} = 42,2$  kA;
- o Grozavești 110 kV ( $I_r = 31,5$  kA),  $I_3 = 41,4$  kA,  $I_1 = 42,8$  kA,  $I_{2p} = 44,3$  kA;
- o Medgidia Sud 110 kV ( $I_r = 31,5$  kA),  $I_3 = 36,5$  kA,  $I_1 = 36,4$  kA,  $I_{2p} = 36,3$  kA;
- o Pipera 110 kV ( $I_r = 31,5$  kA),  $I_{2p} = 32,3$  kA;
- o Tulcea 110 kV ( $I_r = 31,5$  kA),  $I_1 = 32,1$  kA,  $I_{2p} = 36,6$  kA.

În urma comparației valorilor de scurtcircuit calculate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor de comutație din stațiile electrice analizate (a se vedea Anexa E Tabel 32) trebuie reținute următoarele aspecte:

- Pentru stația Mintia 220 kV, aflată în curs de rețehnologizare, a fost luată în considerare o valoare a curentului de rupere de 40 kA, o astfel de echipare fiind justificată din perspectiva curenților maximi de scurtcircuit atât la etapa 2014 ( $I_{2p} = 35,0$  kA) cât și la etapa 2019 ( $I_{2p} = 33,2$  kA);
- Pentru stația Domnești 110 kV, s-a considerat o valoare a curentului de rupere de 40 kA, o astfel de echipare fiind justificată din perspectiva curenților maximi de scurtcircuit la etapa 2014 ( $I_1 = 32,0$  kA,  $I_{2p} = 34,1$  kA). Cu toate acestea se remarcă faptul că la etapa 2019 este necesară funcționarea restricționată în stația 110 kV Domnești (cuple deschise), funcționarea în configurație – cuple închise – conducând la depășirea plafonului de 40 kA ( $I_1 = 40,8$  kA,  $I_{2p} = 42,2$  kA);
- Este necesară rețehnologizarea stațiilor 110 kV Medgidia Sud, respectiv Tulcea Vest, valoarea presupusă a curentului de rupere din aceste stații (31,5 kA) fiind depășită atât la etapa 2014 cât și la etapa 2019;
- Este necesară rețehnologizarea stațiilor 110 kV Grozavești, respectiv Pipera, la etapa 2019 fiind depășită valoarea presupusă a curentului de rupere din aceste stații (31,5 kA). În stația 110 kV Pipera este suficientă considerarea unui curent de rupere al echipamentului de comutație de 40 kA ( $I_1 = 31,7$  kA,  $I_{2p} = 32,3$  kA). Pe de altă parte în stația 110 kV Grozavești trebuie avută în vedere rețehnologizarea stației fie prin considerarea unui curent de rupere superior valorii 44,3 kA ( $I_{2p}$ ) fie prin considerarea unui curent de rupere de 40 kA și restricționarea funcționării în această stație (cupla deschisă).

## 9.6. Verificarea RET la condiții de stabilitate statică

### 9.6.1. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – etapa 2014

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la etapa 2014, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 9.6.1.

**Tabelul 9.6.1 – Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, etapa 2014, [MW]**

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI2014
S1	Excedentar	1544
S2	Deficitar	531
S3	Excedentar	746
S4	Deficitar	650
S5	Deficitar	423
S6	Excedentar	1169

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele D33.1 - D33.6.

### 9.6.2. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – etapa 2019

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la etapa 2019, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 9.6.2.

**Tabelul 9.6.2 – Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, etapa 2019, [MW]**

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI2019
S1	Excedentar	1272
S2	Deficitar	313
S3	Excedentar	2000
S4	Deficitar	398
S5	Deficitar	488
S6	Excedentar	2487

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele D34.1 - D34.6.

Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice ale SEN au fost identificate rezervele suplimentare față de rezervele normate de stabilitate statică (RSS) în regimul staționar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 9.6.3.

**Tabelul 9.6.3-Rezerve suplimentare de stabilitate în secțiunile caracteristice ale SEN - RMB**

Secțiunea	Etapa 2014		Etapa 2019	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	1224	981	1589	1222
S2	1906	1250	1882	1463
S3	1136	795	1011	744
S4	230	64	452	386
S5	425	-84	479	362
S6	609	315	1923	736

### Concluzii

Cu ajutorul datelor prezentate în Tabelul 9.6.3 pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staționar mediu de bază:

- Secțiunea S2 prezintă cea mai mare rezervă de stabilitate pentru ambele etape de analiză 2014, 2019, atât în configurație N, cât și în configurație N-1;
- În configurație completă de funcționare (N elemente în funcțiune) secțiunea S4 prezintă cea mai scăzută rezervă de stabilitate atât la etapa 2014, cât și la etapa 2019;
- La etapa de analiză 2014, în configurație N-1, secțiunea S5 nu prezintă rezervă de stabilitate în regimul mediu de bază, deci retragerea din exploatare a unei linii din secțiune se poate face numai în anumite perioade de consum suficient de mic sau cu încărcarea suplimentară a unor centrale din zonă. La etapa 2019, apariția în secțiunea S5 a LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smâran (eventual prin Cudalbi, Vultur) conduce la

existența unei rezerve de stabilitate în această secțiune, în configurație N-1, de aproximativ 360 MW.

- Secțiunea S6 (Dobrogea) prezintă o îmbunătățire semnificativă a rezervei de stabilitate de la etapa 2014 la etapa 2019 (creștere de 32 % în configurație N respectiv de 43 % în configurație N-1). Trebuie menționat însă că rezerva de stabilitate a secțiunii S6, la etapa 2019, corespunde unei puteri generate din surse eoliene în interiorul acestei secțiuni de numai 990 MW (CEE sunt considerate încărcate la 30% Pi);
- Secțiunile S4 și S5 prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim admisibile în secțiune atât la etapa 2014, cât și la etapa 2019, fiind demonstrată necesitatea întăririi fiecăreia dintre aceste secțiuni. În acest sens, întărirea rețelei electrice de transport prin întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est și Nord-Vest a SEN (LEA 400 kV Gădălin – Suceava) este benefică în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5 cât și pentru secțiunea S3.

Este important să fie avut în vedere faptul că rezervele de mai sus sunt calculate pentru regimul mediu de bază, în care centralele electrice eoliene sunt încărcate la 30% din puterea instalată prognozată. În cazul în care centralele din zonele excedentare (ex.: delimitate de S3, S6, în viitor S5) vor fi mai încărcate, rezervele suplimentare se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

### **9.7. Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET**

Având în vedere impactul major al calității instalațiilor de protecție asupra siguranței SEN, la un cost relativ mic (față de costul echipamentelor primare), Transelectrica a adoptat ca strategie echiparea tuturor stațiilor cu sisteme moderne, performante de comandă, control și protecție. Aceste sisteme se introduc atât cu prilejul re tehnologizării stațiilor de transport, cât și printr-un program special de modernizare aplicat în restul stațiilor. De asemenea, se utilizează teletransmisia pe liniile RET și, cu prilejul re tehnologizării stațiilor, se instalează întrerupătoare moderne, cu timpi mici de acționare. Aceste acțiuni conduc la îmbunătățirea stabilității tranzitorii în SEN.

Pentru identificarea situațiilor care impun măsuri pentru asigurarea stabilității tranzitorii, ca și pentru stabilirea reglajelor la protecții, se efectuează calcule dedicate, care iau în considerare caracteristicile exacte, la momentul respectiv, ale echipamentelor primare și secundare din stații și ale grupurilor instalate în sistem. Având în vedere incertitudinile legate de parcul de producție, ca și modificările etapizate în timp ale rețelei, calculele de verificare a stabilității tranzitorii, care identifică măsuri necesare (parametrizare protecții și automatizări, asigurare teletransmisii, stabilire set de parametri PSS la grupuri) se realizează la fiecare modificare de situație și periodic, cel puțin odată pe semestru. Conform Codului tehnic al RET, art. 132 a, verificarea RET din condiții de stabilitate tranzitorie se face pentru o perspectivă de până la cinci ani.

Pentru perspectiva de cinci și zece ani acoperită de Planul de perspectivă, s-a realizat un set de calcule, cu scopul de a oferi o perspectivă asupra aspectelor semnificative ale funcționării sigure și stabile a SEN și de a identifica eventuale probleme majore a căror rezolvare trebuie pregătită din timp, în urma unei analize mai exacte și detaliate. În aceste calcule, pentru verificarea stabilității tranzitorii la scurtcircuite pe liniile RET, în regimuri staționare cu rezervă normată de stabilitate statică, s-a utilizat o durată eliminare defect acoperitoare (referință de lucru), de 400ms. Pentru scurtcircuite pe barele centralelor, s-a utilizat un timp (referință de lucru) de eliminare a defectului, care ia în considerare timpul

total cerut de toate acțiunile asociate unui defect pe bare eliminat corect de protecții și automatizări, de 130ms. S-a ținut seama de faptul că declanșarea prin PDB în stație este transmisă ca declanșare directă prin teleprotecție în capetele liniilor adiacente barei cu defect/refuz de declanșare ( $t = t_{emisie\ TP} + t_{propriu\ protecție} + t_{intreruptor} = 20\ ms + 30\ ms + 80\ ms = 130ms$ ).

## Etapa 2014

### Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii posibil a fi identificate în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă,  $P_i = 2 \times 706,5\ MW$ ;
- CTE Turceni,  $P_i = 4 \times 330\ MW$ ;
- CTE Rovinari,  $P_i = 4 \times 330\ MW$ ;
- CHE Porțile de Fier I,  $P_i = 6 \times 194,4\ MW$ ;
- CTE Mintia,  $P_i = 4 \times 210\ MW + 1 \times 235\ MW$ ;
- CTE Ișalnița,  $P_i = 2 \times 315\ MW$ ;
- CCC OMV Brazi,  $P_i = 2 \times 305\ MW + 1 \times 315\ MW$ .

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase cu excepția unui singur caz: evacuarea puterii generate în CTE Rovinari în care a fost necesară schimbarea setului de parametri asociații dispozitivelor PSS cu care sunt echipate grupurile generatoare (în locul setului 1 a fost utilizat setul 2 de parametri asociat regulatorului PSS3B).

Rezultatele de calcul sunt prezentate detaliat în Anexa D Tabelele 35 a-g în format tabelar.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED). Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 9.7.1.

**Tabelul 9.7.1. – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor, etapa 2014**

Nod electric	TCED <sup>1)</sup>		DED <sup>2)</sup>	RS <sup>3)</sup>		Mașini restrictive
	$t_{stabil}$	$t_{instabil}$		[ms]	[%]	
	[ms]					
Cernavodă 400 kV	269	278	130	139	52	G1,G2
Țânțăreni 400 kV	278	287	130	148	53	G3,G4,G5,G6
Urechești 400 kV	231	241	130	101	44	G6
Porțile de Fier 220 kV	166	175	130	36	22	G1,G3
Mintia 220 kV	212	222	130	82	39	G2,G5
Ișalnița 220 kV	175	184	130	45	26	G7,G8
OMV Brazi 400 kV	344	353	130	214	62	G1
OMV Brazi 220 kV	353	363	130	223	63	G3

<sup>1)</sup> TCED – Timp critic eliminare defect, <sup>2)</sup> DED – Durată eliminare defect, <sup>3)</sup> RS – Rezervă de stabilitate

### **Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limita a secțiunilor caracteristice ale SEN**

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii (etapa 2014), situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șase secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent,  $P_8\% = 3770$  MW;
- Secțiunea S2, deficit,  $P_8\% = 3737$  MW;
- Secțiunea S3, excedent,  $P_8\% = 2928$  MW;
- Secțiunea S4, deficit,  $P_8\% = 1269$  MW;
- Secțiunea S5, deficit,  $P_8\% = 1246$  MW;
- Secțiunea S6, excedent,  $P_8\% = 3082$  MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul scurtcircuitelor trifazate permanente eliminate prin deconectarea elementului afectat de defect (pentru fiecare secțiune caracteristică au fost analizate 344 de cazuri distincte), se poate concluziona că majoritatea cazurilor analizate nu prezintă risc de pierdere a stabilității tranzitorii în fiecare secțiune caracteristică fiind însă identificate o serie de incidente care se impun a fi eliminate sub 400 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință). Rezultatele de calcul sunt prezentate detaliat în Anexa D Tabelul 37;
- În cazul scurtcircuitelor monofazate tranzitorii eliminate prin acționarea corectă a dispozitivelor RAR (pentru fiecare secțiune caracteristică au fost analizate 344 cazuri distincte) nu au fost identificate situații periculoase care să conducă la pierderea stabilității tranzitorii.

### **Etapa 2019**

#### **Evacuarea puterii generate în centralele electrice**

Au fost analizate situațiile periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii (etapa 2019) posibil a fi identificate în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă,  $P_i = 4 \times 706,5$  MW;
- CTE Turceni,  $P_i = 4 \times 330$  MW;
- CTE Rovinari,  $P_i = 4 \times 330$  MW;
- CHE Porțile de Fier I,  $P_i = 6 \times 194,4$  MW;
- CTE Mintia,  $P_i = 3 \times 210$  MW +  $1 \times 235$  MW;
- CTE Ișalnița,  $P_i = 2 \times 315$  MW;
- CCC OMV Brazi,  $P_i = 2 \times 305$  MW +  $1 \times 315$  MW;
- CHE Tarnița,  $P_i = 4 \times 250$  MW.

Analizele efectuate au scos în evidență, similar analizelor de la etapa 2014, un singur caz periculos din punct de vedere al pierderii stabilității tranzitorii: evacuarea puterii generate în CTE Rovinari, în care a fost necesară schimbarea setului de parametri asociații dispozitivelor PSS cu care sunt echipate grupurile generatoare (în locul setului 1 a fost utilizat setul 2 de parametri asociat regulatorului PSS3B).

Rezultatele de calcul sunt prezentate detaliat în Anexa D Tabelele 36 a-h.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED).

Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 9.7.2.

**Tabelul 9.7.2 – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor, etapa 2019**

Nod electric	TCED <sup>1)</sup>		DED <sup>2)</sup>	RS <sup>3)</sup>		Mașini restrictive
	t <sub>stabil</sub>	t <sub>instabil</sub>		[ms]	[%]	
	[ms]					
Cernavodă 400 kV	222	231	130	92	41	G1,G2,G3,G4
Țânțăreni 400 kV	259	269	130	129	50	G3,G4,G5,G6
Urechești 400 kV	231	241	130	101	44	G6
Porțile de Fier 220 kV	166	175	130	36	22	G2,G6
Mintia 220 kV	212	222	130	82	39	G5,G6
Ișalnița 220 kV	175	184	130	45	26	G7,G8
OMV Brazi 400 kV	353	363	130	223	63	G1
OMV Brazi 220 kV	297	306	130	167	56	G3
Târnița 400 kV	194	203	130	64	33	G1,G2,G3,G4

<sup>1)</sup> TCED – Timp critic eliminare defect, <sup>2)</sup> DED – Durată eliminare defect, <sup>3)</sup> RS – Rezervă de stabilitate

### Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limita a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate din punct de vedere al stabilității tranzitorii (etapa 2019), situațiile periculoase ce pot apare în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șase secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent,  $P_8\% = 3981$  MW;
- Secțiunea S2, deficit,  $P_8\% = 4651$  MW;
- Secțiunea S3, excedent,  $P_8\% = 4481$  MW;
- Secțiunea S4, deficit,  $P_8\% = 1392$  MW;
- Secțiunea S5, deficit,  $P_8\% = 1552$  MW;

- Secțiunea S6, excedent,  $P_8 \% = 5120 \text{ MW}$ ;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul scurtcircuitelor trifazate permanente eliminate prin deconectarea elementului afectat de defect (pentru fiecare secțiune caracteristică au fost analizate 376 de cazuri distincte), se poate concluziona că majoritatea cazurilor analizate nu prezintă risc de pierdere a stabilității tranzitorii, în fiecare secțiune caracteristică fiind însă identificate o serie de incidente care se impun a fi eliminate sub 400 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință). Rezultatele de calcul sunt prezentate detaliat în Anexa D Tabelul 38;
- În cazul scurtcircuitelor monofazate tranzitorii eliminate prin acționarea corectă a dispozitivelor RAR (pentru fiecare secțiune caracteristică au fost analizate 376 cazuri distincte) nu au fost identificate situații periculoase care să conducă la pierderea stabilității tranzitorii.

## 9.8. Concluzii

Pentru a asigura evacuarea puterii din unitățile 3 și 4 de la Cernavodă și a unei puteri instalate în centrale eoliene de 2500 – 3500 MW (în funcție de localizare) în Dobrogea și Moldova, este necesară întărirea rețelei de transport prin realizarea următoarelor investiții:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu, cu trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA funcționând la 220 kV Stâlpu-Teleajen-Brazi V;
- LEA 400 kV Suceava – Gădălin;
- LEA 400 kV Medgidia Sud - Constanța; deoarece extinderea stației Constanța N nu este posibilă, sunt în analiză câteva locații pentru construirea unei stații noi 400/110 kV, care va prelua o parte din consumul în creștere din zona litoralului Mării Negre și centrale electrice eoliene din zonă;
- Pentru peste 1000MW instalați în zona 110kV Medgidia-Basarab-Constanța este necesar al treilea transformator 400/110kV 250MVA în stația Medgidia Sud; acesta va permite evacuarea a maxim 1280MW din zona respectivă;
- În cazul racordării unui grup de 800 MW la Brăila sau Galați, este necesară încă o LEA 400 kV de evacuare din Dobrogea spre București;
- reconductorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni – Fântânele.

În ipoteza realizării acestor lucrări de dezvoltare a RET, există condiții pentru evitarea apariției congestiilor de sistem și pentru derularea în bune condițiuni a programelor de mentenanță preventivă care necesită retrageri din exploatare, iar valorile tensiunii în RET se înscriu în limitele admisibile.

Din analizele de stabilitate statică rezultă că, la etapa 2014, diferența între puterea admisibilă și excedentul inițial al S6 (Dobrogea) este 609MW pentru RMB, fără întăriri ale rețelei. În RMB au fost considerate CEE cu producție de 694MW. Rezultă că, fără întăriri, nu se pot evacua respectând rezerva normată decât 1303MW (609MW+694MW) produși în CEE, valoare care poate corespunde unei puteri instalate în CEE de 1860MW la un grad de încărcare de 70%. Dacă se presupune că este în funcțiune un grup la Brăila sau Galați, valoarea admisibilă pentru CEE trebuie diminuată corespunzător.

Pentru etapa 2019, diferența între puterea admisibilă și excedentul inițial al S6 (Dobrogea) este 1923MW pentru rețeaua întărită cu:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp (un circuit racordat intrare-ieșire în Gura Ialomiței), cu trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA funcționând la 220 kV Stâlp-Teleajen-Brazi V.

În RMB au fost considerate CEE cu producție de 830MW. Rezultă că se pot evacua 2753MW (1923MW+830MW) produși în CEE, valoare care corespunde unei puteri instalate CEE de 3900 MW funcționând la 70%. Nu s-au considerat în funcțiune Brăila 880MW și Galați 400MW.

Din analizele de stabilitate statica rezulta ca secțiunile S4 (Transilvania de N-V) și S5 (Moldova) prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim admisibile în secțiune atât la etapa 2014, cât și la etapa 2019, fiind demonstrată necesitatea întăririi fiecăreia dintre aceste secțiuni. În acest sens, întărirea rețelei electrice de transport prin întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est și Nord-Vest a SEN este benefică în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5 cât și pentru secțiunea S3.

Dacă se dorește realizarea unui import de 300 MW pe o linie nouă FAI – Ungheni (Rep, Moldova), este necesară realizarea LEA 400kV Suceava - FAI și a stației 400/220kV FAI, care asigură atât preluarea puterii de 300MW injecție în FAI cât și o cale de rezervă la deconectarea LEA 400kV Suceava-Gădălin sau Suceava - Roman / Roman - Bacău / Bacău - Gutinaș.

Pentru a asigura evacuarea puterii din centralele eoliene din zona Porțile de Fier – Reșița și creșterea capacității de schimb cu Serbia și vestul Europei, este necesară întărirea rețelei de transport prin realizarea următoarelor investiții:

- al patrulea AT 400/220kV, 500 MVA la CHE Porțile de Fier I sau trecerea a două grupuri la 400 kV;
- mărirea capacității LEA 220kV d.c. Reșița-Timișoara-Arad prin trecerea la 400kV.

Este necesară re tehnologizarea stațiilor 110 kV Medgidia Sud, respectiv Tulcea Vest, puterea de rupere a echipamentului de comutație din aceste stații (31,5 kA) fiind depășită atât la etapa 2014, cât și la etapa 2019.

În cazul realizării liniilor de 400 kV București Sud – Pipera și Domnești – Grozăvești, este necesară re tehnologizarea stațiilor 110 kV Grozavesti, respectiv Pipera, la etapa 2019 fiind depășită valoarea presupusă a curentului de rupere din aceste stații (31,5 kA). În stația 110 kV Pipera este suficientă considerarea unui curent de rupere al echipamentului de comutație de 40 kA ( $I_1 = 31,7$  kA,  $I_{2p} = 32,3$  kA). În stația 110 kV Grozavesti trebuie avută în vedere re tehnologizarea stației fie prin considerarea unui curent de rupere superior valorii 44,3 kA ( $I_{2p}$ ), fie prin considerarea unui curent de rupere de 40 kA și restricționarea funcționării în această stație (cupla deschisă).

Analizele de stabilitate tranzitorie nu au pus în evidență potențiale situații periculoase cu excepția unui singur caz: evacuarea puterii generate în CTE Rovinari în care a fost necesară schimbarea setului de parametri asociați dispozitivelor PSS cu care sunt echipate grupurile generatoare (în locul setului 1 a fost utilizat setul 2 de parametri asociați regulatorului PSS3B).



În cadrul analizelor de stabilitate tranzitorie s-au cautat situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. În cazul scurtcircuitelor trifazate permanente eliminate prin deconectarea elementului afectat de defect se poate concluziona că majoritatea cazurilor analizate nu prezintă risc de pierdere a stabilității tranzitorii în fiecare secțiune caracteristică fiind însă identificate o serie de incidente care se impun a fi eliminate sub 400 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

În urma calculului indicatorilor nodali de siguranță, se observă că rețehnologizările de stații prevăzute conduc la îmbunătățirea indicatorilor pentru toate stațiile supuse rețehnologizării. În cazul în care stația rețehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații. Pentru stațiile rețehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a trecut la bară dublă, îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.

## **10. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pentru un orizont de prognoză de 5 ani și orientativ pe 10 ani**

### **10.1. Instalațiile din cadrul RET**

#### **10.1.1. Aspecte generale privind activitatea de mentenanță – componentă a Managementului Activelor**

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția CNTEE Transelectrica S.A. de management al activelor și este, conform practicii mondiale, componentă a managementului activelor.

Conform cerințelor Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM), care realizează: reglementarea activității, introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a activității.

PAM înglobează și menține - asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea, actualizarea documentelor privitoare la mentenanță, în funcție de necesități - toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță.

Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din CNTEE Transelectrica-SA în baza *procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice.*

În activitatea de mentenanță se respectă cerințele documentelor specifice:

- PE 141/79 – „Regulament pentru executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110 – 750kV”.

- Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice – aprobat cu ordinul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) 17/2007;

- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat cu ordinul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) 35/2002;
- Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET – NTI–TEL–R–001–2010-01;
- Încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET-NTI–TEL–R–002–2007-00;
- Planul de perspectivă a RET
- Planul de Afaceri al CNTEE „Transelectrica” S.A.;
- Alte reglementări specifice.

În ultimii ani, starea tehnică reală a instalațiilor RET se menține la un nivel corespunzător pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță, ca urmare a desfășurării în Companie a unui program riguros de *mentenanță* și a unui program susținut de *investiții (re tehnologizare și modernizare)* a instalațiilor RET.

Programele acțiunilor de mentenanță preventivă se stabilesc corelat cu *programele de investiții (re tehnologizare și modernizare)* – atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice (avându-se în vedere programele de reabilitare/modernizare a stațiilor de transformare elaborate pe baze științifice prin criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanță sau investiții).

În cadrul programelor de mentenanță desfășurate în RET s-au inclus și lucrări de mentenanță majoră, pe baza unor proiecte tip „Master Plan”, care privesc stația sau LEA în totalitate, având în vedere lucrări efectuate practic la toate ansamblurile funcționale și care asigură în același timp, prin componenta de investiții, modernizarea sau re tehnologizarea și pregătirea stațiilor pentru teleconducere. Datorită evoluției tehnologice extrem de rapide și în condițiile în care durata de viață a majorității echipamentelor a depășit 30 de ani, s-au inclus componente de modernizare și re tehnologizare, care asigură funcționalitatea la nivelul tehnicii actuale, prin înlocuirea elementelor uzate moral și/sau fizic și adăugarea unor elemente (facilități) suplimentare, inclusiv introducerea de noi tehnologii.

Lucrările de *reabilitare (mentenanță majoră cu o componentă de modernizare / re tehnologizare)* începute și efectuate în ritm susținut în ultimii ani au avut ca element comun adoptarea unor soluții tehnice corespunzătoare funcționării în siguranță a instalațiilor.

Conform prevederilor PAM, în astfel de situații, ambele categorii de lucrări (mentenanță și investiții) sunt derulate simultan, într-o abordare unitară, dar se delimitează strict cheltuielile din *fonduri de mentenanță de cele din fonduri de investiții* (pentru componenta de modernizare/re tehnologizare) asociate fiecărei categorii de lucrări, conform studiilor de fezabilitate aferente.

În condițiile actuale de producere și consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN), considerând tehnologiile utilizate sau aspecte de legislație, proprietate etc. se urmărește a se promova soluții noi, atât de dezvoltare, cât și implicit de mentenanță a RET (tipul și dimensionarea conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor existente, tehnici de lucru sub tensiune - LST, tratarea on-line a izolației la unitățile de transformare, pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare și evitarea costurilor cu congestiile și consumul propriu tehnologic etc).

## **Principii și obiective privind strategia de mentenanță în cadrul CNTEE Transelectrica-S.A.**

Noua abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

### ***Obiectivele activității de mentenanță***

#### **➤ *Obiectivele strategice generale:***

1. Asigurarea disponibilității ridicate a instalațiilor RET;
2. Creșterea flexibilității în funcționare a RET;
3. Optimizarea costurilor;
4. Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței prin asigurarea unui nivel de pregătire a personalului conform cerințelor tehnice actuale;
5. Adaptarea acțiunilor de mentenanță la specificul noilor instalații / tehnologii și stabilirea necesarului de analize specifice aprofundate în domeniu.

➤ ***Obiectivele strategice specifice*** pentru activitatea de mentenanță (derivând din cele strategice generale) sunt:

- 1.1. reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale;
- 1.2. reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă - planificată (prin stabilirea, fundamentată pe diferite criterii, a frecvenței și conținutului).
  
- 2.1. adoptarea de soluții pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare și evitarea congestiilor cu ajutorul tehnologiilor LST, utilizarea celulelor mobile și a stâlpilor de intervenție pentru provizorate etc.
  
- 3.1. optimizarea mentenanței preventive, direcționată pe aplicarea unor tehnologii moderne de diagnosticare de tip inspecție multispectrală, termoviziune, cromatografie etc. și monitorizarea on-line a instalațiilor complexe noi.
- 3.2. reducerea costurilor cu mentenanța corectivă prin optimizarea stocurilor de aparatură și piese de schimb;
- 3.3. monitorizarea acțiunilor de mentenanță în scopul scăderii numărului de defectări induse de mentenanță (creșterea calității acțiunilor);
- 3.4. reprofilarea pe acțiuni de mentenanță simple ale personalului operațional din stații, pe măsură ce se introduc sistemele moderne de telecomandă, concomitent cu stabilirea și punerea în practică a unor structuri organizatorice de intervenție operativă în stațiile electrice, în scopul asigurării funcționării în siguranță a SEN;
  
- 4.1. monitorizarea pregătirii personalului sucursalelor privind activitatea de mentenanță;
- 4.2. stabilizarea forței de muncă specializate;
  
- 5.1. stabilirea acțiunilor de mentenanță și a tehnologiilor specifice pentru instalațiile rețehnologizate.

Obiectivele specifice stabilite prin strategia de mentenanță sunt cuantificate printr-un **set de indicatori – KPI (Key Performance Indicators)**, care pot fi folosiți pentru monitorizarea performanțelor activității de mentenanță. De asemenea, acești indicatori pot fi utilizați și pentru o analiză a componentelor activității în care sunt necesare anumite măsuri de îmbunătățire și pot constitui elemente pentru Planul de Afaceri.

Indicatorii sunt cuantificabili și pot acoperi aspecte tehnice (de exemplu, cu referire la consecințele incidentelor care pot apărea în funcționarea RET sau la acțiunile de mentenanță planificată) și aspectele economice, după cum urmează :

**1. indicatori - KPI - tehnici:**

- indisponibilitatea accidentală și planificată a instalațiilor (trafo/AT, respectiv LEA),
- energia nelivrată consumatorilor în urma evenimentelor accidentale produse în RET,
- Timpul Mediu de Intrerupere (AIT)

**2. indicatori - KPI - economici:** costurile de mentenanță.

Evoluția acestor indicatori evidențiază efortul pentru realizarea obiectivelor urmărite prin activitatea de mentenanță, în special pentru perioada 2010-2012 în care urmează a se implementa și urmări aplicarea unei strategii de mentenanță actualizate.

***Principiile strategiei de mentenanță*** aplicate în cadrul CNTEE Transelectrica-SA sunt:

- Utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- Corelarea Programului de mentenanță cu cel de investiții pe ansamblul activităților și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- Integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul integrat de calitate, mediu, securitate, sănătate ocupațională;
- Asigurarea unui stoc de echipamente de securitate.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanță stabilită prin PAM s-a elaborat ca normă specifică, internă, Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2007-00).

Întrucât s-a evidențiat necesitatea existenței unui flux unic și transparent de date și informații privitoare la activitatea de mentenanță, care să pună la dispoziție toate datele disponibile și facilități de control al calității acestora, pentru activitatea de mentenanță s-a creat o bază de date specifică și un sistem informațional pentru gestionarea, optimizarea și coordonarea tuturor acțiunilor de mentenanță.

Inventarele ansamblurilor funcționale se întocmesc în mod ierarhizat, până la nivelul stației electrice și al celulei electrice, utilizându-se și un mod de codificare ierarhizat.

Sistemul de management al mentenanței este organizat pe baza acestor nomenclatoare și conține instrumentele necesare pregătirii, lansării și desfășurării acțiunilor de mentenanță, urmării cheltuielilor, gestionării echipamentelor de rezervă.

Ansamblurilor funcționale din cadrul RET li se asociază informații pentru identificare, localizare, caracteristici tehnice și constructive, precum și informații privitoare la evenimentele (aleatoare și deterministe) necesare pentru crearea și menținerea unei baze de date tehnice unitare, utilizabilă în scopuri multiple, inclusiv în activitatea de mentenanță pentru alegerea, programarea și desfășurarea lucrărilor.

În CNTEE Transelectrica-SA se efectuează, după caz, lucrări de mentenanță:

- corectivă - după detectarea defectării, incluzând toate acțiunile destinate repunerii unei instalații în starea care-i permite să-și îndeplinească funcția specificată;

- preventivă - profilactică, pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau degradării, urmărindu-se obținerea unui echilibru corespunzător între aceste activități, în funcție de influența diferitelor categorii de ansambluri funcționale / SISC asupra obiectivelor propuse în cadrul RET:

- ◆ siguranță în funcționare,
- ◆ disponibilitate,
- ◆ eficiență.

În cadrul programelor, lucrările de mentenanță preventivă se încadrează pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4) care reprezintă gradul de complexitate al conținutului lucrărilor, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă lucrări încadrate în categoria de **mentenanță minoră** (de regulă inspecții tehnice - IT și revizii tehnice - RT).

Nivelurile 3 și 4 reprezintă lucrări de **mentenanță majoră** (de regulă reparații curente – RC și capitale - RK).

Mentenanța **preventivă** este bazată, după caz, pe:

➔ **timp** (în cazul mentenanței minore – inspecții, revizii tehnice), prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET) în funcție de categoria lor, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în funcție de stare, respectiv, după caz, de condițiile locale, specifice și de importanță.

➔ **stare**, în funcție de condiția tehnică a echipamentelor / instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

Fundamentarea programului de mentenanță se face în mod diferențiat pentru fiecare ansamblu funcțional, cu aplicarea principiilor de Mentenanță Bazată pe Fiabilitate – MBF (RCM) - metodologie care poate servi și la orientarea unor propuneri asupra necesarului de noi investiții. În cadrul metodologiei se cuantifică și se conjugă rezultatele privind starea tehnică a ansamblurilor funcționale și importanța acestora din punct de vedere al siguranței în funcționare în cadrul SEN.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor / serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de perspectivă (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ține evidența costurilor / volumelor planificate și realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru se vor analiza comparativ costurile, luând în considerare și componentele determinate de cpt și congestii.

În conformitate cu principiile și criteriile enunțate, implementarea strategiei de mentenanță se face parcurgând următorii pași:

➤ Generarea și structurarea programului de mentenanță în conformitate cu strategia Companiei;

➤ Definitivarea Planului anual de retrageri din exploatare și a Planului anual de LST, corelat cu programele anuale de mentenanță și investiții;

- Stabilirea bugetului de mentenanță;
- Achiziția și contractarea lucrărilor de mentenanță în conformitate cu legislația în vigoare și criteriile de selecție riguroase proprii C.N.T.E.E. Transelectrica-SA;
- Derularea programului de mentenanță prin intermediul echipelor de proiect coordonate de directorii de proiect, cu urmărirea încadrării în bugetul aprobat și utilizând facilitățile oferite de pachetele software specializate;
- Actualizarea programului de mentenanță având în vedere corelarea permanentă cu derularea efectivă a programului de investiții și încadrarea în Programul anual de retrageri din exploatare.

Particularitățile fiecărui proiect corespund structurii activelor pe care le deservește sub raportul mentenanței, dar se încadrează în mod unitar în strategia și conceptul de coordonare a mentenanței la nivelul CNTEE Transelectrica- SA.

### **10.1.2. Proiecte importante de mentenanță majoră finalizate/în curs de execuție în perioada 2005 – 2010**

Stabilirea programului de mentenanță de perspectivă se face pe baza unor analize multicriteriale, prin care acțiunile de mentenanță majoră se orientează, prioritar, la instalațiile de transport al energiei electrice care realizează :

- interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine;
- conexiunile între zone de sistem sau între stații electrice importante;
- evacuarea puterii de la marii producători;
- alimentarea zonelor importante de consum (se are în vedere și creșterea capacității de transport).

Programul de mentenanță pentru LEA și pentru stații electrice se elaborează în corelare și, de asemenea, așa cum s-a arătat cu privire la strategia de mentenanță, corelat cu programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc.

Se prezintă în continuare câteva realizări din programul de mentenanță majoră derulat în perioada 2005 – 2010.

#### **Programul de mentenanță la LEA**

##### **Anul 2005**

- lucrări finalizate:

- RK LEA 220kV Gutinaș – Dumbrava
- RK LEA 400kV Porțile de Fier – Urechești
- RC LEA 220kV Alba Iulia – Șugag – Gâlceag
- RC LEA 220kV Alba iulia – Cluj Florești
- RK LEA 220kV Reșița Timișoara
- RK LEA 220kV Brazi Vest – Fundeni

**Anul 2006**

- lucrări finalizate:

RK LEA 220kV Fântânele – Gheorghieni

RK LEA 400kV Porțile de Fier – Slatina

**Anul 2007**

- lucrări finalizate:

RK LEA 220kV Gutinaș – FAI – Munteni

RK LEA 220kV Mintia – Alba Iulia

RK LEA 220kVBrazi Vest – Târgoviște

RK LEA 220kV Ghizdaru – Turnu Măgurele

Inspecții aeriene multispectrale din elicopter

Montare balizaj de noapte a stâlpilor LEA

**Anul 2008**

RK LEA 220kV FAI - Suceava

RK LEA 400kV Gutinaș – Bacău Sud

RK LEA 400kV București Sud – Slatina

RK LEA 400kV Isaccea – Smârdan c1+c2

RK LEA 400kV Țânțăreni – Sibiu

RK LEA 220kV Reșița – Iaz

Întreținere culoar

Inspecții aeriene elicopter

**Anul 2009**

RC LEA 220kV Urechesti – Sardanesti;

RC LEA 220 kV Sardanesti – Craiova Nord;

Consolidare LEA 220 kV Bradu – Targoviste – borna 87;

RK lea 220 kV Pestis – Mintia;

RC racordare LEA la SE Mintia;

Intretinere culoar LEA;

Inspectii aeriene elicopter

Se menționează faptul că, în fiecare an, s-a executat un volum mare de lucrări urgente pe LEA, ca urmare a existenței stâlpilor în pericol.

## **Programul de mentenanță la stații electrice**

### **- Proiecte de mentenanță majoră cu componentă de modernizare FINALIZATE (Master plan)**

1. Stația 220/110kV Pitești Sud -2005
2. Stația 110kV Baia Mare 3- 2006
3. Stația 220/110kV Târgoviște -2007
4. Stația 220/110 Sălaj- 2007
5. Stația 220/110kV Cluj Florești -2008
6. Stația 220kV Stupărei -2009

### **- Proiecte de mentenanță majoră cu componentă de modernizare IN DERULARE (Master plan)**

1. Stația 220/110kV Turnu Măgurele – Finalizare 2010
2. Stația 220/110kV Pestiș – Finalizare 2010
3. Stația 220/110kV FAI – Finalizare 2011
4. Stația 220kV Baia Mare 3 – Finalizare 2010
5. Stația 220/110kV Gheorgheni- Finalizare 2010

Proiectele de mentenanță majoră în pregătire sunt prezentate în Anexele E-1 și E-2.

Necesitatea rectificării în anumite situații a valorilor programului de mentenanță stabilit inițial apare ca urmare a efectuării unor lucrări mai ample de mentenanță neprogramate în urma producerii unor evenimente accidentale cauzate de apariția unor condiții meteo nefavorabile, sustrageri de elemente componente care au condus la pierderi materiale importante, a degradării echipamentelor ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situații care au apărut în ultima perioadă pe parcursul derulării Programului de mentenanță și care impun necesitatea suplimentării/relocării fondurilor prevăzute inițial:

- efectuarea inspecțiilor și reviziilor tehnice pe fondul creșterii tarifelor și prețurilor unitare pentru echipamentele din stațiile neretehnologizate;
- intervenții în regim de urgență pentru rezolvarea situațiilor apărute accidental (înlocuiri de elemente sustrate la LEA, consolidare fundații borne LEA afectate de viituri, defrișare vegetație pentru întreținere culoar LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a deteriorării parametrilor electrici ai echipamentelor;
- efectuarea unor lucrări de înlocuire a izolației pe anumite LEA în regim de lucru sub tensiune pentru reducerea timpilor de retragere din exploatare a instalațiilor electroenergetice și menținerea în stare normală de funcționare, tarifele pentru lucru sub tensiune fiind mai mari decât cele pentru lucrări efectuate cu retragerea instalațiilor din exploatare.

Neefectuarea acestor servicii/lucrări conduce în mod inevitabil la deteriorarea parametrilor de funcționare ai echipamentelor și instalațiilor din RET, punând astfel în pericol funcționarea SEN, cu implicații asupra respectării condițiilor de calitate impuse de Codul Tehnic al RET, de Licența de Operator de Transport și Sistem acordată C.N.T.E.E. Transelectrica S.A și de Standardul de performanță.



### 10.1.3. Programul de mentenanță majoră a stațiilor electrice din RET

Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2010 ÷ 2019 ține seama de prioritizarea stațiilor pe criteriul stării tehnice, vechimii și al importanței, dar și de localizarea geografică a stațiilor. S-a evitat (pe cât posibil) programarea de lucrări simultane în stații situate în aceeași zonă geografică. Această cerință rezultă din obligația CNTEE “Transelectrica” S.A. de a menține siguranța și continuitatea în funcționare a SEN, pe durata lucrărilor în stații, la nivelul standard și de a reduce costurile pentru eliminarea congestiilor în rețea. De asemenea, planificarea în același timp a mai multor lucrări în aceeași zonă a SEN conduce la necesitatea realizării de lucrări provizorii (cabluri, stâlpi de subtraversare etc.) care măresc nejustificat costul lucrărilor.

În toate stațiile în care s-au prevăzut lucrări de mentenanță majoră s-a avut în vedere, prin componenta de modernizare realizată din fonduri de investiții, partea de control- protecție, inclusiv instalațiile și dotările necesare pentru asigurarea teleconducerii..

Programul de mentenanță majoră pentru perioada 2010 ÷ 2019 pentru stații și linii este prezentat mai jos (v. și Anexele E-1 și E-2 – *nu se publică*).

Graficul proiectelor de mentenanța majora pentru statiile electrice aflate în administrarea CN Transelectrica SA pentru perioada 2010-2019

Nr. crt.	Denumirea obiectivului	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Turnu Magurele										
2	Gheorgheni										
3	FAI										
4	Pestis										
5	Baia Mare										
6	Aref										
7	Raureni										
8	Hasdat										
9	Cluj Est										
10	Ungheni										
11	Tihau										
12	Draganesti Olt										
13	Teleajen										
14	Isaccea										

**Graficul proiectelor de mentenanta majora pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CN Transelectrica SA pentru perioada 2010-2019**

Nr. crt.	Denumirea obiectivului	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
		4	5	6	7	8	9	10	11	14	15
1	2										
<b>TRANSPORT - LINII</b>											
1	LEA 220 kV FAI - Suceava										
2	LEA 220 kV Gutinas-Focsani Vest(217/272)										
3	LEA 400 kV Gutinas - Smardan										
4	LEA 400 kV Gutinas - Brasov										
5	LEA 400 kV Gutinas - Bacau Sud										
6	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord										
7	LEA 400 kV Roman Nord - Suceava										
8	LEA 220 kV Gutinas - Focsani Vest(1/217)										
9	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni										
10	LEA 220 kV Gutinas - Dumbrava										
11	LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru										
12	LEA 220 kV Gutinas - AT 1										
13	LEA 220 kV Gutinas - AT 2										
14	LEA 220 kV Gutinas - TA 7										
15	LEA 220 kV Gutinas - TA 8										
16	LEA 110 kV Siret - Porubnoe										
17	LEA 110 kV Husi - Cioara										
18	LEA 110 kV Tutora - Ungheni										
19	LEA 110 kV Stanca - Costesti										
20	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu										
21	LEA 400 kV CNE - Pelicanu										
22	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.2										
23	LEA 400 kV Urechesti - Domnesti										
24	LEA 220 kV Derivatia Mostistea										
25	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Slatina										
26	LEA 220 kV Bucuresti Sud - Ghizdaru										
27	LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste										
28	LEA 400 kV București Sud - Domnești										
29	LEA 400 kV Domnești - Brazi Vest										
30	LEA 400 kV Rosiori - Gadalin										
31	LEA 400 kV Rosiori - Mukacevo										
32	LEA 220 kV Cluj Floresti - Alba Iulia										
33	LEA 220 kV Cluj Floresti-Campia Turzii										
34	LEA 220 kV Iernut - Baia Mare 3										
35	LEA 220 kV Tihau - Baia Mare 3										
36	LEA 400 kV Rosiori - Vetis										
37	LEA 220 kV Rosiori - Baia Mare 3										
38	LEA 400 kV Lacu Sarat - Smardan										
39	LEA 400 kV Isaccea - Smardan circ.1+2										
40	LEA 400 kV CNE - Constanta Nord										
41	LEA 400 kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat										
42	LEA 110 kV Gura Vaii - Sip										
43	LEA 400 kV. Isaccea - Vulcanesti										
44	LEA 400 kV. Tulcea Vest - Isaccea										
45	LEA 220 kV Isalnita - Gradiste										
46	LEA 220 kV Craiova Nord - Isalnita C1										
47	LEA 220 kV Craiova Nord - Isalnita C2										
48	LEA 220 kV Craiova Nord - Slatina										
49	LEA 220 kV Tg Jiu Nord - Paroseni										
50	LEA 220 kV Portile de Fier - Cetate										
51	LEA 220 kV Portile de Fier - Calafat										
52	LEA 220 kV PdF - Tr. Severin Est C1										
53	LEA 220 kV PdF - Tr. Severin Est C2										
54	LEA 400 kV PdF - Djerdap										
55	LEA 400 kV PdF - Urechesti										
56	LEA 400 kV PdF - Slatina										



portabile de verificare, masa de verificare a contoarelor, instrumentele de măsurare și etalon, trusele de analiza a calității energiei electrice, sistemele de monitorizare a calitatii energiei electrice, echipamentele de parametrizare.

În conformitate cu „Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET – NTI-TEL-R-001-2010-01” la care DM OMEPA a avut contribuția sa prin introducerea ansamblurilor functionale specifice activității proprii în domeniul măsurării și monitorizării calitatii energiei electrice, anual se întocmesc programe de mentenanță preventivă pentru echipamentele menționate pe fiecare tip de echipament. Astfel pentru diferitele tipuri de echipamente, periodicitatea verificărilor în instalații precum și a celor metrologice este procedurată conform legislației specifice. În urma verificărilor programate sau accidentale efectuate de OMEPA, echipamentele necorespunzătoare sunt înlocuite cu echipamente de primă intervenție, cele defecte fiind reparate prin unități specializate după caz.

Pentru echipamentele și sistemele ce nu pot fi întreținute de OMEPA (și care nu mai sunt în garanție) există contracte cu firme de specialitate pentru realizarea mentenanței preventive și corective (echipamentele sistemului central de management al datelor, contoarele etalon).

Se menționează că în prezent costurile asociate activității de mentenanță preventivă și corectivă sunt încă ridicate din cauza multiplelor intervenții locale la echipamente depășite tehnologic (contoare electromecanice) și din imposibilitatea urmăririi de la distanță a acestora.

Având în vedere că pentru piața angro de energie echipamentele utilizate sunt electronice cu fiabilitate ridicată, periodicitatea de verificare în teren a acestora fost modificată de la 6 luni la 12 luni, în viitor înlocuirea în totalitate a contoarelor electromecanice nefiababile (în cadrul proiectelor de rețehnologizare a stațiilor electrice) cu contoare statice, electronice, fiabile, permitând aplicarea unei strategii unitare întregului parc de echipamente de contorizare, ceea ce va implica cu siguranță reducerea costurilor aferente activității.

## **11. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe**

### **11.1. Elemente care determină necesitatea dezvoltării RET**

Programul de modernizare/ rețehnologizare și mentenanță majoră a fost elaborat pornindu-se de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor, în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național (SEN), în conformitate cu reglementările în vigoare. Este, de asemenea, avut în vedere criteriul susținerii bunăstării sociale, prin punerea la dispoziția societății a unei infrastructuri suport favorabile dezvoltării economiei și scăderii prețurilor energiei electrice.

#### *- Uzura fizică și morală a echipamentelor*

Deși în ultimii ani s-a desfășurat un program intens de rețehnologizare, numeroase echipamente au încă un grad ridicat de uzură fizică și morală, având anul de PIF înainte de 1990 (peste 20 de ani vechime) și fiind bazate pe soluții tehnologice depășite. În aceste

condiții, o mare parte din instalațiile SEN trebuie modernizate sau reparate capital, după caz.

Se au în vedere clasificarea activelor fixe utilizate în economie și duratele normale de funcționare ale acestora, care corespund cu duratele de amortizare în ani, aferente regimului de amortizare liniar, aprobate prin Hotărârea de Guvern nr. 2139/2004 privind clasificarea și duratele normale de funcționare a activelor fixe.

Uzura fizică și morală influențează negativ costurile cu mentenanța, fiabilitatea, comportarea în caz de incidente, impactul asupra mediului, precizia măsurării parametrilor etc. De asemenea, caracteristicile inferioare ale echipamentelor instalate în trecut nu permit implementarea telecomandării în stații.

Echipamentele vechi vor fi înlocuite cu:

- aparate de comutație cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor;
- sisteme de protecții rapide, selective, cu logică flexibilă și complexă, controlabile de la distanță;
- echipamente primare compacte și nepoluante, cu impact redus asupra mediului;
- transformatoare cu pierderi în cupru și în fier reduse;
- conductoare cu limita termică admisibilă marită, permițând creșterea capacității de transport în situațiile în care nu se poate asigura în timp util construcția de linii suplimentare;
- sisteme de măsurare performante, la nivelul impus de cerințele funcționării pieței de electricitate.

Vor fi introduse sisteme de monitorizare a calității energiei electrice, prioritar în stațiile la care sunt racordați consumatori cu specific de funcționare potențial perturbator.

#### - *Gradul de încărcare a rețelei*

Încărcarea rețelei trebuie să nu depășească limitele care conduc la nerespectarea criteriilor normate de siguranță stipulate în Codul tehnic al RET.

Creșteri ale gradului de încărcare a rețelei care pot declanșa necesitatea dezvoltării rețelei pot fi determinate de:

- creșterea într-un interval scurt de timp a consumului în locații concentrate sau creșterea lentă în anumite zone pe un interval de timp mai mare;
- creșterea producției în anumite locații ca urmare a instalării de grupuri noi;
- creșterea schimburilor de energie electrică pe anumite direcții în regiunea din care face parte SEN.

Pentru a evalua adecvanța RET și necesitățile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcționare în parametrii normati, prin efectuarea de calcule de regim staționar, stabilitate statică, stabilitate dinamică și evaluarea curenților de scurtcircuit. Sunt calculați și indicatorii de fiabilitate pe barele stațiilor electrice de transport.

Calcululele și analizele se realizează pentru scenariul de bază și pentru un număr rezonabil de scenarii alternative privind evoluția consumului, a structurii parcului de producție la diferite orizonturi de timp și încărcarea centralelor pentru echilibrarea consumului și soldului de schimb cu sistemele vecine.

Din mai multe soluții posibile, se alege varianta cea mai bună, luând în considerare:

- costurile;
- capacitatea de a face față unor evenimente în sistem a căror gravitate depășește condițiile normate de dimensionare;
- adecvarea la un număr cât mai mare de scenarii de evoluție posibilă a SEN;
- impactul social și asupra mediului;
- acceptabilitatea proiectului pentru comunitățile locale afectate;
- fezabilitatea din punct de vedere al obținerii drepturilor asupra terenurilor și autorizațiilor necesare.

Rețeaua funcționează în prezent cu un grad scăzut de încărcare. În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în zona de sud-est a țării și în Banat și odată cu intensificarea schimburilor de energie electrică pe liniile de interconexiune din zona de vest, rețeaua de transport din acele zone va fi foarte solicitată și nu va asigura în structura actuală criteriile tehnice normate și standardul de performanță al serviciilor de transport și de sistem.

- *Modificarea regulilor pieței de electricitate*

Implementarea unor instrumente noi de piață în sectorul energiei electrice a necesitat dezvoltarea corespunzătoare a sistemelor de măsurare a energiei electrice și a instalațiilor de monitorizare și conducere a sistemului.

- *Modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor*

Creșterea rapidă a volumului de centrale electrice eoliene în SEN impune dotarea operatorului de sistem cu instrumente noi, de prognoză a producției în CEE și de integrare a acestora în programarea operativă a funcționării centralelor.

## **11.2 Criterii de prioritizare a acțiunilor de retehnologizare/ modernizare și mentenanță majoră**

Volumul mare al instalațiilor care necesită lucrări de retehnologizare/ modernizare și mentenanță majoră, coroborat cu situația favorabilă (încărcări relativ reduse) existentă în RET în următorii 5 ÷ 7 ani, justifică un efort investițional și financiar sporit în această perioadă.

În următorii 15 ani este necesar să fie finalizată acțiunea de retehnologizare/ modernizare și mentenanță majoră a tuturor instalațiilor RET (400 kV, 220 kV și 110 kV) pentru a se putea menține standardele de calitate impuse de funcționarea interconectată cu ENTSO-E.

În vederea stabilirii ordinii de prioritate a acțiunilor de retehnologizare / modernizare și mentenanță majoră, a fost realizată o analiză pe baza următoarelor criterii:

- Starea tehnică
- Importanța

În cadrul fiecărui criteriu stațiile electrice avute în vedere la analiză au primit un punctaj de la 1 ÷ 100.

Ponderea criteriilor a fost : starea tehnică – 50 %, importanța – 40 %.

În plus față de punctajele acordate pe baza acestor criterii, a fost acordat un bonus de 10 puncte (0 sau 100 puncte cu pondere 10 %) stațiilor electrice direct implicate în buna funcționare a CNE Cernavodă, ALRO Slatina, SIDEX Galați și alimentarea Municipiului

București, care, prin valoarea mare a puterii instalate concentrate (generare sau consum), au cel mai mare impact asupra regimurilor de funcționare.

În cadrul criteriului *Stare tehnică*, punctajele au fost acordate ținându-se seama de anul de PIF al stației. În cazul în care acest an diferă pentru nivelurile de tensiune, a fost luat în considerare anul cel mai îndepărtat (instalația cea mai veche).

În cadrul criteriului *Importanța* punctajele au fost acordate pe baza unei analize multicriteriale complexe care a avut în vedere impactul stației electrice respective asupra aspectelor semnificative ale funcționării SEN: circulații de puteri în regimuri staționare, limitele de stabilitate în secțiunile caracteristice ale SEN, stabilitatea dinamică. În acest scop a fost utilizat programul de calcul DINLAP, parte componentă a pachetului de programe utilizate în cadrul proiectului RCM.

Analizele de sensibilitate elaborate pentru acest criteriu au demonstrat că punctajele obținute au un grad ridicat de stabilitate indiferent de valorile coeficienților de pondere utilizați.

Rezultatele sunt prezentate în Tabelul 11.1 Nu sunt cuprinse stațiile în care s-au realizat în ultimii zece ani sau sunt în curs lucrările de retehnologizare/ modernizare sau mentenanță majoră.

**Tabelul 11.1 - Ordinea de prioritate a stațiilor electrice din RET**

Nr.crt.	Stația de transformare	Punctaj
1	Smârdan 400/110 kV	63.36
2	Turnu Severin Est 220/110 kV	60.18
3	Filești 220kV	59.45
4	Arefu 220/110 kV	57.10
5	Stupărei 220/110 kV	56.90
6	Barboși 220kV	56.68
7	Timișoara 220/110 kV	56.29
8	Craiova Nord 220/110 kV	55.41
9	Bradu 400/220/110 kV	54.90
10	Hășdat 220/110 kV	53.83
11	Grădiștea 220/110 kV	53.64
12	Reșița 220/110 kV	52.98
13	Gura Ialomiței 400/110 kV	50.55
14	Pitești Sud 220/110 kV	50.45
15	Tulcea Vest 400/110 kV	49.48
16	Domnești 400/110 kV	48.05
17	Arad 220/110 kV	46.52
18	Râureni 220/110 kV	46.29
19	Alba Iulia 220/110 kV	45.95
20	Ungheni 220/110 kV	44.45
21	Baru Mare 220/110 kV	43.56
22	Sărdănești 220/110 kV	43.45
23	Iaz 220/110 kV	42.41
24	Pelicanu 400/110 kV	42.21
25	Săcălaz 220/110 kV	42.14
26	Târgu Jiu Nord 220/110 kV	37.80
27	Dârste 400/110 kV	37.10
28	Calafat 220/110 kV	36.45

29	Medgidia Sud 400/110 kV	33.49
30	FAI 220/110 kV	33.06
31	Oțelărie 220kV	31.83
32	Mostiștea 220/110 kV	30.91
33	Suceava 220/110 kV	29.52
34	Isaccea 750/400 kV	29.00
35	Munteni 220/110 kV	28.76
36	Tihău 220/110 kV	28.72
37	Ghizdaru 220/110 kV	27.91
38	Câmpia Turzii 220/110 kV	27.56
39	Stâlpu 220/110 kV	27.37
40	Bacău Sud (400)/110 kV	25.32
41	Focșani Vest 400/110 kV	24.45
42	Vetiș 220/110 kV	23.84
43	Teleajen 220/110 kV	21.72
44	Drăgănești Olt 400/110 kV	21.22
45	Cluj Est 400/110 kV	20.95
46	Roman Nord (400)/110 kV	16.72

### 11.3. Soluții tehnice promovate prioritar

Se vor promova prioritar următoarele soluții tehnice:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial în funcție de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul asupra mediului;
- Se va lua în considerare renunțarea la bara de transfer în toate stațiile la care se realizează rețehnologizare, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne și fiabile;
- Stațiile cu alimentare radială, indiferent de tensiunea nominală, de regulă nu se vor moderniza/ rețehnologiza, ci vor intra în programul de mentenanță majoră ;
- Se vor adopta soluții care să reducă pierderile în rețea;
- Se vor adopta soluții care să permită alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor Companiei din rețeaua proprie.

Planificarea lucrărilor se realizează considerându-se toate nivelurile de tensiune existente în stația respectivă, într-un proiect unitar.

În toate stațiile în care se prevăd lucrări, se au în vedere și modernizarea sistemelor de control protecție și automatizare și dotările necesare pentru asigurarea telecomandării.

Pentru zonele care devin puternic excedentare, deficitare sau supuse unor tranzite de putere mari, se recomandă mentenanța majoră sau modernizarea/ rețehnologizarea cu prioritate a stațiilor incluse în traseele de interconectare cu restul SEN.

Pentru evitarea congestiilor care apar în anumite perioade datorită supraîncărcării unor linii, se preconizează utilizarea celor mai noi soluții tehnologice, cum ar fi înlocuirea conductoarelor existente cu conductoare de capacitate termică mărită.

### 11.4. Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2010-2019

Principalele obiective a căror îndeplinire în perioada 2010-2019 conduce la necesitatea întăririi RET sunt:



- Alimentarea consumului la parametrii normați de calitate și siguranță;
- Asigurarea evacuării producției din noile capacități preconizate să fie instalate în SEN;
- Creșterea capacității de interconexiune cu alte sisteme.

În capitolul 9 au fost prezentate rezultatele analizelor de regimuri pentru ipotezele considerate la orizonturile de timp 2014 și 2019 și soluțiile de întărire a RET care vor permite evitarea congestiilor de rețea.

### **Alimentarea consumului la parametrii normați de calitate și siguranță**

S-au analizat necesitățile de dezvoltare determinate de: creșterea consumului în București cu o rată mult peste media pe țară, solicitarea de aviz tehnic de racordare pentru amplificarea consumului S.C. FERAL S.R.L. – Tulcea, informațiile și solicitările privind amplificarea consumului unor mari consumatori și apariția unor consumatori noi în zonele Brașov, Constanța, Cluj-Bistrița.

Pentru creșterea siguranței în alimentare a zonei de vest a municipiului București, a fost instalat în regim de urgență, în anul 2009, al treilea transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația Domnești.

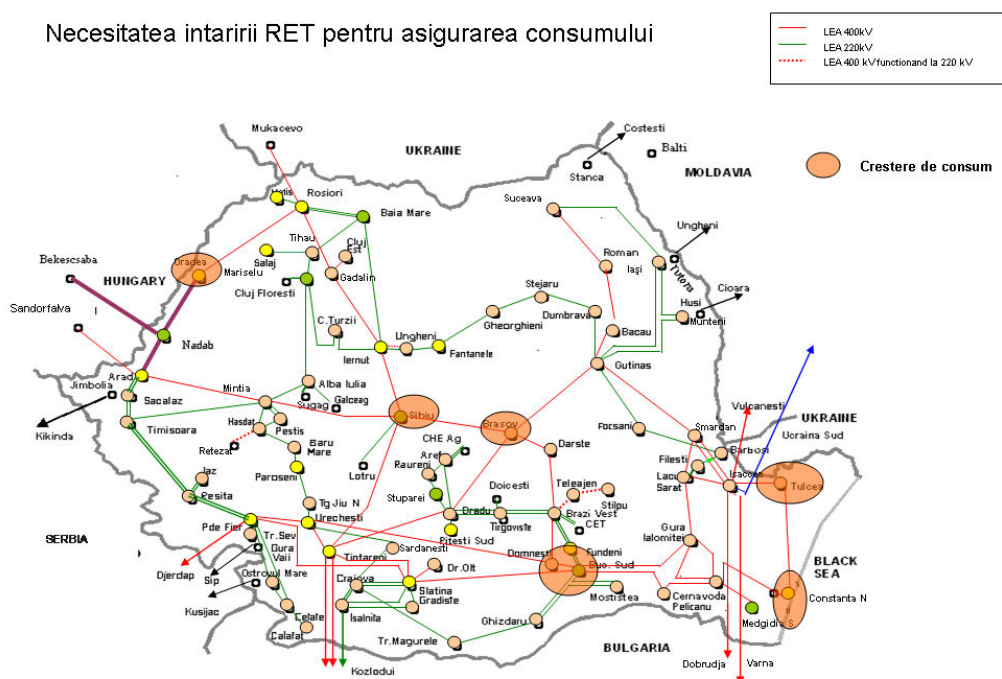
Ținând seama de estimările de creștere a consumului, este necesară creșterea capacității de transport și a capacității de injecție spre rețeaua de distribuție în anumite zone în care acestea au ajuns, sau vor ajunge la limită, în următorii 10 ani (fig. 11.1):

- zona municipiului București;
- zona Tulcea;
- zona Brașov;
- zona Constanța și litoral;
- zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecții din RET.

O situație specială există în rețeaua de alimentare a municipiului București. Evoluția prognozată a consumului conduce la necesitatea realizării unui inel de înaltă tensiune din care să se asigure alimentarea sigură a orașului, prin mai multe injecții spre rețeaua de distribuție.

Fig.11.1

Necesitatea întăririi RET pentru asigurarea consumului



### Asigurarea evacuării producției din noile capacități preconizate să fie instalate în SEN

- Instalarea unităților nucleare 3 și 4 de la Cernavodă, având studiul de fezabilitate în curs de finalizare, impune creșterea capacității de evacuare a puterii din Cernavodă, pentru satisfacerea criteriului N-2.
- Dezvoltarea accentuată a parcului de producție din zona Dobrogea, prin apariția unităților nucleare 3 și 4 de la Cernavodă și a centralelor electrice eoliene va duce la încărcarea peste limita admisibilă a secțiunilor S3 (evacuarea puterii din zona de est a sistemului) și S6 (evacuarea puterii din zona Dobrogea). Este necesară întărirea acestor secțiuni. În cazul apariției grupurilor pe cărbuni de la Brăila și/sau Galați, sunt necesare întăriri suplimentare.
- Creșterea preconizată a producției din Dobrogea, având drept consecință încărcarea aproape de limită a rețelei din zonă, impune reparația capitală sau rețehnologizarea cu prioritate a stațiilor care asigură evacuarea și tranzitul de putere spre restul sistemului. Acțiunea a fost demarată cu câțiva ani în urmă și este necesar să fie continuată în ritm susținut.
- Evacuarea puterii în cazul realizării proiectelor de instalare de centrale eoliene pentru care s-au realizat studii de soluție în zona Banat necesită realizarea proiectelor de întărire a RET în zonă.
- Realizarea CHEAP Târnița-Lăpușești – 1000 MW, necesară pentru obținerea adecvanței sistemului din punct de vedere al echilibrului producție/consum, în contextul apariției celor două unități nucleare și a centralelor eoliene, impune realizarea stației de 400 kV Târnița și a liniilor de conexiune a acesteia la sistem.

## **Creșterea capacității de interconexiune cu alte sisteme**

În vederea creșterii capacității de schimb cu alte sisteme, au fost încheiate memorandumuri de înțelegere cu partenerii pentru următoarele proiecte, ale căror Studii de fezabilitate sunt în curs sau finalizate:

- Realizarea celei de a doua linii de interconexiune de 400 kV cu Serbia;
- Realizarea unei interconexiuni cu Sistemul Electroenergetic al Turciei prin cablu submarin;
- Creșterea capacității de schimb de energie electrică cu Republica Moldova, prin LEA 400 kV Suceava - Bălți.

Aceste proiecte presupun întăriri ale RET interne, pe direcțiile fluxurilor de putere tranzitate prin stațiile de interconexiune.

## **11.5. Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Programul de dezvoltare a RET**

În conformitate cu Legea Energiei Electrice nr. 13/2007, Planul de perspectivă al RET trebuie să asigure planificarea pe termen lung a necesarului de investiții în capacități de transport, în vederea acoperirii cererii de energie electrică a sistemului și a asigurării livrarilor către clienți, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.

Cunoașterea cât mai exactă a volumului și localizării geografice a consumului, producției și schimburilor este foarte importantă pentru dimensionarea optimă a rețelei, astfel încât, pe de o parte, să se aloce resurse pentru dezvoltare acolo unde va fi necesar, iar pe de altă parte, să se evite costuri pentru întăriri nejustificate. De aceea, estimările la nivelul întregului SEN ale puterii medii și energiei consumate și generate anual, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanță redusă asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

În ceea ce privește consumul, putem spune că utilizarea valorilor istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului pe SEN, conduc la estimări cu erori fără consecințe majore asupra planului de dezvoltare. De obicei, programul de investiții poate fi corectat în timp util în cazul observării unei îndepărtări a valorilor față de prognoză, deoarece timpul necesar pentru instalarea unor transformatoare suplimentare de injecție spre rețeaua de distribuție nu este foarte mare.

Problema majoră pentru planificarea rețelei constă în ultimii ani în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție.

Deoarece dezvoltarea parcului de producție se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale producătorilor. Nu există un organism care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un plan de evoluție în timp care să poată fi corelat cu dezvoltarea rețelei. Sursa principală de informare pentru OTS sunt comunicările primite la solicitarea sa de la producătorii existenți și cererile de racordare la rețea primite de la potențiali utilizatori.

Intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt însă informații sensibile din punct de vedere comercial, deci credibilitatea informațiilor transmise OTS este limitată. Ele nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

Trebuie avut în vedere faptul că timpul necesar construcției unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi. Aceasta face necesară începerea construcției liniilor înainte de demararea investiției utilizatorului, introducând un element important de risc pentru Transelectrica S.A.

Pentru a crește gradul de încredere al prognozei pe care se bazează Planul de perspectivă, este necesară implementarea unor metodologii care să responsabilizeze utilizatorii RET în relația cu OTS.

Având în vedere elementele numeroase și importante de incertitudine prezentate mai sus, Transelectrica S.A. a luat în considerare la elaborarea programului de dezvoltare a RET acele proiecte și eșalonările în timp asociate care au putut fi considerate cu un grad suficient de mare de credibilitate. Astfel, au fost luate în considerare următoarele proiecte de dezvoltare a capacităților de producție cu impact major asupra RET:

- Punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
- Punerea în funcțiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de
  - o 2500 – 3000 MW până în 2014;
  - o 3000 – 4000 MW până în 2019.
- Punerea în funcțiune a unor centrale clasice în zona Galați – Brăila de 800 MW până în 2013;
- Punerea în funcțiune a CHEAP Tarnița – Lăpuștești, având în vedere necesitatea acestei centrale pentru a putea echilibra balanța producție/ consum a SEN în condițiile creșterii producției la CNE Cernavodă;

O dificultate nouă privind analiza regimurilor de funcționare ale RET, apărută în ultimii ani, este instalarea unui volum important de putere în centrale eoliene, a căror disponibilitate este aleatorie, în funcție de viteza vântului.

În contextul prezentat mai sus, pentru a stabili necesitățile de dezvoltare a RET, Transelectrica a analizat mai multe scenarii privind apariția în timp a centralelor noi, asociate cu diferite scenarii încărcare a grupurilor pentru acoperirea sarcinii și cu mai multe scenarii de export.

Deoarece, cu excepția CHEAP Tarnița – Lăpuștești, toate proiectele sus-menționate conduc la o creștere foarte mare a producției în zona Dobrogea, secțiunea S6 de evacuare a puterii existente în prezent, ca și unele linii interne zonei, nu vor putea face față la fluxurile de putere preconizate (analiza detaliată este prezentată în capitolul 9).

Din analizele efectuate de Transelectrica S.A. și consultanți (menționăm contribuția importantă a ISPE S.A. și TRAPEC S.A.), a rezultat necesitatea unor întăriri importante ale RET în zonă, fără de care puterea nou instalată preconizată nu poate fi evacuată.

S-a optat pentru realizarea cu prioritate a proiectelor care au rezultat utile în scenariul de bază și în mai multe scenarii alternative posibile.

În ceea ce privește oportunitățile de racordare a utilizatorilor la RET, rezervele existente în secțiunile caracteristice ale SEN (cap. 9.6.2) oferă informațiile necesare pentru identificarea zonelor în care racordarea de noi consumatori sau producători nu ridică probleme deosebite.

## **11.6. Programul de dezvoltare, re tehnologizare/ modernizare și mentenanță majoră a instalațiilor din RET**

**Vor continua proiectele de re tehnologizare/ modernizare aflate în derulare :**

- Retehnologizare stație Brazi V 110 kV
- Retehnologizare stație Sibiu Sud 400/110/20 kV
- Sisteme comanda-control în 11 stații
- Retehnologizare stație Gădălin 400 kV
- Retehnologizare stație Lacu Sărat 400/220/110/20 kV
- Retehnologizare stație Mintia 220/110 kV
- Retehnologizare stație Brașov 400/110/m.t. kV
- Cetate 220 kV (stație nouă)
- Inlocuiri AT și T în stații
- Sisteme integrate de securitate stații și sedii sucursale, DEN și DET-uri

### **Proiecte noi în RET**

Având în vedere uzura fizică și morală a unor instalații din RET care își vor atinge în perioada următoare durata normală de viață, continuă acțiunea de modernizare/ re tehnologizare a unor stații:

- Suceava 110 kV/m.t.
- Barboși 220/110 kV
- Tulcea Vest 400/110 kV/ m.t.
- Turnu Severin 220/110 kV/m.t.
- Domnești 400/ 110 kV/m.t.
- Craiova N 220/110 kV/m.t.
- Bradu 400/ 220/ 110 kV/m.t.
- St. 220 kV Filești re tehnologizare
- Statia 400 kV Isaccea
- Statia 400/110kV Smardan

Au fost incluse în Plan proiecte de dezvoltare a RET care răspund în mare parte necesităților descrise în subcapitolul 11.4. Acestea sunt prezentate mai jos, asociate cu principalele evoluții din SEN care le determină.

Pentru a rezolva problemele determinate de creșterea consumului:

- Inlocuirea conductoarelor active ale LEA 220 kV d.c. București S – Fundeni, pentru creșterea puterii transportate admisibile;
- Instalarea celui de al treilea transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația Tulcea V;
- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația Dârste sau Brașov;
- Realizarea LEA 400 kV d.c. Medgidia S– Constanța S – Constanța N (și a stației de 400 kV Constanța S, dacă se va confirma necesitatea);
- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV în stația Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injecții din RET în zonă.

Pentru asigurarea evacuării producției din noile capacități preconizate în SEN :

Unitățile 3+4 Cernavoda

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu - Brașov
- Trecerea la tensiunea de funcționare 400 kV a LEA 220 kV Brazi V - Teleajen – Stâlpu, inclusiv construcția stațiilor de 400 kV Stâlpu și Teleajen
- LEA 400 kV d.c. Medgidia S– Constanța S - Constanța N

C.E.Eoliene

- Racord intrare – ieșire LEA 400 kV Isaccea – Varna / Isaccea – Dobrudja în stația 400 kV Medgidia S
- Stația 400/110 kV Medgidia S – extinderea stației de 400 kV și rețehnologizarea stației de 110 kV pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit

C.E.Eoliene și centrale pe carbuni la Galati/ Braila (corelat și cu Cernavoda)

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș
- LEA 400 kV Suceava – Gădălin
- St. 400/110 kV Smârdan – modernizare/ rețehnologizare + extindere

Trebuie menționat că proiectele au fost asociate cu elementele principale care le determină, dar fiecare proiect de întărire a RET din Dobrogea și Moldova sau de evacuare din aceste zone spre restul SEN are o contribuție importantă la evacuarea puterii oricărei centrale noi racordate în aceste zone.

Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrică SA trecerea la 220 kV, prin construcția stației de 220 kV Ostrovul Mare, construcția stației de 220 kV Cetate și a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate. Proiectul va fi cofinanțat cu S.C. Hidroelectrică SA.

Dacă se va lua decizia construirii C.H.E.A.P. Tarnița 1000 MW, vor fi necesare:

- Stația 400 kV Tarnița
- LEA 400 kV d.c. Tarnița – Mintia
- LEA 400 kV Tarnița-Gădălin

Pentru creșterea capacității de interconexiune cu alte sisteme s-au inclus în Plan următoarele proiecte:

Creșterea capacității de schimb cu Republica Serbia

- LEA 400 kV România - Serbia
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și trecere la 400 kV–Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv modernizarea/ rețehnologizarea stațiilor Reșița, Timișoara, Săcălaz

Creșterea capacității de schimb cu Republica Moldova

- LEA 400 kV Suceava – Bălți (Rep. Moldova)
- LEA 400 kV Suceava – Gădălin

Interconexiune cu Turcia

- Cablu submarin 400 kV România – Turcia

Pentru acest proiect Studiul de Fezabilitate este finalizat, avizat de către Transelectrica și se va intra în următoarea etapă care are în vedere atragerea investitorilor strategici și

constituirea societății de proiect pentru construire și operare. Acest proiect are datele necesare pentru a încerca promovarea lui și la nivelul priorităților regionale și europene.

Programul de dezvoltare a RET nu acoperă în întregime necesitățile, în special din punct de vedere al termenelor de finalizare a proiectelor, care depășesc, uneori cu mai mulți ani, orizontul de timp în care este așteptată finalizarea noilor capacități de producție.

În cazul în care vor fi identificate la timp soluții permise de cadrul de reglementare (ex.: finanțare rambursabilă furnizată de utilizatorul RET, taxa de racordare extinsă pentru acoperirea lucrărilor necesare pentru întărirea RET în amonte, alte soluții), se va încerca devansarea unor proiecte.

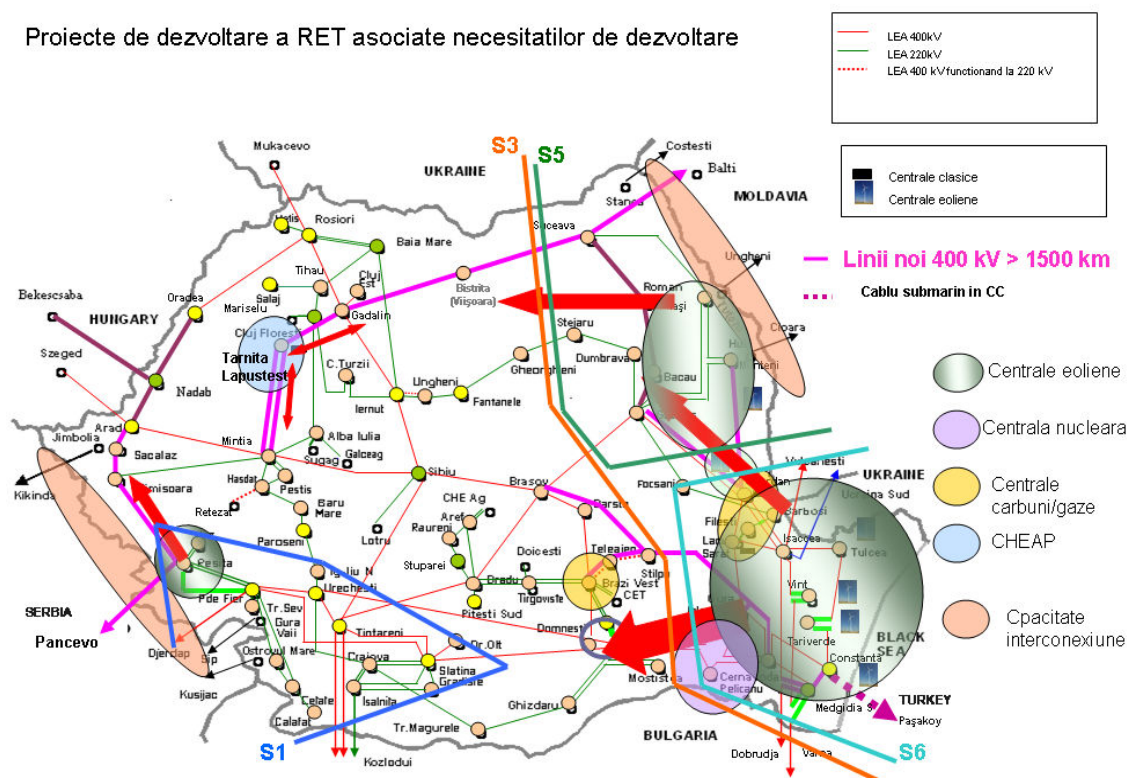
În ceea ce privește întărirea rețelei de alimentare a orașului București, Transelectrica S.A. a asigurat realizarea unui studiu dedicat, care a evidențiat o serie de înăririi necesare.

Pentru includerea acestor proiecte în programul de dezvoltare, este necesar să se convină cu operatorul de distribuție din zonă stațiile de distribuție în care se vor realiza injecțiile din RET și un plan comun de acțiune. Până atunci, în Planul de perspectivă nu a fost inclusă dezvoltarea RET de alimentare a municipiului București.

Câteva proiecte incluse în Planul de perspectivă anterior nu se mai regăsesc în planul actual, deoarece proiectele asociate privind racordarea la rețea nu au mai fost susținute de utilizatorii potențiali: racordarea la RET a CTE Turnu Măgurele 1320 MW, racordarea la RET a CTE Sărdănești 700 MW.

În Fig. 11.2 sunt reprezentate proiectele de dezvoltare a RET identificate ca necesare pentru orizontul 2010 – 2019, iar în Tabelul 11.2 este prezentată etapizarea lucrărilor cuprinse în Planul de Perspectivă al RET pentru perioada 2010÷2019. Programul este detaliat în anexa F2 (nu se publică).

Fig.11.2



Tabel 11.2

SECȚIUNEA I - Esalonarea lucrărilor și cheltuielilor de investiții - perioada 2010 - 2014 și orientativ până în 2019													
Nr. Ct.	Denumire proiect	Crit. ANRE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	SDS
<b>A</b>	<b>RETEHNOLOGIZARE RET EXISTENTA</b>												
1	Stația Brazi - Vest 400 / 220 / 110 kV	E											
2	Stația București - Sud 400 / 220 / 110 / 10 kV	E											
3	Stația Gădălin 400 kV	E											
4	Stația Lacu Sărat 400 / 220 / 110 / 20 kV	E											
5	Stația Mintia 220 / 110 kV	E											
6	Stația Brașov 400 / 110 kV / MT	E											
7	Înlocuire AT-uri și trafa în stații electrice	N											
8	Stația Sibiu Sud 400 / 110 / 20 kV	E											
9	Modernizare sisteme comanda-control în 11 stații 220/110 kV	N											
10	Sisteme integrate de securitate stații și sedii sucursale, DEN și DET-uri	N											
11	Modernizare sisteme protecție aferente AT 200 MVA și PDB în 14 stații 220 / 110 kV	N											
12	Stația Barboși 220/110 kV	E											
13	Stația Tulcea Vest 400 / 110 kV / MT	E											
14	Stația Turnu Severin Est 220 / 110 kV / MT	E											
15	Stația Câmpia Turzii 220 / 110 kV / MT	E											
16	Stația Suceava 110 kV / MT	N											
17	Stația Dorniești 400 / 110 kV / MT	E											
18	Stația Smardan 400 / 110 kV	E											finalizare 2021
19	Stația Craiova Nord 220 / 110 kV	E											finalizare 2020
20	Stația Bacău Sud 110 kV	E											finalizare 2020
21	Stația Brașov 400 / 220 / 110 kV / MT	E											
22	Stația Timișoara 110 kV	N											
23	Stația Fiești 220 kV (1970)	E											
24	Stația Alba Iulia 220 / 110 kV / MT (1977)	E											finalizare 2021
25	Stația Arad 110 kV (1974)	N											finalizare 2020
26	Stația Grădiște 220 / 110 kV / MT (1980/1975)	E											finalizare 2021
27	Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica" SA (proiectare)	E											
28	Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica" SA (execuție)	E											
29	Modernizarea sistemelor de electroalimentare ale sedului ST Bacău	E											
30	Alte proiecte la nivel de sucursale și executiv	N											
31	Alte cheltuieli de investiții	N											
<b>B</b>	<b>CONTINUITATE CONSUM/ PRODUCTIE</b>												
1	Stația Cetate 220 kV (stație nouă)	N											
2	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	N											
3	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	N											
4	Oradea Sud, trafa 1 - 250 MVA, 400 / 110 kV	N											
5	T2 Sibiu Sud - 250 MVA, 400 / 110 kV	N											
6	T2 Dârste / Brașov - 250 MVA, 400/110 kV	N											
7	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni	E											
<b>C</b>	<b>CREȘTERE CAPACITATE INTERCONEXIUNE</b>												
5	Ax 400 kV Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Calea Aradului - Arad - Ax 400 kV Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Calea Aradului - Arad -	E											finalizare 2022
6	LEA 400 kV d.c. Resita - Pancevo (interconexiunea cu Serbia) (linie nouă)	E											finalizare 2021
8	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (linie nouă)	N											finalizare 2021
9	LEA 400 kV s.c. Suceava - Bălți (linie nouă)	E											
<b>D</b>	<b>EVACUARE CNE, CEE DOBROGEA SI MOLDOVA</b>												
1	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule LEA 400 kV Cernavodă și	N											
2	Extinderea stației 400 kV Cernavodă datorită racordării la SEN a unităților CNE U3 și U4	N											
3	Stația 400 kV Stalpu (stație nouă)	N											
4	Stația 400 kV Teleajen (stație nouă)	N											
5	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu	N											
6	Racord LEA 400 kV Isaccea - Vama și Isaccea - Dobruja în Medgidia Sud + Extindere stație 400 kV Medgidia	N											
7	LEA 400 kV d.c. (1ce) Smardan - Gutinas	N											finalizare 2020
8	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Gura Ialomiței - Stalpu și racord la stația 400 kV Gura	N											
9	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta N - Constanta S - Medgidia S + stația Constanta	N											finalizare 2020



SECTIUNEA II - lucrari fara sursa de finantare clarificata												
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
II a	<b>TOTAL - Investiții pt. racordare CHEAP Tarnita</b>											
1	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Mintia	N										
2	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Gadalini	N										
3	Statie 400 kV Tarnita	N										
II b	<b>TOTAL - Investiții pt. evacuare CEE si CE clasice Dobrogea</b>											
1	LEA 400 kV d.c. (1c.e.) Stalpu - Brasov (linie nouă)	N										finalizare 2021
2	T3 400/110 kV 400 MVA Medgidia Sud	N										
3	Statia Medgidia Sud 110 kV (1996)	N										
4	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fantnele	N										
5	LEA 400 kV Rahmanu - Tulcea Vest	N										
II c	<b>TOTAL - Investiții pt. alimentare municipiu Bucuresti</b>											
1	Statia Grozavesti 400 kV (stație nouă)	N										
2	LEC 400 kV s.c. Domnesti - Grozavesti (linie nouă)	N										
3	LEC 400 kV s.c. Bucuresti Sud-Grozavesti (linie nouă)	N										
4	Statia Pipera 400 kV (stație nouă)	E										
5	LEC 400 kV Bucuresti Sud - Pipera (linie nouă)	E										
6	LEA+LEC s.c. 400 kV Pipera - Brazi Vest (linie nouă)	E										finalizare 2022
II d	<b>Statia Constanta Sud 400/110 kV (stație nouă)</b>	N										
II e	<b>HVDC Link 400 kV (Cablul submarin Romania - Turcia), exclusiv grant extern (proiectare)*</b>	E										

\*Din 2011 se intră în etapa cautării investitorilor strategici și constituirii societății de proiect pentru construire și operare.

SECTIUNEA III - Dezvoltarea RET - lucrari de racordare a unor noi utilizatori, realizate pe taxa de racordare												
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Statia Tariverde 400 kV											
2	Racord 400 kV d.c. Tariverde la LEA 400 kV Constanta Nord - Tulcea Vest											
3	Racord 400 kV d.c. Rahmanu la LEA Isaccea - Medgidia Sud (Dobrudja)											
4	Statia Rahmanu 400/110 kV (stație nouă)											
5	Racord 400 kV d.c. Stupina la LEA Isaccea - Medgidia Sud (Varna)											
6	Statia Stupina 400/110 kV (stație nouă)											

E - investitie in active immobilizate esentiale  
N - investitie in active immobilizate necesare

Achizitie teren, studii, autorizatii  
Executie

## 11.7. Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer (EMS/SCADA)

În momentul de față, există un proiect la nivel de Companie care se va desfășura până în anul 2014 care presupune re tehnologizarea tuturor stațiilor electrice aparținând Transelectrica S.A. astfel încât să nu mai fie nevoie de personal uman permanent pentru funcționarea acestora.

În fiecare zona sunt între 2 și 4 stații re tehnologizate, implementarea acestor micro-SCADA în fiecare stație fiind făcută de diverși producători (ABB, AREVA, SIEMENS, etc). La nivel de zonă, aceste micro-SCADA din stații vor putea fi dispecerizate dintr-un centru de teleconducere, locație situată fizic pe lângă sediile sucursalelor. Aceste sisteme micro-SCADA din stațiile re tehnologizate sunt implementate în tehnologie redundanță, construindu-se inele de fibră optică local în interiorul stațiilor, liniile de comunicație folosite de traductori fiind de asemenea redundante.

Sistemele acestea vor monitoriza toți parametrii de funcționare ai stației (transformatoare, etc.), existând până la 1000 de puncte de achiziție. Aceste sisteme vor interacționa la nivel de servere cu sistemul EMS/SCADA furnizând acestuia doar informațiile care îi sunt necesare pentru conducerea operativa a Sistemului Electroenergetic Național.

La nivel național, Transelectrica S.A. prin Direcția de Tehnologia Informației și Comunicații derulează un contract de consultanță cu o firmă cu reputație internațională, în vederea stabilirii unei strategii de dezvoltare coerentă.

Intentia Transelectrica este de a implementa o platforma unica, care sa integreze toate sistemele informatice de proces care la aceasta ora sunt dezvoltate in mai multe etape de timp si de catre producatori diferiti ( EMS-SCADA, AGC, piata de echilibrare etc.). Pentru aceasta, pana in trimestrul 1-2011 va fi finalizata tema privind studiul de fezabilitate pentru implementarea noii platforme, urmand ca in cursul anului 2011 sa fie angajat un consultant care sa realizeze acest studiu si specificatiile tehnice ale caietului de sarcini.

In perioada 2012-2014 se doreste achizitia si implementarea noii platforme, care sa raspunda noilor necesitati impuse de catre legislatia actuala referitoare la conducerea prin dispecer a SEN si operarea pietelor de echilibrare, alocare de capacitati si Servicii Tehnologice de Sistem. Aceasta platformă trebuie proiectată și realizată astfel încât să asigure redundanța sută la sută, să aibă o rezervă, cu funcții identice cu platforma de bază, pentru situații de urgență, să aibă un grad de fiabilitate ridicat și să fie protejată corespunzător împotriva atacurilor informatice.

#### **11.8. Strategia de dezvoltare a sistemelor de conducere prin dispecer pentru integrarea în SEN a producției de energie electrică realizată în centralele electrice eoliene**

Dezvoltarea semnificativă a centralelor electrice eoliene și apariția în perspectiva anilor următori a unui centrale de foarte mare putere de ordinul zecilor sau sutelor de MW, racordate la RET prin stații de transformare cu tensiune superioară de 400 kV sau la RED prin stații cu tensiunea superioară de 110kV face ca producția eoliană să nu mai poată fi tratată ca producție distribuită ci ca producție concentrată și injectată în noduri ale RET prin unități de transformare de mare putere.

Dezvoltările contemporane în domeniul integrării acestor cantități de energie în sistemele electroenergetice indică necesitatea gestionării lor ținând cont de :

- caracterul aleatoriu al mărimii și al momentului apariției acestor cantități de energie;
- caracterul de producție prioritară, nepoluantă și susținută de politica de dezvoltare durabilă a sectorului energiei și al pieței de electricitate în UE și în statele membre din rândul cărora face parte și România;
- modelul de piață de electricitate din România și perspectiva cuplării și integrării piețelor naționale pentru constituirea pieței interne de electricitate la nivelul UE.

În aceste condiții în toate sistemele electroenergetice în care există producții semnificative de energie electrică din surse eoliene s-au dezvoltat sisteme specializate de management al producției de energie electrică din sursă eoliană (WEMS - Wind Energy Management Systems) destinate asigurării funcționării SEN continuu, stabil și la parametri de calitate normați, în condițiile injectării cantităților aleatorii de energie eoliană.

CNTEE Transelectrica în calitatea sa de operator de sistem va prelua această sarcină și va implementa în prima etapă un sistem de prognoză a cantităților de energie produsă în CEE, sistem (WPF - Wind Power Forecast) și un sistem de comandă operativă a funcționării CEE (WMS –Wind Management System) ca instrumente noi ale dispecerului central pentru asigurarea funcționării stabile a SEN, reducerea costurilor cu rezervele de putere și asigurarea funcționării fără distorsiuni majore a pieței serviciilor de sistem, a pieței de echilibrare și a pieței intra-day

Dezvoltările menționate vor fi corelate cu dezvoltarea noii platforme EMS SCADA care va avea integrate funcțiuni specifice de comunicare între platforma DEC și sistemele zonale WMS.

Gestionarea producției de energie eoliană se va face pe zone de rețea prin înființare de centre zonale de WMS care să asigure controlul a injecțiilor într-un anumit număr de noduri ale RET repartizate și definite de DEN.

### **11.9. Strategia de dezvoltare a sistemului de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice**

Dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei electrice în cadrul Transelectrica S.A. are în vedere:

- Necesitățile și reglementările pieței de energie electrică din România;
- Strategia Transelectrica de dezvoltare în domeniu;
- Planul de afaceri al Companiei;
- Alinierea la regulile Uniunii Europene și ale UCTE.

În acest sens, Transelectrica S.A. prin DM OMEPA, fiind o entitate neutră față de participanții la piața de energie electrică, asigură dezvoltarea și operarea sistemelor de telecontorizare în condiții de echidistanță, transparență, eficiență și operativitate în raport cu toți participanții la piața de energie, furnizând datele necesare implementării și dezvoltării conceptului de piață de energie în România.

#### **11.9.1. Sistemul de telecontorizare al Transelectrica S.A.**

Proiectul Transelectrica, finalizat în proporție de 100% în 2007 a dus la realizarea unui sistem unitar de telecontorizare pentru piața angro (în special punctele de categoria „A”) care permite măsurarea sincronă (orară în acest moment, cf. Reglementarilor în vigoare), a energiei electrice active și reactive precum și achiziția, transmisia, validarea, importul de date de la alți operatori de măsurare, prelucrarea și agregarea tuturor datelor, precum și exportul acestor informații în mod automatizat, către OTS (Operatorul de Transport și sistem)/OPE (Operatorul Pieței de Echilibrare), Operatorul comercial (OPCOM) și entitățile autorizate și interesate.

Sistemul de telecontorizare acoperă de asemenea și necesitățile Transelectrica referitoare la telecontorizarea punctelor de măsurare pentru serviciile interne proprii (devenite eligibile) și pe liniile de schimb între Sucursalele de transport.

Având în vedere Legea Energiei, în care se stipulează că OTS (Transelectrica) este operatorul de măsurare pe piața angro de energie electrică și că acesta trebuie să asigure măsurarea la interfața dintre RET și utilizatorii acesteia, având în vedere și prevederile Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică prin care OTS – OM (OMEPA) trebuie să asigure agregarea unitară pentru întreaga piață de energie precum și cele ale Codului de măsurare, rezulta că în viitor OTS și OMEPA va fi responsabil de integrarea în SEN (din pdv al măsurării energiei electrice) a noilor stații electrice care se vor construi, de asemenea va fi responsabil pentru sistemele de contorizare ce vor fi implementate cu ocazia re tehnologizării stațiilor electrice ale Transelectrica.

În acord cu prevederile Standardului de Securitatea Informațiilor 27001, activitatea de măsurare care asigură date pentru toți participanții la piață trebuie administrată autonom în cadrul unei platforme informatice independente de alte platforme informatice (ex. Platforma

Pietii de Echilibrare administrata de OPE, platforma de comercializare administrata de OPCOM). Respectand si cerintele acestui standard care va fi certificat in cadrul DM OMEPA, compania Transelectrica a finalizat proiectul unei noi platforme de masurare (studiul de fezabilitate) si dupa avizarea acestuia de catre ANRE va incepe si finaliza implementarea acestuia pana la finele anului 2014.

In vederea dezvoltarii de noi functionalitati si cresterii performantelor de prelucrare a datelor de telecontorizare pentru piata angro de energie electrica (piata intra-day, integrare pe sfert de ora in loc de o ora, administrare electronica a participantilor la piata de energie, etc.), in acord cu prevederile noului Cod Comercial al Pietii Anglo (aflat in ancheta la ANRE), s-a avut in vedere realizarea unui nou centru de management al datelor (MMS2) administrat exclusiv de DM OMEPA.

In acest sens a fost elaborat, finalizat si aprobat in CTES Transelectrica (august 2010), un Studiu de Fezabilitate avand ca obiectiv imbunatatirea calitatii serviciilor prestate de catre OMEPA catre participantii la piata, asigurarea unei platforme tehnice si IT moderna si fiabila.

Pentru mentinerea si imbunatatirea serviciilor de masurare si monitorizare calitate energie electrica DM OMEPA va finaliza in primul trimestru al anului 2011 implementarea si certificarea Standardului de Securitatea Informatiilor 27001, fiind singurul operator de masurare national care va avea aceasta certificare.

### **11.9.2. Sistemele de contorizare locală cu teletransmisie a datelor masurate**

Transelectrica derulează și are în vedere proiecte de retehnologizare a stațiilor electrice proprii având ca rezultat și posibilitatea operării lor fără personal local. În vederea îndeplinirii acestui scop, s-a realizat un studiu prin care s-au stabilit principiile și cerințele sistemelor locale de contorizare. Acestea vor automatiza procesele de calcul și verificare locală a balanțelor de energie electrică și se vor constitui în același timp ca surse de informații redundante pentru sistemul de telecontorizare al pieței angro de energie electrică. Acest studiu a fost avizat în CTES Transelectrica și conține principiile de realizare a sistemelor de contorizare locală în cadrul proiectelor de retehnologizare a stațiilor electrice. Sistemele locale vor fi autonome, având funcțiile necesare la nivelul stației și vor transmite date de măsurare atât către MMS al sistemului de telecontorizare al Transelectrica S.A. (13.3.1), către CESM OMEPA din teritoriu cat si la Serviciul tehnic din cadrul DM OMEPA, în acest fel putând fi supravegheată contorizarea de la distanță (supraveghere eficientă, intervenții mai reduse, costuri minimizate).

La nivelul DM OMEPA, in cadrul Serviciului Tehnic si management sisteme locale de contorizare energie electrica se va infiinta (pana la sfarsitul anului 2011) si se administreaza un „Centru de management sisteme de masurare locale” cu urmatoarele responsabilitati:

- Achizitia si transmiterea de date masurate in cazul in care nu se pot achizitiona date din echipamentele din sistemul de telecontorizare;
- Prelucrarea datelor de masurare preluate din sisteme locale de contorizare in scopul determinarii CPT pe elemente de retea TEL;
- Diagnoza de la distanta a sistemelor de masurare locale;
- Elaborarea de analize de detaliu privind calitatea datelor obtinute;
- Parametrizarea sistemelor de masurare locale in situatii exceptionale.

Principiile de realizare a sistemelor locale de contorizare se vor aplica si in cazul aparitiei de noi statii electrice integrate in RET si care sunt proprietatea Transelectrica S.A.

Pentru participantii la piata angro de energie electrica care vor introduce noi puncte de decontare/masurare vor fi solicitate conditii tehnice de compatibilitate ale sistemelor de masurare conform principiilor enuntate mai sus sau compatibilitate de 100% a contoarelor cu MMS.

Se mentioneaza ca aceste sisteme pot realiza suplimentar functii de analiza a calitatii parametrilor energiei electrice (prin utilizarea de module si software specializat), acestea neputand fi realizate prin alte sisteme de tip SCADA/EMS.

### **11.9.3. Laboratoare de verificare metrologică a contoarelor de energie electrică**

Compania Transelectrica S.A detine si administreaza prin DM OMEPA si unitatile sale teritoriale OMEPA laboratoare de metrologie in Sibiu, Timisoara si Craiova. Aceste active sunt strategice deoarece contoarele pentru piata angro sunt de clasă 0.2S și de tip rack astfel încât la nivel național pot fi verificate metrologic numai de catre BRML si de catre OMEPA prin personalul specializat si autorizat.

Autorizarea periodica a laboratoarelor de metrologie in vederea prestarii de servicii de specializate se face de catre BRLM si implica conformarea acestor laboratoare, personal autorizat, proceduri specifice la cerintele legislatiei in vigoare.

Datorita calitatii ridicata a instalatiilor de verificari metrologice din cadrul laboratoarelor de metrologie, OMEPA poate asigura servicii specializate si la alti detinatori de echipamente de masurare supuse controlului metrologic obligatoriu al statului, sumele astfel obtinute putind sa creasca veniturile companiei.

#### **11.9.4. Monitorizarea calității energiei în RET și la consumatori**

DM OMEPA este singura entitate organizatorică Transelectrica responsabilă cu monitorizarea calității energiei electrice în RET. Are ca atribuții și responsabilități specifice în acest sens, respectiv asigură:

- Monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în nodurile SEN/RET unde Transelectrica are responsabilități în raport cu Standardul de performanță pentru serviciile de transport și sistem, Codul Tehnic al RET;
- Monitorizarea temporară a calității energiei electrice în nodurile SEN/RET în baza programului anual convenit cu DEN;
- Este unic administrator în cadrul Transelectrica a sistemului/sistemelor de monitorizare a calității energiei electrice inclusiv a echipamentelor de monitorizare portabile;
- Menținerea preventivă, corectivă a sistemului și echipamentelor de monitorizare a calității energiei electrice;
- Upgradarea sistemului existent și/sau dezvoltarea acestuia.

OMEPA urmărește menținerea și dezvoltarea acestui serviciu în anii următori, având în vedere atât alinierea la standardele UE, contractele de furnizare a energiei electrice, apariția Standardelor de performanță pentru serviciile de transport și sistem respectiv pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, apariția unor contoare cu funcții specifice, cât și creșterea exigenței consumatorilor. Pentru aceasta, prin Proiectul de realizare a sistemului de telecontrol a Transelectrica, au fost achiziționate echipamente portabile pentru măsurarea calității energiei electrice (pe o perioadă limitată 1-2 săptămâni) și a fost realizat un sistem de monitorizare a parametrilor de calitate ai energiei electrice la marii consumatori racordați direct la RET, cu teletransmisia datelor la centrul de management al datelor aflat în cadrul DM OMEPA.

În prezent este în curs de realizare lucrarea de investiție „Sistem integrat de monitorizare a calității energiei în RET” care va permite analiza „on –line” dar și pe perioade diferite de timp a comportării SEN din punct de vedere al calității energiei electrice tranzitate. Acest sistem va integra toate echipamentele care măsoară calitatea energiei electrice existente în acest moment. În plus, este un sistem cu arhitectură deschisă putând fi extins în viitor la un număr de 300 de echipamente de monitorizare.

#### **11.10 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații**

Misiunea Transelectrica S.A. este de a asigura infrastructura pieței naționale de electricitate pentru funcționarea Sistemului Electroenergetic Național în condiții de maximă siguranță și stabilitate, cu îndeplinirea standardelor de calitate, garantând în același timp accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață.

În acest context, una din preocupările Transelectrica o reprezintă consolidarea permanentă și extinderea infrastructurii IT&Tc suport important pentru desfășurarea activității companiei în condiții de maximă calitate, prin modernizarea sa cu tehnologii de ultimă oră prin diverse proiecte din domeniul tehnologiei informațiilor și telecomunicațiilor.

Infrastructura de comunicații reprezintă factorul determinant în ceea ce privește funcționalitatea și securitatea aplicațiilor informatice din organizație. Echipamentele de telecomunicații formează o infrastructura națională de comunicații integrate.

Având în vedere activitatea desfășurată în cadrul CN Transelectrica S.A, pentru sporirea capacității de prelucrare a datelor și diversificarea serviciilor oferite la nivel național, C.N. TRANSELECTRICA S.A. derulează un contract de dezvoltare a unei arhitecturi de networking de ultimă generație.

La nivel național, Transelectrica prin Direcția de Tehnologia Informației și Comunicații derulează un contract de consultanță cu o firmă cu reputație internațională, în vederea stabilirii unei strategii de dezvoltare coerentă.

### **11.11 Evaluarea cheltuielilor de investiții**

Pentru a se evalua volumul cheltuielilor necesare pentru dezvoltare la nivelul întregii RET, au fost evaluați indicatori de costuri pe celulă, pentru fiecare nivel de tensiune, și pe transformator/ autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune și putere instalată. Aceste costuri includ și cheltuielile cu construcțiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare și sistemele de comanda – control – protecție.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiții derulate în anii 2005-2009. Acolo unde nu s-a dispus de experiență recentă proprie, s-au utilizat informații despre prețuri furnizate în studiile ISPE și TRAPEEC sau obținute în procesul de estimare a costurilor rețelei desfășurat în vederea implementării mecanismului de compensare a pierderilor între OTS la nivel european.

Indicatorii economici – costuri unitare estimate ale echipamentelor (primare și secundare/conexe), care s-au utilizat pentru evaluări, sunt prezentați în Anexa F-1 (nu se publică).

Apariția simultană a unui volum mare de producție care solicită racordarea la rețea în perioada următoare conduce la necesitatea unui efort de dezvoltare a rețelei fără precedent în ultimii 20 ani, implicând o majorare substanțială a cheltuielilor față de estimările realizate pentru aceeași perioadă în Planurile de perspectivă anterioare anului 2008.

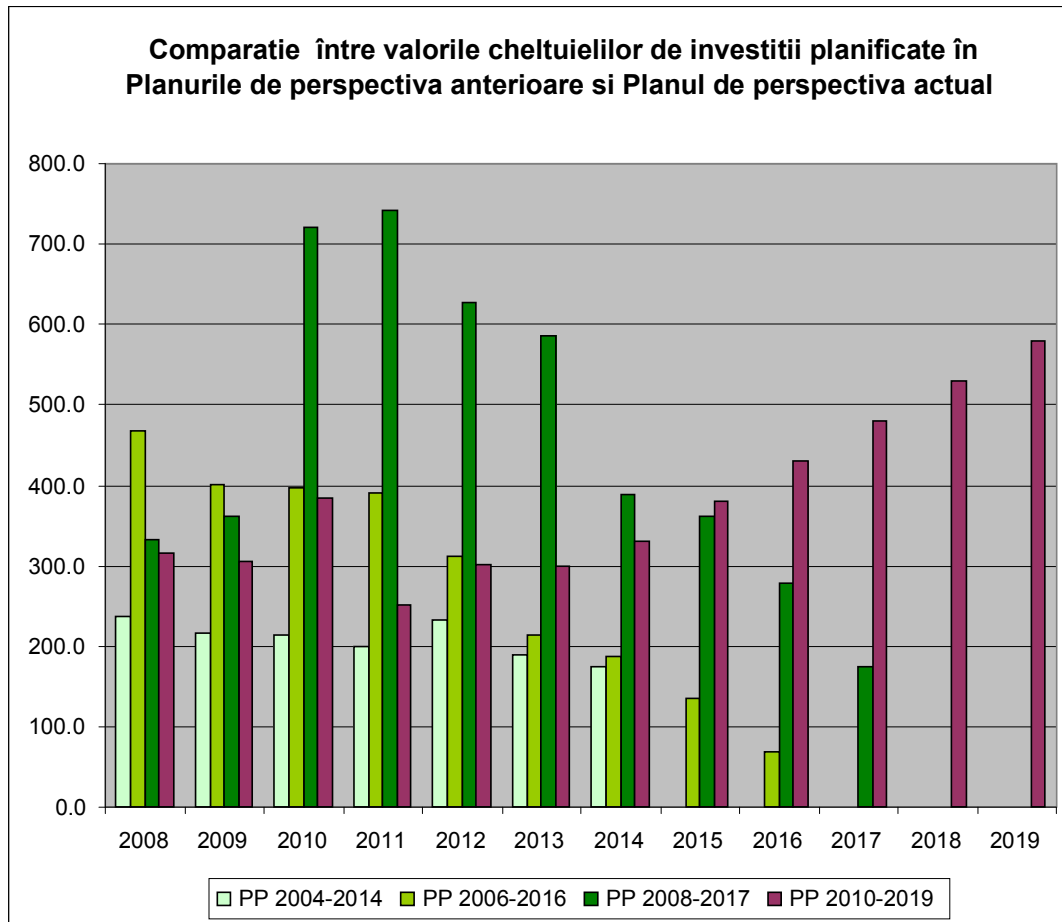
Transelectrica urmărește în permanență evoluția proiectelor utilizatorilor or RET și își actualizează Planul de perspectivă în funcție de acestea și de proiecțiile financiare proprii. Planul de perspectivă anterior, elaborat pentru perioada 2008-2017, a fost revizuit, în sensul corelării investițiilor în rețea cu evoluția elementelor directoare ale Planului.

Planul de perspectivă pentru perioada 2010-2019 este sustenabil, echilibrat atât din punct de vedere al eșalonării anuale, cât și al capacității Transelectrica de a-l susține financiar.

Efortul financiar necesar pentru realizarea proiectelor de investiții propuse în Planul de Perspectivă este prezentat în Anexa F-2 (nu se publică).

Volumul investițiilor anuale ale CNTEE “Transelectrica” S.A. este prevăzut în Planul de Afaceri, elaborat în 2010, aprobat în CA al Companiei.

În fig. 2.2 sunt prezentate comparativ valorile cheltuielilor anuale de investiții preconizate în Planurile de Perspectivă succesive, actualizate la fiecare doi ani.



## 12. Surse de finanțare

Transelectrica realizează principalele venituri din tariful reglementat pentru serviciul de transport și tariful reglementat pentru serviciul de sistem (componenta servicii funcționale), la care se adaugă venituri din alte activități reglementate, rezultate din derularea procesului pentru alocarea prin licitație a capacităților de interconexiune și din alte prestații cu o pondere mică în total.

Mecanismul de compensare a utilizării rețelei între OTS europeni (ITC – Inter-TSO Compensation) poate genera atât venituri, cât și cheltuieli.

Până în anul 2010, venitul din serviciul de transport a reprezentat în jur de 30% din totalul veniturilor, iar începând din 2011, odată cu eliminarea din venit a componentei serviciului de cogenerare eficientă, ponderea sa va crește la aproximativ 45%.

Activitatea Transelectrica are caracter de monopol natural reglementat și conform metodologiilor stabilite de reglementările în vigoare, doar serviciul de transport și componenta de servicii de sistem funcționale sunt generatoare de profit.



Metodologia de stabilire a tarifului se bazează pe principiul de „venit plafon” aprobat de ANRE. Această metodologie nu limitează profitul, ci stabilește rentabilitatea bazei reglementate a activelor, proporțională cu baza reglementată a activelor, care include valoarea RET rezultate în urma investițiilor eficiente, și cu costul mediu ponderat al capitalului.

În prezent, finanțarea dezvoltării RET are următoarele componente:

- Surse interne Transelectrica (tarif)
  1. amortizarea, calculată ca procent mediu din BAR, este un element constitutiv al venitului reglementat;
  2. profitul reinvestit - conform legii, reprezintă aprox 40% din profitul total, minimum 50% revenind sub formă de dividende acționarilor, iar diferența acordată ca bonus salariaților.  
  
Prin excepție, pentru anul 2010 nivelul dividendelor atribuite acționarilor la sfârșitul exercițiului financiar va reprezenta 90% din profit.
- Taxa de racordare - taxa reglementată care reprezintă cheltuiala efectuată de un operator de rețea pentru realizarea racordării unui loc de producere sau de consum al unui utilizator la rețeaua electrică.

Sursele interne sunt folosite atât pentru cheltuieli de investiții, cât și pentru rambursarea creditelor utilizate pentru realizarea investițiilor.

Din punct de vedere al garanțiilor financiare, există limite în capacitatea de finanțare care au în vedere indicatori cum ar fi raportul între datorii și capital (ultima valoare a gradului de îndatorare stabilită prin împrumutul BEI din 2010 este 0,95), dar și alți parametri, între care foarte importantă este capacitatea de garantare prin cesiune de creanțe.

Deși tariful de transport reprezintă principala sursă de finanțare pentru investiții, nu este singura.

RET este proprietate publică a statului, concesionată CNTEE „Transelectrica” S.A. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător dezvoltării tehnologice. Ca atare, prima preocupare pentru finanțarea din tarif se referă la lucrările de modernizare și re tehnologizare.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile și a instalării a două noi unități nucleare, devine o preocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri pe putere.

Până în prezent, de la semnarea Contractului de concesiune, statul nu a alocat surse directe bugetare, care să suplimenteze tariful.

Acest lucru se corelează cu faptul că, potrivit prevederilor legale, Planul de perspectivă este orientativ și nu normativ. Acceptarea investițiilor și recunoașterea noilor active în BAR, generatoare de venituri din tarif, este decizia ANRE.

Având în vedere că se estimează, pentru perioada următoare, un deficit de finanțare față de necesitățile de întărire a RET în vederea integrării în condiții de siguranță a noilor capacități de producție (în special proiectele de generare eoliană), pentru acoperirea sa ar putea fi luate în considerare ajustarea corespunzătoare a tarifelor, dar și alte metode de finanțare care să nu creeze o presiune prea mare asupra tarifului.

Avem în vedere :

- alocații bugetare pentru susținerea extinderii și consolidării RET;
- mijloace de finanțare inovativă (ex.: credite client, care ar putea constitui un răspuns adecvat, parteneriat public – privat pentru elemente dedicate evacuării puterii).

Problema deficitului de finanțare a dezvoltării RET nu este specifică României, ci are un caracter general, recunoscut la nivelul Uniunii Europene. Astfel, în Documentul „Priorități ale infrastructurii energetice până în 2020 și mai departe” (COM 2010/677) se estimează că necesarul de investiții în sistemele energetice între prezent și 2020 este 1 trilion €. Din acesta, în documentul CE se estimează că circa 200 miliarde sunt necesare pentru RET, dar, având în vedere angajamentele actuale numai 50% din această valoare va fi realizată, existând un deficit la nivel UE de 100 miliarde €.

### 13. Direcții de analiză pentru etapa următoare

Pentru etapa următoare este necesar să se elaboreze analize asupra următoarelor aspecte:

- Continuarea analizelor pentru menținerea siguranței în funcționare a SEN;
- Realizarea LEA 400 kV de interconexiune Suceva (România) – Bălți (Rep. Moldova);
- Realizarea unei CHEAP la Tarnița;  
MEF împreună cu SC Hidroelectrică a demarat refacerea studiului de fezabilitate pentru realizarea proiectului CHEAP Tarnița-Lăpușești cu finanțare din partea BIRD. Experții Transelectrica colaborează cu Hidroelectrică și cu consultanții pentru identificarea celor mai bune soluții privind integrarea centralei în SEN și dezvoltările asociate ale RET. De asemenea, în studiile privind dezvoltarea viitoare a RET sunt analizate și scenariile care consideră existența CHEAP;
- Pentru analiza necesităților de dezvoltare a RET în zona limitrofă și urbană a municipiului București Transelectrica a realizat un studiu pentru identificarea celor mai bune soluții. Corelând concluziile acestui studiu cu cele ale studiului realizat de ENEL Distribuție Muntenia Sud, trebuie stabilit un plan comun de acțiune pentru dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție în zona municipiului București.
- Reglajul tensiunii și circulația puterii reactive;  
Analiza va trebui să identifice necesitățile și posibilitățile de reglaj al tensiunii respectiv de coordonare a circulației de putere reactivă. Se are în vedere și studierea posibilităților de introducere a reglajului secundar al energiei reactive și a considerării acestui serviciu tehnologic de sistem în perspectiva de dezvoltare a pieței de echilibrare;
- Analize de sistem necesare privind existența rezervelor necesare de putere și realizarea echilibrului producție/ consum în perspectiva construirii grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă și a centralelor electrice eoliene, utilizând analiza statistică a funcționării CEE;
- Actualizarea analizelor de sistem necesare pentru asigurarea evacuării puterii excedentare din zona Dobrogea și zona Moldova, luând în considerare atât apariția unor solicitări noi de racordare, cât și modificarea ipotezelor rezultate din solicitările primite până în prezent, pentru care nu există certitudini;
- Realizarea unui cablu submarin de interconexiune cu SE al Turciei;

- Realizarea unor studii pentru identificarea măsurilor ce trebuie implementate pentru asigurarea unei prognoze a producției CEE cu o precizie adecvată necesităților conducerii SEN de către OTS;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Analiza tratării neutrilor în RET;
- Implementarea tuturor reglementărilor naționale și europene cu impact asupra activității OTS;
- Prin politicile sale de dezvoltare a rețelei și de proiectare a dezvoltării rețelei prin serviciile proprii, Transelectrica va urmări stimularea proiectelor de creștere a eficienței energetice și de valorificare a resurselor regenerabile de energie;
- Se vor implementa și diversifica tehnologiile de LST, atât pentru stații, cât și pentru linii.
- Completarea și adaptarea cadrului de reglementare ținând seama de creșterea volumului de capacități de producție eoliene și de capacitatea limitată a SEN și a rețelelor de transport și distribuție de a se dezvolta în același ritm pentru a le integra.

## Bibliografie

1. *Planul de perspectivă al RET. Perioada 2004-2008 și orientativ 2014*, Transelectrica S.A., octombrie 2004.
2. *Planul de perspectivă al RET. Perioada 2006-2010 și orientativ 2016*, Transelectrica S.A., decembrie 2006.
3. *Planul de perspectivă al RET. Perioada 2008-2012 și orientativ 2017*, Transelectrica S.A., decembrie 2008.
4. *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1069/ 2007*
5. *Studiu privind structura RET pentru anii 2014-2019-2030*, ISPE S.A., 2010
6. *Analiza condițiilor de stabilitate statica si tranzitorie si a solicitarilor la scurtcircuit in RET*, TRACTEBEL Engineering S.A.,2010
7. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2010*, Transelectrica UNO-DEN, 2010
8. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2009-2010*, Transelectrica UNO-DEN, 2009
9. *Studiu privind planificarea dezvoltării rețelelor de transport din zona de est a SEN, în condițiile suplimentării semnificative a puterii produse în Dobrogea*, TRAPEEC S.A.,2008
10. *Studiu privind analiza unor injecții noi din RET în alimentarea municipiului București, în condiții de dimensionare și exploatare. Planificarea dezvoltării rețelelor de transport din zona metropolitană București*, TRAPEEC, 2008
11. *Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum și/ sau evacuare de putere produsă*, ISPE S.A., 2008
12. *Studiu privind factorii care influențează cpt în RET și modalități de reducere a acestuia – Faza I”*, ISPE S.A., 2010.
13. *Studiu de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET*, ISPE S.A., 2008.
14. *Studiu privind implicațiile racordării la SEN a centralelor eoliene*, ISPE S.A., 2008
15. *Procedura Operațională Transelectrica „ Schimburile de date si informatii tehnice între utilizatorii RET si operatorii tehnici în scopul asigurarii functionarii S.E.N. în conditii de siguranta”*, Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002
16. *Procedura Operațională Transelectrica „Elaborarea Planului de perspectivă al Rețelei Electrice de Transport pentru un orizont de prognoză de 5 ani și orientativ pe 10 ani”*, Cod TEL - 03.08, revizia 1, august 2006
17. *Raportul “UCTE System Adequacy Forecast, 2010 – 2025”*, 2010
18. *Metodologie și program de calcul pentru stabilirea ordinii acțiunilor de retehnologizare/mentenanță a stațiilor electrice din RET. Planul de perspectivă. Actualizarea bazei de date și extindere funcțiuni*, Universitatea Politehnică București-Centrul EDUPERCO, 2006.
19. *Evaluarea necesarului de rezervă specifică pentru generarea eoliană din România*, ISPE S.A., 2009

Echipa de Program desemnată pentru a elabora  
Planul de perspectivă al RET – Perioada 2010-2014 și orientativ 2019

Nr. crt.	Poziția	Numele și prenumele
1	CPSS – Director Program Planul de perspectivă	Petrescu Dana
2	CPSS – Șef de Proiect Prognoză Consum	Antemir Anca
3	CPSS – Șef Serviciu Dezvoltare Rețea	Borza Cornelia Bolborici Daniela
4	CPSS - Șef Proiect Strategia CNTEE privind Promovarea Energiilor Regenerabile	Oprea Simona
5	CPSS - Șef Proiect Prognoză Producție Energie Electrică	Giosanu Girogiana
6	CPSS - Inginer	Stănescu Oana
7	UNO-DEN – Șef Serviciu Planificare operațională	Rădoi Cristian
8	UNO-DEN Șef Birou planificare schema normală	Balaurescu Rodica
9	UNO-DEN Șef Serviciu Programare și Analiza Funcționării	Ivan Virgiliu
10	UNO-DEN Șef Birou Control Tehnic al Cerințelor Codului Tehnic al RET	Ilișiu Doina
11	UNO-DEN Inginer principal specialist	Popovici Cristina
12	UNO-DEN Manager Siguranță Sistem	Lazăr Felicia
13	UNO-DEN Inginer Principal Specialist	Soare Alexandru
14	DMPI – Șef Serviciu Planificare, Programare, Recepție	Novac Alexandru
15	DPRRAR – Director Program Piețe Interne și Regionale	Gheorghe Indre
16	DPRRAR – Șef Serviciu Managementul Reglementării	Duțoiu Mirela
17	CMI – Manager General	Vâlcu Adrian
18	CMI – Inspector Șef	Marin Ștefan
19	CTIC – Șef Serviciu Administrare Servicii Informatice	Dumitrache George
20	DER – Director Proiect	Bărbulescu Christiana
21	DER – Director Program Mentenanță Stații Electrice și unități de transformare	Marciu Roxana
22	DER – Director Program Mentenanță Linii Electrice Aeriene, clădiri tehnologice și instalații	Matea Constantin
23	DER – Șef Serviciu Coordonare CTES	Rădulescu Camelia
24	DER – Șef Compartiment Tehnic	Hațegan Ioan
25	DER – Șef Compartiment Exploatare Mentenanță	Florea Costin
26	DSCPCCRI – Director Direcție Strategie Corporativă, Piața de Capital, Comunicare și Relații Internaționale	Purdilă Răzvan Cătălin
27	DSCPCCRI – Director Program Plan de Afaceri	Romașcu Gabriel
28	DE – Manager Relații Financiare Externe	Cristiana Zîrnovan
29	DMC RET – Șef Serviciu Marketing Transport	Ștefănescu Vasile Zacheu
30	OMEPA - Șef Serviciu Tehnic	Daniel Balaci
31	ST Bacău – Șef Serviciu Tehnic	Mircea Frigură
32	ST București – Director Tehnic	Virgil Lichiardopol
33	ST Constanța – Șef Serviciu Tehnic	Vlad Mihai
34	ST Craiova – Director Tehnic	Dadulescu Paul
35	ST Pitești – Șef Serviciu Tehnic	Florea Manuela
36	ST Timișoara – Director Tehnic	Sturza Florinel
37	ST Sibiu – Director Tehnic	Mețiu Vasile
38	ST Cluj – Șef Serviciu Investiții	Petrușel Vasile

