

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2014- 2023

Responsabil de lucrare:
Director de program
Dana Petrescu



Întocmit: Echipa de program (pag.158)

Aviz CTES Transelectrica: nr. 404 /2013

Aprobat,

Directorat:

Președinte
Ștefan Bucătaru



Membru
Ciprian Diaconu



Membru
Gabriel Muntea



Membru
Constantin Văduva



1303.2014

CUPRINS

	Pag
Lista de Anexe	5
Prescurtări.....	7
1 Sinteza Planului de dezvoltare a RET – perioada 2014 – 2023.....	9
1.1 Contextul actualizării Planului	9
1.2 Întemeierea Planului	9
1.3 Necesitatea dezvoltării RET	12
1.4 Proiecte incluse în Planul de dezvoltare a RET ó perioada 2014 ó 2023	13
2 Scopul și obiectivele Planului de dezvoltare a RET.....	22
3 Cadrul de reglementare.....	23
3.1 Legislația primară	23
3.2 Legislația secundară	28
4 Principii, metodologii și programe de calcul utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET.....	29
4.1 Principii utilizate la elaborarea Planului de Dezvoltare a RET.....	29
4.2 Metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET.....	31
5 Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET și infrastructurii asociate...	32
5.1 Capacități de producere a energiei electrice.....	32
5.2 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină	33
5.3 Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni.....	38
5.4 Gradul de încălzire a elementelor RET.....	44
5.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive.....	55
5.6 Pierderi de putere pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET.....	58
5.7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET.....	61
5.8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie.....	62
5.8.1 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică	62
5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de protecție în nodurile RET	67
5.9 Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport.....	71
5.10 Sistemul de conducere operativ prin dispecer - EMS/SCADA.....	75
5.11 Serviciile de sistem tehnologice.....	77
5.12 Sistemele de control și monitorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice.....	80
5.13 Sistemul de telecomunicații.....	81
6 Securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență.....	83
7 Protecția mediului asociată RET.....	84
7.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului.....	84
7.2 Cerințe legislative pentru noile instalații și pentru cele existente.....	85
7.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului.....	88
8 Situația actuală – Sintează	89
9 Scenarii privind balanța producție-consum pentru Planul de dezvoltare a RET - perioada 2014-2023	97
9.1 Principii generale.....	97

9.2	Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN.....	98
9.3	Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică	102
9.4	Scenarii privind evoluția parcului de producție.....	102
9.5	Analiza adecvanei parcului de producție din SEN.....	107
9.6	Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare ó Cazuri analizate pentru verificarea adecvanei RET.....	111
10	Analiza regimurilor de funcționare a RET	113
10.1	Analiza regimurilor staționare.....	114
10.2	Gradul de încălzire a elementelor RET.....	120
10.3	Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive.....	120
10.4	Pierderi de putere în RET, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină	120
10.5	Solicitările la scurtcircuit.....	121
10.6	Verificarea RET la condiții de stabilitate statică	123
10.7	Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET.....	125
10.8.	Concluzii privind regimurile de funcționare a RET în perspectivă	129
11.	Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani.....	133
11.1	Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET.....	133
11.2	Strategia de mentenanță a sistemului de contorizare.....	146
12	Strategia de dezvoltare a activelor fixe.....	147
12.1	Evoluția care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe.....	147
12.2.	Strategia de dezvoltare a RET.....	149
12.2.1	Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2014-2023	149
12.2.2	Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în programul de dezvoltare a RET.....	152
12.2.3	Programul de dezvoltare, re tehnologizare/modernizare a instalațiilor din RET.....	154
12.2.4	Soluții tehnice promovate prioritar.....	161
12.3.	Sisteme asociate RET	162
12.3.1	Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer.....	162
12.3.2	Strategia de dezvoltare a sistemului de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice.....	165
12.3.3	Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații.....	171
12.3.4	Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurii critice.....	171
13	Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET.....	173
14	Surse de finanțare	175
14.1	Veniturile Transelectrica	175
14.2	Sursele de finanțare a investițiilor Transelectrica.....	176
15.	 Direcții de analiză pentru etapa următoare.....	178
	Bibliografie	179
	Echipa de Program	181

Lista de Anexe

Anexa A	Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
Anexele B	Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET
Anexa B-1	Consumuri realizate pe stații
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Încărcarea echipamentelor RET VDV 2013
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2012-2013
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2013
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2012-2013
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit - 2011
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexele C	Proгноza balanței producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2014 – 2023
Anexa C-1	Proгноza consumului de energie electrică pe zone 2014 și 2023
Anexa C-2	Evoluția parcului de producție (nu se publică)
Anexa C-3	Încărcări grupuri la paliere caracteristice (nu se publică)
Anexele D	Analiza stabilității statice
	Tabelele 1.1 - 1.6 - Analiza stabilității statice - TM
	Tabelele 2.1 - 2.6 - Analiza stabilității statice - TL
Anexele E	Strategia acțiunilor de mentenanță a RET
Anexa E-1	Ealonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță LEA (nu se publică)
Anexa E-2	Ealonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță stații (nu se publică)
Anexele F	Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe
Anexa F-1	Costuri unitare utilizate la evaluarea costului proiectelor de dezvoltare a RET (nu se publică)
Anexa F-2	Ealonarea cheltuielilor pentru investiții (nu se publică)



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Strada Otteni 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

Prescurtări

AGC	Automatic Generation Control (control automat al generării)
ANRE	Autoritatea Națională pentru Reglementare în domeniul Energiei
AT	Autotransformator
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
BAR	Baza reglementată a activelor
BC	Bobină de Compensare
CCCC	Central electric în Cogenerare cu Ciclu Combinat
CEE	Central Electric Eolian
CEF	Central Electric Fotovoltaic
CET	Central Electric de Termoficare
CHE	Central Hidroelectric
CHEAP	Central Hidroelectric cu Acumulare prin Pompă
CNE	Central Nuclearoelectric
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi Joule și Corona, consumuri servicii interne)
CTE	Central Termoelectric
CV	CertIFICATE VERZI
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DRRI	Dispozitiv de rezervă la refuz de întreruptor
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere și achiziție de date
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rețeaua europeană a operatorilor rețelelor de transport pentru electricitate)
GNV	Gol de Noapte Var
LEA	Linie Electrică Aeriană
LST	Lucru Sub Tensiune
MT	Medie Tensiune
OMEPA	Operatorul pentru măsurarea energiei electrice tranzitate pe piața angro
OPCOM	S.C. OPCOM S.A. - Operatorul pieței de energie electrică din România
OTS	Operator de Transport și de Sistem
OUG	Ordonanță de Urgență a Guvernului
PAM	Programul de Asigurare a Mentenanței
PAR	Programul Anual de Retrageri
PCI	Proiect de Interes Comun (Project of Common Interest)
PDB	Protecție Diferențială de Bară
Pi	Putere instalată
PMU	Phase Measurement Unit (unitate de măsurare a fazei)
PNAER	Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile
POS-CCE	Program Operațional Sectorial - Creșterea competitivității economice
PRE	Principalele Responsabile cu Echilibrarea
RAR	Reanclanare Automat Rapid
RD	Regim de Dimensionare
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RES	Surse regenerabile de energie

RET	Rețea Electrică de Transport
RK	Reparație capital
RMB	Regim Mediu de Bază
RTU	Remote Terminal Unit
SCC	Sistem Comandă Control
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Inițiativa de cooperare sud-est european)
S_n	Putere aparentă nominală
T	Transformator
TC	Transformator de Curenți
TM	Termen mediu (5 - 10 ani)
TL	Termen lung (peste 10 ani)
Transelectrica	C.N.T.E.E. și Transelectrica S.A.
UD	Unități Disociabile
VDV	Vârf de Dimineață Var
VSI	Vârf de Seară Iarnă

1. Sinteza Planului de dezvoltare a RET – perioada 2014 – 2023

1.1 Contextul actualizării Planului

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Condițiilor asociate Licenței nr. 161 pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice șTranselectricaș S.A. planifică dezvoltarea RET, înănd seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare doi ani un Plan de dezvoltare pentru următorii zece ani succesivi.

Planul de dezvoltare a RET pe zece ani este supus aprobării Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Proprietarul rețelei de transport finanțată și/sau înțeles acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în rețeaua de transport, stabilite de operatorul de transport și de sistem și aprobate de ANRE. Rețeaua electrică de transport este considerată, conform Legii nr. 123/2012, de interes național și strategic și ca atare o mare parte a activelor aflate în componența sa se află în proprietatea publică a statului.

Planul de dezvoltare a RET este un document public în care sunt prezentate aspectele principale referitoare la situația actuală și dezvoltarea preconizată a RET în contextul SEN pentru următorii zece ani. Acest document este pus de Transelectrica la dispoziția tuturor părților interesate.

Ultima ediție aprobată a Planului de dezvoltare pe zece ani se referă la perioada 2010 – 2019. Aceasta a fost avizată de ANRE și aprobată de ministerul de resort (MECMA), conform legislației în vigoare la momentul respectiv.

șPlanul de dezvoltare a RET - Perioada 2014-2023ș continuă și actualizează ediția anterioară.

1.2 Întemeierea Planului

La baza șPlanului de dezvoltare a RET ș perioada 2014-2023ș au stat analize privind regimurile de funcționare a RET în perspectivă, bazate pe scenarii privind evoluția consumului, parcului de producție și schimburilor cu sistemele vecine, pe termen mediu și lung.

Planul de dezvoltare a RET are în vedere cerințele și prioritățile prevăzute în strategia și politica energetică națională. Acestea constituie referințe determinante pentru identificarea direcțiilor prioritare și pentru prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei avute în vedere la planificare.

Având în vedere elementele de incertitudine existente, Transelectrica a luat în considerare în analizele care au sta la baza elaborării Planului mai multe scenarii de evoluție a SEN.

În ceea ce privește consumul, s-au considerat un scenariu de bază și două scenarii alternative, unul cu o creștere mai mică a consumului și a surselor de producție și altul cu o implementare mai accentuată a obiectivelor strategice europene, privind acoperirea consumului din surse regenerabile și privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

La sfârșitul perioadei de elaborare a Planului, în anul 2013, înregistrat consumului în anul 2013, s-a analizat și un scenariu suplimentar, cu o prognoză de scădere a consumului pe primii patru din cei zece ani. Diferențele nu sunt de natură să modifice lista de proiecte de întreprindere a RET pe următorii 10 ani. Diminuarea consumului în zonele cu dezvoltare rapidă a surselor regenerabile accentuează necesitatea liniilor care transportă producția acestora către alte zone de consum sau stocare, deoarece capacitatea de absorbție în consumul local scade, iar acest tip de surse are o poziție favorabilă în competiția din piața de energie.

Analizele realizate nu indică probleme majore privind capacitatea RET de a asigura continuitatea alimentării consumului. Ritmul lent de evoluție face ca analiza bazată pe valorile istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului pe SEN, să conducă la estimări cu grad de incertitudine fără consecințe majore asupra planului de dezvoltare a rețelei. Este de așteptat ca programul de investiții să poată 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. În cazul apariției unui consum concentrat cu putere instalată importantă, eventuale necesități de întreprindere a rețelei se vor analiza prin studii dedicate.

Problema majoră pentru planificarea rețelei constă, în ultimii ani, în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție, deoarece dezvoltarea acestuia se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor în contextul reglementărilor în vigoare.

Un element caracteristic etapei actuale este interesul mare pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: biomasă, energia hidro în CHE cu puteri mici și în special energia eoliană și solară.

Directivile Uniunii Europene care vizează combaterea modificărilor climatice și promovarea utilizării surselor regenerabile de energie au ca întreprindere 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, până în 2020.

Participarea României la această etapă de parcurs este susținută prin Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie (modificată și completată prin Legea nr. 139/2010, OUG nr. 88/2011, Legea nr. 134/2012 și OUG nr. 57/2013), care a fixat înțelesurile naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică în anii 2010, 2015 și 2020 la 33%, 35% și, respectiv, 38%.

În Planul național de acțiune pentru energie regenerabilă (PNAER), elaborat de Guvern, sunt stabilite înțelesurile naționale, a căror atingere va contribui la îndeplinirea întreprinderilor fixate la nivelul UE prin pachetul legislativ adoptat în aprilie 2009. În Tabelul 5.7 b din PNAER au

fost prognozate valori capabile să susțină atingerea întelcerii, pentru puterea instalată în centrale bazate pe tehnologii de producere a energiei electrice din surse regenerabile. Valoarea de referință, avută în vedere pentru anul 2020, este de 4000 MW instalată în centrale electrice eoliene.

Ca o consecință a stimulentele oferite de legislația în vigoare și în special de sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie instituit prin Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, au fost depuse la Transelectrica și la operatorii de distribuție un mare număr de solicitări de soluții de racordare la rețeaua de centrale eoliene, a căror putere instalată depășește dublul consumului propriu.

Având în vedere, pe de o parte, prognoza cererii de consum din SEN, iar pe de altă parte efortul investițional implicat pentru realizarea centralelor și evoluția preconizată a pieței de certificate verzi, este de așteptat să se concretizeze un procent relativ mic din proiectele anunțate. Pentru a stabili necesitățile de întreprindere a rețelei pe orizontul de timp al Planului de dezvoltare a RET, s-au avut în vedere posibilitățile reale de echilibrare a balanței producție-consum și prezența căreia regulamentele vor asigura corelarea sistemului de promovare cu obiectivele strategice naționale, astfel încât să aducă volumul total instalat în centrale eoliene și fotovoltaice la un nivel apropiat de nivelul care asigură dezvoltarea eficientă și sustenabilă.

Într-o seamă de cele de mai sus, 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 (CEE):

- la etapa 2018: CEE Pi = 4000 MW, CEF Pi = 350 MW;
- la etapa 2023: CEE Pi = 4500 MW, CEF Pi = 450 MW.

Volumul de mai sus este coerent cu valorile care au rezultat ca integrabile din punct de vedere al adecvării sistemului în contextul flexibilității pe care o poate furniza parcul de producție existent și preconizat pentru următorii zece ani.

Pentru a verifica flexibilitatea și robustețea Planului, au fost analizate, din punct de vedere al influenței asupra necesităților de dezvoltare a RET, mai multe scenarii alternative privind evoluția parcului de producție, cu referire la:

- volume diferite de puteri instalate în centrale eoliene, fotoelectrice, biomasă și biogaz în special în Dobrogea, Moldova și Banat;
- grupurile nucleare electrice 3 și 4 (2x700 MW) de la Cernavodă;
- CHEAP Tarnabă (4x250 MW);
- diferite ipoteze de export.

Din punct de vedere al rețelei, majoritatea congestiilor prognozate sunt determinate de necesitatea evacuării puterii din CEE concentrate în număr foarte mare în câteva zone. În cea mai mare parte, aceste proiecte (racordate în rețeaua de distribuție, dar și un număr mare, cu puteri instalate de sute de MW fiecare, cu racordare direct la RET), sunt localizate în Dobrogea și în mai mică măsură în Banat și Moldova.

1.3 Necesitatea dezvoltării RET

Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă a identificat necesitatea întiririi acestora, în vederea asigurării calității normate a serviciului în ipotezele de evoluție a SEN considerate. Evoluțiile principale care necesită suport tehnic prin dezvoltarea RET, evidențiate de studiile de sistem, pot fi grupate în trei categorii principale, prezentate în continuare.

Dezvoltare RET determinată de evoluția parcului de producție în Dobrogea

Parcul de producție din zona Dobrogea cunoaște o dezvoltare rapidă. Au apărut și continuă să apară numeroase centrale electrice eoliene și, mai nou, fotovoltaice. Sunt, de asemenea, preconizate două noi unități nucleare la CNE Cernavodă.

Este necesară întărirea secțiunii de rețea interne care asigură transportul puterii spre centrele de consum și stocare situate la vest și nordul zonei. De la o producție în centrale noi de circa 3000 MW în Dobrogea (indiferent de sursa primară utilizată - CEE, CEF, CNE Cernavodă, CET Brăila, CET Galați) apare necesitatea întiririi capacității rețelei de a evacua puterea. În funcție de localizarea exactă a proiectelor de centrale care se vor materializa și de modul de distribuție a încălzirii centralelor în restul SEN, această necesitate poate apărea de la o valoare 2500 MW / 3500 MW.

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să permit eliminarea congestiilor pe direcțiile principale ale fluxurilor de putere între centrele de producție din estul și centrele de consum și stocare din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport:

1. culoarul N-S de legătură între Dobrogea și Moldova;
2. culoarul E-V/S de legătură între Dobrogea și București+zona limitrof /sudul continentului;
3. culoarul E-V de legătură între Moldova și SEN spre vest.

Dezvoltare RET determinată de necesitatea creșterii capacității de schimb transfrontalier, la granițele de vest și de est ale țării

Dezvoltarea capacităților de producție bazate pe surse regenerabile conduce la intensificarea schimburilor între sisteme și la creșterea variabilității fluxurilor de putere pe regiuni întinse.

Experiența ultimilor ani și prognoza pentru perioada următoare indică un grad mare de solicitare a rețelei din România la granițele cu Serbia și Ungaria, atât pentru schimburi între SEN și aceste sisteme, cât și pentru tranzit care traversează rețeaua SEN. Pentru a asigura infrastructura necesară schimburilor de energie electrică în regiune, este necesară creșterea capacității de schimb la interfața de vest a sistemului.

Sunt în analiză, de asemenea, proiecte de creștere a capacității de interconexiune cu Republica Moldova, astfel încât volumul schimburilor de putere, realizat în prezent prin

insule de consum/producție racordate radial, cu valori foarte limitate, și poate crește la valori semnificativ mai mari.

Întărirea capacității de interconexiune a României va facilita exportul energiei produse, în anumite intervale de timp, de centralele eoliene și fotovoltaice din SEN, în exces față de cererea internă. De asemenea, se va pune la dispoziția participanților la piața capacitate de transport suplimentară pentru a exporta producția disponibilă în centrale termoelectrice competitive pe piața energiei sau pentru a importa energie mai ieftină disponibilă în piața pe anumite intervale orare.

Dezvoltare RET determinată de insuficiența producției în zone deficitare

Din analizele de regim staționar și stabilitate statică, a rezultat că secțiunile monitorizate S4 (secțiunea de alimentare a zonei Transilvania de N-V) și S5 (secțiunea de alimentare a zonei Moldova) prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim admisibile în secțiune atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, 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 benefic în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5, cât și pentru secțiunea S3 (secțiunea comună de transport între zonele Dobrogea+Moldova și restul SEN).

Au fost identificate și câteva zone pentru care se estimează probleme locale de siguranță a alimentării consumului, unde trebuie instalate capacități suplimentare de injecție din rețeaua de 400 kV spre rețeaua de tensiune inferioară (Iernut, Sibiu).

1.4 Proiecte incluse în Planul de dezvoltare a RET – perioada 2014 - 2023

Planul cuprinde proiecte necesare pentru a asigura adecvarea rețelei, astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionat pentru transportul de energie electrică prognozat a fi produs, importat, exportat și tranzitat, cu respectarea normelor tehnice în vigoare. Se vor realiza două categorii de investiții:

- extinderea RET prin construcția de linii noi (aprox. 1000 km), creșterea capacității de transport a liniilor existente, extinderea stațiilor și creșterea capacității de transformare în stații;
- re tehnologizarea stațiilor existente.

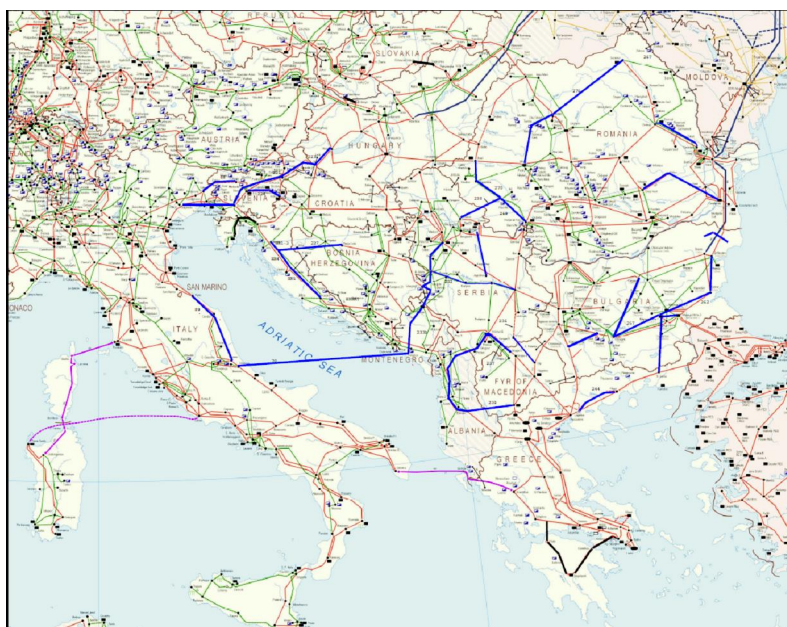
Investițiile din Planul de dezvoltare a RET pe zece ani oferă suportul necesar pentru evacuarea, fără restricții majore, a puterii preconizate în CEE, presupunând aprox. 3200 MW instalați în CEE în Dobrogea și Moldova, 750 MW în Banat și aprox. 250 MW în alte zone (ex.: Buzău, sudul Munteniei). În cazul în care se vor instala puteri mai mari în zonele menționate, necesitățile de dezvoltare a rețelei vor fi mai mari, o influență decisivă având în acest sens localizarea geografică a noilor centrale.

Din punct de vedere al rețelei, volumul instalat în CEE poate fi mult mai mare, dacă localizarea centralelor se va face și în alte zone.

La finalizarea proiectelor, capacitatea de schimb la granițele de est, sud și vest ale SEN va crește semnificativ, permițând integrarea mai puternică a piețelor și creșterea securității alimentării consumului.

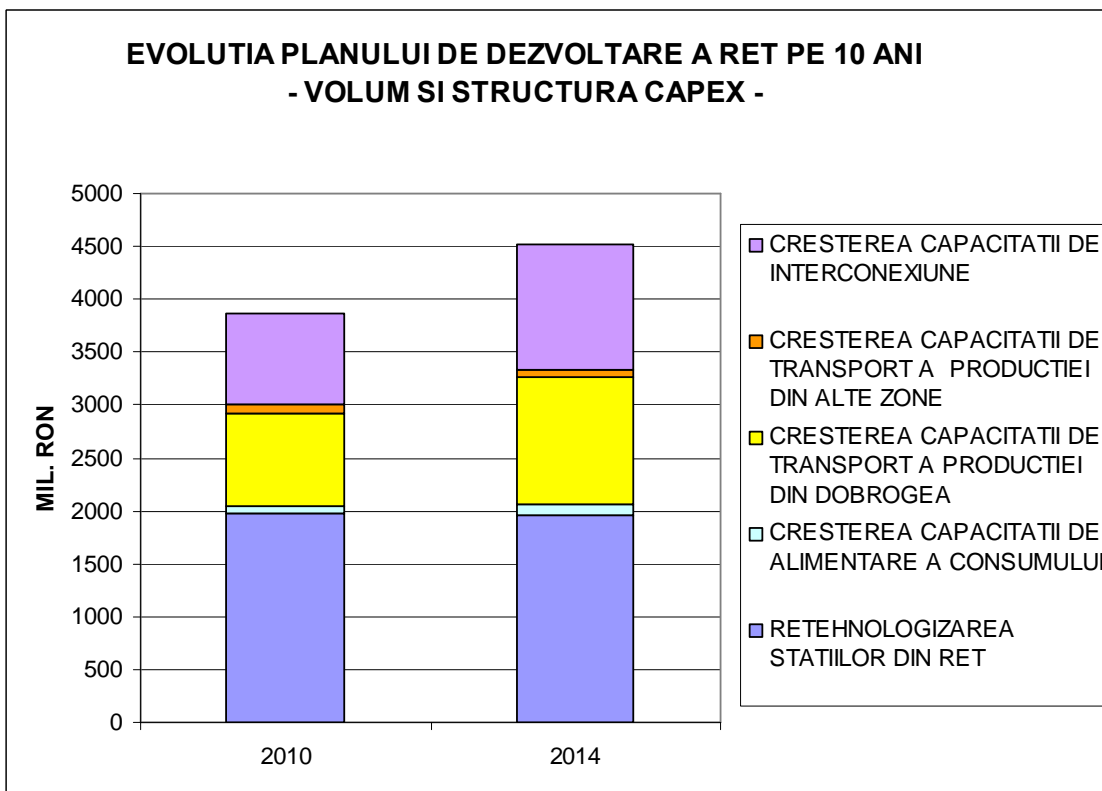
Proiectele de dezvoltare a RET incluse în șPlanul de dezvoltare a RET - perioada 2014 ó 2023ö satisfac necesit ile SEN identificate pentru scenariile care au stat la baza elabor rii Planului. Totodat , la nivel mai larg, ele se integreaz în efortul armonizat al tuturor Operatorilor de Transport i de Sistem europeni, de a dezvolta re elele transeuropene i de a asigura interoperabilitatea acestora.

Scenariile interne analizate au fost corelate cu scenariile dezvoltate la nivel european i regional în cadrul ENTSO-E, în contextul elabor rii Planului european i Planurilor regionale de dezvoltare a re elei pe 10 ani. Planul european ENTSO-E cuprinde proiectele de interes european, cu impact mai mare asupra sistemului, planurile regionale includ i proiecte al c ror interes este doar regional, iar planurile na ionale cuprind i proiecte cu impact mai mic asupra celorlalte sisteme, dar necesare pe plan na ional. Prin modul de lucru, cele trei niveluri de planificare sunt coordonate, iar planurile rezultate sunt coerente.



(sursa: ENTSO-E)

Investi iile planificate în edi ia 2010-2019 a Planului se reglesc, cu excep ia celor finalizate, în edi ia 2014-2023, cu actualiz ri ale termenelor de finalizare pentru câteva proiecte, în func ie de evolu ia lor pân în prezent. Planul actual include, de asemenea, un num r de proiecte noi, implicând un efort investi ional pe zece ani pentru dezvoltarea RET (exclusiv sistemele asociate) de peste 4,5 miliarde RON.



Principalele obiectivele urm rite în planificarea RET sunt:

- Cre țerea capacit ii de interconexiune a SEN

Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de vest și sud-vest a României, sunt planificate înt riri ale re elei în zon , care vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direc ia E - V la grani a cu Ungaria i Serbia, cât i pe direc ia de tranzit N- S, prin înt rirea culoarului Por ile de Fier ó Re i a ó Timi oara ó Arad.

Având în vedere contribu ia la implementarea priorit ilor strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetic transeuropean , aceste proiecte au fost incluse de Comisia European în prima list de Proiecte de Interes Comun (PCI), formând, împreun , șGrupul România-Serbia, între Re i a i Pancevoö, care include urm toarele proiecte de interes comun:

- LEA 400 kV d.c. Re i a (RO) ó Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Por ile de Fier ó Re i a i extinderea sta iei 220/110 kV Re i a prin construc ia sta iei noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Re i a ó Timi oara ó S c laz ó Arad, inclusiv construirea sta iilor de 400 kV Timi oara i S c laz.

Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existente.

Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de est, cu Republica Moldova, este în analiză interconectarea asincron prin stații de conversie back-to-back.

Sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei, care vor suplimenta capacitatea de schimb asigurată de LEA 400 kV Isaccea (RO) și Vulcănești (MD) și patru LEA de 110 kV:

- LEA 400 kV Suceava (RO) și Bili (Republica Moldova).

Utilizarea la capacitate maximă a acestui proiect este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava și Gâdlin, inclus în Plan.

La momentul finalizării Planului sunt în analiză și alte proiecte de creștere a capacității de schimb cu Republica Moldova, prin construirea unei a 3-a linii de interconexiune de 400 kV, în zona Iași și Ungheni și întărirea rețelei interne care să conecteze linia cu rețeaua de transport existentă. Soluția finală urmează să se convină cu reprezentanții OTS din Republica Moldova.

- Creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat

Pentru a întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului, au fost planificate mai multe proiecte de întărirea rețelei de transport. La proiectele prevăzute în ediția 2010 a Planului, s-au adăugat în această ediție câteva proiecte de creștere a capacității unor linii existente de 400 kV și 220 kV, prin înlocuirea conductoarelor pe toată lungimea sau pe tronsoane cu secțiune mai mică decât restul liniei.

Între aceste proiecte, câteva proiecte majore contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune cu Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei. De aceea, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI), formând, împreună cu trei proiecte de linii și stații din Bulgaria, șGrupul Bulgaria-România, creșterea capacității.

Proiectele asociate secțiunii de transport din est (Dobrogea) incluse în Planul de dezvoltare a RET pe următorii zece ani sunt următoarele:

PCI „Grupul Bulgaria-România, creșterea capacității”

- LEA 400 kV d.c. Smârdan și Gutina ;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței, continuat în viitor cu LEA 400 kV Stâlp și Brașov;
- LEA 400 kV s.c. Suceava și Gâdlin;

Alte proiecte de creștere a capacității de evacuare din Dobrogea

- Racord intrare ó ie ire LEA 400 kV Stupina ó Varna i LEA 400 kV Rahman ó Dobrudja în sta ia 400 kV Medgidia S;
- Extinderea sta iei de 400/110 kV Medgidia S i retehnologizarea sta iei de 110 kV, pentru cre terea puterii de rupere a întrerup toarelor, corelat cu cre terea curentului de scurtcircuit;
- Trecerea la tensiunea de func ionare 400 kV a LEA 220 kV Brazi V - Teleajen ó Stâlp, inclusiv construc ia sta iilor de 400 kV Stâlp i Teleajen;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Medgidia S ó Constan a N;
- Marirea capacitatii de transport prin înlocuirea conductoarelor pe LEA 220 kV Stejaru ó Gheorghieni ó Fântânele;
- Marirea capacitatii de transport prin înlocuirea conductoarelor pe LEA 220 kV LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru
- Marirea capacit ii de transport prin înlocuirea conductoarelor pe tronsonul cu sec iune mai mic al LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu;
- Marirea capacit ii de transport prin înlocuirea conductoarelor pe tronsonul cu sec iune mai mic ale LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu.

- Siguran a aliment rii consumului din zone deficitare

inând seama de estim rile de cre tere a consumului pe zone i de inten iile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de înt rire a capacit ii de transport i a capacit ii de injec ie spre re eaua de distribu ie în anumite zone în care acestea au ajuns sau vor ajunge la limit , în urmatorii 10 ani:

- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV în sta ia Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injec ii din RET în zona Sibiu;
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în sta ia Iernut, pentru asigurarea aliment rii consumului în zona de N-V a rii, în lipsa unei puteri instalate suficiente în centralele din zon ;
- Realizarea LEA 400 kV d.c. Medgidia S ó (Constan a S) ó Constan a N;
- Înlocuirea conductoarelor active ale LEA 220 kV d.c. Bucure ti S ó Fundeni, pentru cre terea puterii transportabile spre nordul municipiului Bucure ti;
- Înlocuirea T3 si T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV 40 MVA în sta ia electric Fundeni.

Alimentarea municipiului București

Evolu ia prognozat a consumului conduce la necesitatea realiz rii unui inel de înalt tensiune din care s se asigure alimentarea sigur a ora ului Bucure ti, prin mai multe injec ii spre re eaua de distribu ie. Pentru includerea acestor proiecte în planul de dezvoltare, se vor conveni cu operatorul de distribu ie din zon sta iile de distribu ie în care se vor realiza injec iile din RET i un plan comun de ac iune.

- Retehnologizarea i modernizarea sta iilor existente

Liniile i sta iile electrice care alc tuiesc sistemul na ional de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Starea tehnic reală a instalațiilor s-a menținut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanță desfășurat, cât și printr-un program susținut de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

În perioada scursă de la aprobarea Planului de dezvoltare anterior, s-au finalizat proiectele de rețehnologizare a stațiilor:

- Gardlin 400 kV;
- Sibiu Sud 400/110/20 kV;
- Brazi Vest 400/220/110 kV;
- Lacu Sărat 400/220/110/20 kV;
- Mintia 220/110 kV;
- București Sud 400/220/110 kV.

În următorii zece ani, se vor finaliza proiectele de rețehnologizare aflate în derulare și se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică și importanța stațiilor.

Proiecte de rețehnologizare de stații aflate în derulare :

- București Sud 10 kV;
- Brașov 400/110/M.T. kV;
- Barboși 220/110 kV
- Tulcea Vest 400/110 kV/ m.t.
- Înlocuiri AT și T în stații.

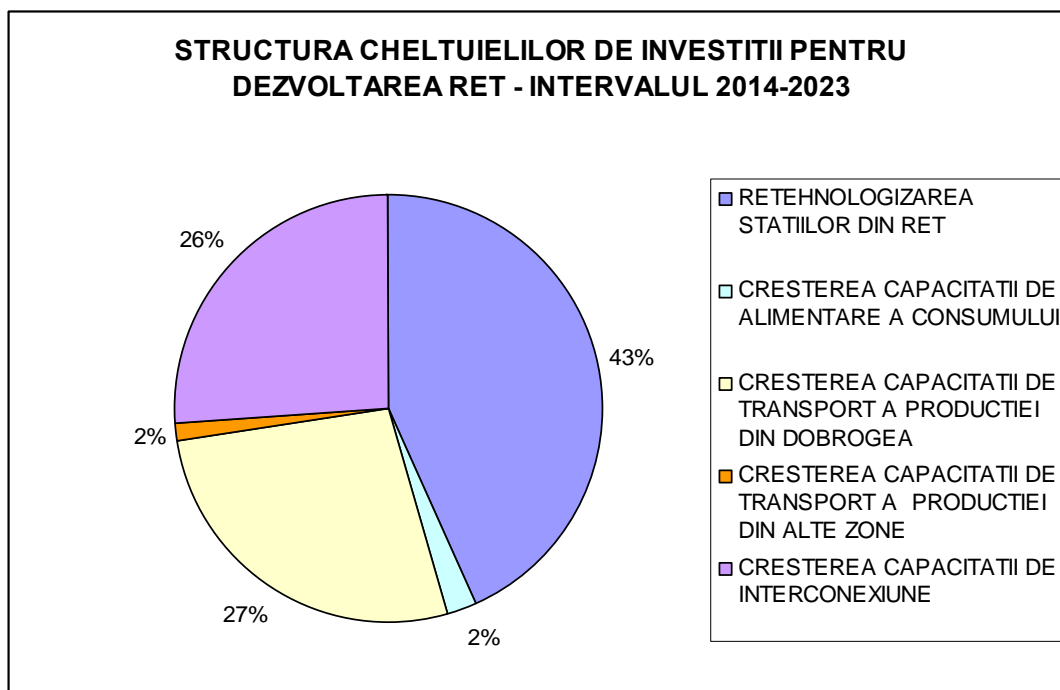
Proiecte de rețehnologizare a stațiilor care vor începe în prima jumătate a perioadei 2014-2023

- Domnești 400/ 110 kV/m.t.
- Bradu 400/220/110 kV/m.t.;
- Suceava 110 kV/m.t.
- Turnu Severin 220/110 kV/m.t.
- Smârdan 400/110 kV/m.t.
- Ungheni 220/110 kV;
- Medgidia Sud 110 kV;
- Hâdat 220/110 kV;
- Oelrie Electric Hunedoara 220 kV;
- Filești 220 kV;
- Modernizarea sistemelor de comandă-control în stațiile 220/110kV Arefu, Râureni, Hâdat
- Componenta de modernizare la lucrările din stațiile la care se realizează și RK: Arefu, Râureni, Cluj Est, Dumbrava;
- Isaccea (750)/400 kV ó se va realiza și eliminarea unor strangulări prin aducerea capacității racordurilor în Isaccea ale LEA 400 kV Varna și Dobruja la capacitatea liniilor respective și înlocuirea bobinelor de compensare.

Sunt prevăzute, de asemenea, cu un orizont mai îndepărtat, stațiile:

- Timișoara 110 kV (corelat cu lucrările la axul de vest)
- Arad 110 kV (corelat cu lucrările la axul de vest)
- Săcel 110 kV (corelat cu lucrările la axul de vest)
- Craiova Nord 220/110 kV/m.t.
- Alba Iulia 220/110 kV;
- Baru Mare 220/110 kV/m.t.;
- Teleajen 110 kV (corelat cu stația nouă 400 kV Teleajen);
- Munteni 220/110 kV/m.t.;
- Grădite 220/110 kV/m.t.;
- Focani Vest 220/110 kV/m.t.;
- Iaz 220/110 kV/m.t.

Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în figura de mai jos:



În afara proiectelor de dezvoltare a RET, referitoare la linii și stații, planul de investiții al CNTEE Transelectrica S.A. pentru perioada 2014-2023 cuprinde și proiecte de dezvoltare/modernizare a sistemelor asociate infrastructurii de bază, fără de care aceasta nu poate funcționa sau nu își poate îndeplini funcțiile specifice:

- sistemul de conducere operativ prin dispecer;

- sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice;
- sistemul de telecomunicații;
- sistemele de protecție a infrastructurii critice;
- sistemele informatice.

Termenele de finalizare a proiectelor de linii noi nu acoperă în întregime necesitățile. Sunt estimate depășiri, uneori cu mai mulți ani, ale termenelor apreciate ca necesare, corelat cu orizontul de timp în care este anunțat de utilizatori finalizarea noilor capacități de producție.

Această situație se explică prin faptul că ealonarea cheltuielilor de investiții a înțut seama de urgența lucrărilor, dar și de posibilitățile de obținere a terenurilor și a autorizațiilor necesare construirii de linii noi, care necesită un timp îndelungat.

În aceste condiții, cheltuielile de investiții pentru rețehnologizarea stațiilor și pentru sisteme asociate infrastructurii de bază domină în prima parte a intervalului, în timp ce cheltuielile pentru construcția liniilor noi încep cu un decalaj de 2-3 ani.

În cazul în care se vor îndeplini mai rapid condițiile legate de obținerea autorizațiilor și a drepturilor asupra terenurilor și dacă vor fi identificate la timp soluții de finanțare 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, altele soluții), se va încerca urgentarea finalizării proiectelor de linii.

Harta următoare prezintă proiectele principale incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2014 ó 2023:

2 Scopul și obiectivele Planului de dezvoltare a RET

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Condițiilor asociate Licenței nr. 161 pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Ștefan Prodan S.A. planifică dezvoltarea RET, înănd 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 dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE și proprietarului rețelei.

Planificarea dezvoltării RET urmărește următoarele obiective:

- a. funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate de *Codul tehnic al RET* și *Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice*;
- b. dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionat pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produs, consumat, importat, exportat și tranzitat;
- c. asigurarea infrastructurii de transport necesare pentru buna funcționare a rețelei de energie electrică;
- d. asigurarea accesului solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de normele în vigoare;
- e. minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor de dezvoltare RET.

Obiectivele principale ale Planului de dezvoltare a RET

Planul de dezvoltare a RET este un document public în care sunt prezentate aspectele principale referitoare la situația actuală și dezvoltarea preconizată a RET în contextul SEN pentru următorii zece ani. Acest document este pus de Transelectrica la dispoziția tuturor părților interesate pentru a facilita:

- informarea asupra capacității, actuale și în perspectivă, a rețelei de transport, de a răspunde cerințelor utilizatorilor și interesului public, având în vedere obiectivele strategiei și politiciii energetice naționale și legislația în vigoare;
- crearea condițiilor pentru corelarea, între OTS și participanții la piață, pe termen mediu și lung, a acțiunilor/investițiilor care pot avea impact asupra performanțelor de siguranță a SEN;
- informarea asupra oportunităților zonale pentru racordarea la RET și utilizarea RET, în funcție de prognozele de evoluție a consumului și capacităților de producție;
- informarea asupra evoluției capacităților de schimb de energie cu sistemele vecine în contextul rețelei interne europene de electricitate;
- nivelul de rezervă în SEN pentru asigurarea acoperirii cererii cu producție și *transportul* energiei electrice la vârf de consum;
- necesarul de resurse pentru dezvoltarea RET și sursa acestora.

3 Cadrul de reglementare

3.1 Legislația primară

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

- Legea nr. 123/2012 privind Legea energiei electrice și a gazelor naturale;
- Legea nr. 220/2008 privind Legea pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, modificată și completată prin Legea 139/2010 și Legea 134/2012 pentru aprobarea OUG nr. 88/2011, OUG nr. 57/2013 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008;
- Legea nr. 199/2000 cu privire la utilizarea eficientă a energiei, republicată cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local;
- Legea nr. 220/2013 pentru modificarea și completarea Legii nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local;
- Hotărârea de Guvern nr. 2288/2004 pentru aprobarea repartizării principalelor funcții de sprijin pe care le asigură ministerele, celelalte organe centrale și organizațiile neguvernamentale privind prevenirea și gestionarea situațiilor de urgență.

În ceea ce privește dezvoltarea rețelei de transport, Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012 prevede următoarele:

„Art. 35 Planuri de dezvoltare

(1) Operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora planuri de investiții și de dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.

(2) Planurile de dezvoltare prevăzute la alin. (1) conțin modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului.

(3) Planurile prevăzute la alin. (1) se aprobă de către ANRE.

.....

Art. 36 Obligațiile operatorului de transport și de sistem

...

(7) Operatorul de transport și de sistem desfășoară, în principal, următoarele activități:
a) asigură capacitatea pe termen lung a rețelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică și exploatează, întreține, reabilitează și dezvoltă în condiții economice rețeaua de transport pentru a-i asigura

siguranța, fiabilitatea și eficiența, cu respectarea normelor privind protecția mediului;

b) garantează mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor de serviciu public;

c) contribuie la realizarea siguranței în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacități de transport adecvate și prin menținerea fiabilității acestora;

.....

(11) Cheltuielile pentru modificarea instalațiilor de transport al energiei electrice, ca urmare a racordării de noi utilizatori sau a schimbării caracteristicilor energetice inițiale ale utilizatorilor existenți, inclusiv pentru eliberarea unor amplasamente, sunt suportate conform reglementărilor în vigoare.

.....

Art. 37 Atribuțiile proprietarului rețelei de transport

(1) Proprietarul rețelei de transport:

a) cooperează cu operatorul de transport și de sistem în vederea îndeplinirii atribuțiilor acestuia, furnizându-i toate informațiile relevante;

b) finanțează și/sau își dă acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în rețeaua de transport, stabilite de operatorul de transport și de sistem și aprobate de ANRE;

c) deține răspunderea privind activele rețelei de transport, cu excepția răspunderii privind atribuțiile operatorului de transport și de sistem;

d) oferă garanții pentru facilitarea finanțării eventualelor extinderi ale rețelei, cu excepția investițiilor pentru care și-a dat acordul să fie finanțate de către orice parte interesată, inclusiv de către operatorul de transport și de sistem, potrivit prevederilor lit. b).”

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 membru a Uniunii Europene, iar legislația și reglementările UE în domeniu sunt asimilate în legislația românească.

Principalele reglementări europene 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

Al 3-lea Pachet legislativ pentru piața internă de electricitate (cuprinzând DIRECTIVA 2009/72/CE, REGULAMENTUL (CE) NR. 713/2009 și REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009), intrat în vigoare în martie 2011 prevede cerințe de cooperare europeană în domeniul energetic, în scopul dezvoltării infrastructurii și schimburilor transfrontaliere.

Articolul 5 al REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009 prevede constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sistematice a rețelei europene de transport de energie electrică constituit sub denumirea de grupul de lucru „Ten-Year Network Development Plan”. În art. 8.3 se stabilește obligația acestuia de a elabora și publica, la fiecare doi ani, un plan neobligatoriu la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei pe zece ani (planul la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei), inclusiv o evaluare europeană cu privire la adecvarea capacităților de producere, la fiecare doi ani.

Planul european trebuie să aibă în vedere modelul integrat al rețelei europene, elaborarea de scenarii și să evalueze reziliența sistemului.

Conform art. 8.4 al Regulamentului, evaluarea cu privire la adecvarea capacităților de producere acoperă capacitatea generală a sistemului de energie electrică de a satisface cererea de energie electrică existentă și prognozată pentru următoarea perioadă de cinci ani, precum și pentru o perioadă cuprinsă între cinci și 15 ani de la data la care a fost realizată respectiva evaluare. Evaluarea europeană cu privire la adecvarea capacităților de producere se realizează pe baza evaluărilor naționale cu privire la adecvarea capacităților, pregătite de fiecare operator de transport și de sistem individual.

Regulamentul sus-menționat recomandă o abordare la nivel regional, prin structuri regionale în cadrul structurii generale de cooperare, garantând, în același timp, faptul că rezultatele la nivel regional sunt compatibile cu planurile la nivel comunitar.

În cadrul ENTSO-E au fost create șase grupuri regionale (fig. 3.1) în cadrul cărora se analizează și se finalizează planurile regionale de dezvoltare a rețelei.

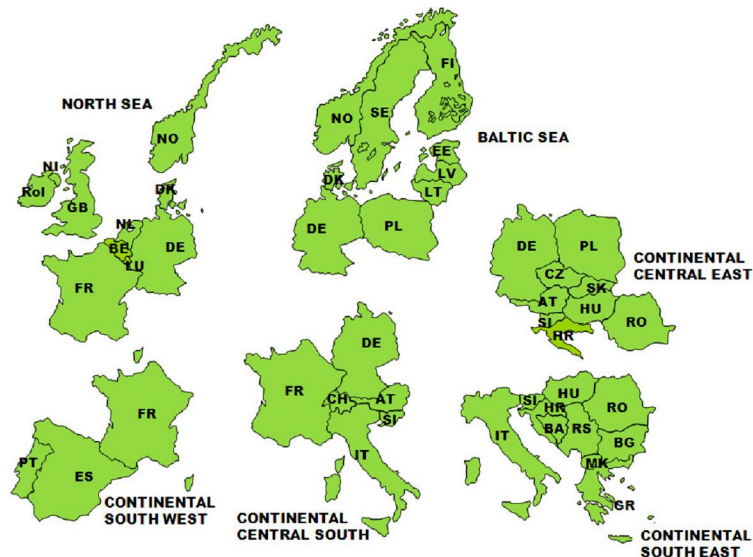


Fig. 3.16 Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

Transelectrica are reprezentanți în două Grupuri Regionale: Continental Centru Est și Continental Sud Est.

Planul european cuprinde proiectele de interes european, cu impact mai mare asupra sistemului, planurile regionale includ și proiecte al căror interes este doar regional, iar planurile naționale le completează cu proiecte cu impact mai mic asupra celorlalte sisteme, dar necesare pe plan național. Prin modul de lucru, cele trei niveluri de planificare sunt coordonate, iar planurile rezultate sunt deplin compatibile.

Primul Plan pilot de dezvoltare a rețelei pe zece ani a fost finalizat de ENTSO-E în mai 2010, iar în 2012 a fost finalizat următorul Plan. Aceste planuri, publicate pe site-ul ENTSO-E (www.entsoe.eu), au inclus și proiectele majore de dezvoltare a RET din România.

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, adoptat în 23.01.2008, își propune ca 20% din consumul comunitar să fie acoperit din surse regenerabile până în anul 2020.

În România, Legea nr. 220/2008 „Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie”, republicată cu modificările și completările ulterioare, stabilește, printre altele, 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. 9 (1) Operatorul de transport și sistem și operatorii de distribuție sunt obligați să garanteze transportul, respectiv distribuția energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, asigurând fiabilitatea și siguranța rețelelor de energie electrică.

(2) Racordarea producătorilor de energie electrică din surse regenerabile la rețelele de energie electrică se realizează în baza Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, emis în baza art. 11 alin. (2) lit. q) din Legea energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare.

(3) Investițiile realizate de operatorii de transport și/sau distribuție în baza prevederilor alin. (2) se consideră active reglementate, recunoscute în acest sens de către ANRE.

.....”

Legea nr. 220/2008 a fost modificată și completată cu prevederile OUG nr. 57/2013, vizând aplicarea schemei de promovare a RES și procesul de racordare la rețelele electrice de interes public. Cele mai semnificative modificări sunt:

- energia electrică produsă de CEF situate pe terenuri, care la data intrării în vigoare a OUG nr. 57/2013, erau în circuitul agricol nu beneficiază de schema de sprijin;
- energia electrică produsă de CEF dispensabilă, suplimentară față de notificarea fizică, nu beneficiază de schema de sprijin;
- amânarea parțială a acordării CV în funcție de RES (după 01.04.2017 pentru MHC și CEF, respectiv 01.01.2018 pentru CEE);
- introducerea de către operatorii de rețea, în procesul de racordare, a unor garanții financiare al căror cuantum îl va stabili ANRE;
- începând de la 1 iulie 2013, acreditarea de către ANRE a centralelor bazate pe RES care beneficiază de sistemul de promovare se realizează până la nivelul capacităților instalate stabilite pentru fiecare an prin hotărâre a Guvernului pe baza datelor reactualizate din PNAER.

Rețeaua electrică de transport este considerată, conform Legii nr. 123/2012 (art. 3 - 66) de interes național și strategic și ca atare o mare parte a activelor aflate în componența sa se află în proprietatea publică a statului. Cadrul legal care reglementează statutul patrimoniului public și condițiile de concesionare a acestuia este reprezentat de Legea nr. 213/1998 privind proprietatea publică și regimul acesteia - cu modificările ulterioare - și respectiv OUG 54/2006 privind regimul contractelor de concesiune de bunuri proprietate publică.

Uniunea Europeană a stabilit abordarea unitară a protecției infrastructurilor energetice ("Protecția infrastructurilor critice în lupta împotriva terorismului" adoptat de CE în 2004). La nivelul UE, a fost elaborată Cartea Verde pentru un Program European privind Protecția Infrastructurilor Critice (COM (2005) 576 final), care identifică rețeaua de transport printre infrastructurile critice.

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, Transelectrica acordă toată atenția implementării legislației aferente sistemelor integrate de securitate a protecției informațiilor clasificate și a protecției infrastructurii critice:

1. Legea nr. 333 din 8 iulie 2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor
2. Hotărârea de Guvern nr. 1010 din 25 iunie 2004 (pentru aprobarea normelor metodologice și a documentelor prevăzute la Art. 69 din Legea nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor)

3. Hotărârea de Guvern nr. 781 din 25 iulie 2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu
4. Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002, privind protecția informațiilor clasificate.
5. Hotărârea de Guvern nr. 585 din 13 iunie 2002, pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România.
6. Hotărârea de Guvern nr. 718 din 13 iulie 2011 pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice

3.2 Legislația secundară

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

- Codul Tehnic al RET⁶ Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004;
- Codul Tehnic al Retelelor 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;
- Licențele și Autorizațiile: activitatea CNTEE și Transelectrica - S.A. se desfășoară în baza Condițiilor asociate Licenței nr.161/2000 pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, Revizia 2/2005, modificat prin decizia ANRE 867/30.04.2009 și 121/2012;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr.59/2013;
- Metodologie de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr.11/2014;
- 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;
- Ordinele și deciziile 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. 53/2013 al președintelui ANRE;
- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul nr. 87/2013 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” aprobat prin Ordinul nr. 6/11 februarie 2010 al președintelui ANRE;
- Ordinul nr. 29/ 2013 al președintelui ANRE, privind modificarea și completarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” aprobat prin Ordinul nr. 51/3 aprilie 2010 al președintelui ANRE;
- Ordinul nr. 30/2013 al președintelui ANRE, privind aprobarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”;
- Ordinul nr. 32/2013 al președintelui ANRE, privind aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili;
- Ordinul nr. 60/2013 al președintelui ANRE, privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare;
- PE 134/1995 „Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”;
- PE 026-92 „Normativ pentru proiectarea sistemului energetic național”;
- NTE 005 „Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice”;
- Ordinul Ministrului Economiei și Comerțului nr. 660/2004 privind aprobarea Ghidului de identificare a elementelor de infrastructură critică din economie.

4. Principii și metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

Planificarea RET urmărește menținerea, în condiții de eficiență economică, a 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 asumate în comun, la nivel european, de OTS asociați în cadrul ENTSO-E.

Transelectrica dezvoltă și modernizează în condiții economice rețeaua electrică de transport pentru a asigura adecvarea acesteia la necesități rezultate din evoluția SEN:

- evoluția consumului;
- apariția unor noi grupuri de producție;
- evoluția cererii pentru schimburile de energie electrică transfrontaliere;
- uzura fizică și morală a echipamentelor de transport;

- retragerea din exploatare a unor capacități de producție;
- modificări ale fluxurilor dominante de putere în rețea.

În cazul identificării unei necesități de dezvoltare a RET, selectarea soluțiilor se face în urma unei analize cost/beneficiu bazate pe evaluarea unor indicatori tehnici și economici specifici.

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții robuste și flexibile, care să facă față mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Pentru fiecare proiect, se are în vedere reducerea impactului asupra mediului înconjurător, în funcție de ultimele performanțe tehnologice accesibile și legislația în vigoare.

Sunt de asemenea urmărite câteva direcții strategice care au drept scop creșterea eficienței și eficienței serviciului prestat:

- realizarea mentenanței bazate pe fiabilitatea RET;
- implementarea tehnologiilor noi performante;
- promovarea teleconducerii instalațiilor din stațiile Transelectrica;
- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică;
- promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- reducerea congestiilor în RET.

În scopul aplicării principiului dezvoltării și utilizării optime a sistemului de transport s-a implementat structura tarifului zonal de transport, cu semnale locale pentru a stimula:

- 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.

Implementarea tarifului zonal de transport nu a reprezentat un stimulente suficient de puternic care să determine producătorii/consumatorii să se amplaseze în zone deficitare/excedentare, alegerea amplasamentului fiind condiționat în principal de disponibilitatea surselor primare, terenului, forței de muncă etc.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerințele și prioritățile prevăzute în strategia și politica energetică națională. Acestea constituie referințe determinante pentru identificarea direcțiilor prioritare și prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei avute în vedere la planificare.

4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

Elaborarea Planului de dezvoltare a RET presupune parcurgerea următoarelor etape de analiză :

- Prognoza cererii de energie electrică pe ansamblul SEN pentru perioada analizată ;
- Prognoza consumului de energie și a nivelului de putere electrică (activ și reactiv) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezonul de iarnă și vară), în profil teritorial și pentru fiecare stație;
- Prognoze de import/export/tranzit de energie și putere electrică ;
- Estimarea disponibilității capacităților de producție, considerând programele de casări, reabilitări și instalare de grupuri noi;
- Elaborarea bilanșelor 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 :
 - o circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii și extreme;
 - o pierderile de putere în RET;
 - o asigurarea stabilității tensiunii și a încadrării între limitele minime și maxime admisibile în nodurile RET prin posibilitățile și mijloacele de reglaj existente și prin dezvoltarea acestora;
 - o limitele și valorile curenților și puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
 - o analiza și asigurarea rezervelor de stabilitate statică și a stabilității tranzitorii în funcționarea SEN;
- Evaluarea stării tehnice a instalațiilor din rețeaua de transport a energiei electrice;
- Evaluarea importanței stațiilor de transport;
- Calculul indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Stabilirea acțiunilor și măsurilor necesare pentru a asigura adecvarea rețelei și satisfacerea performanțelor normate ale serviciului de transport;
- Stabilirea soluțiilor tehnice optime tehnico-economic de modernizare și dezvoltare a RET și a măsurilor de reducere a impactului asupra mediului;
- Stabilirea priorităților și a programelor de realizare a modernizării/dezvoltării RET și a infrastructurii asociate;
- Identificarea surselor posibile de finanțare pentru investițiile din Planul de dezvoltare a RET.

Metodologia de construire a cazurilor și de analiză a regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET este prezentată în Anexa A.

5 Analiza situației actuale a RET și infrastructurii asociate

5.1 Capacități de producere a energiei electrice

În SEN sunt în funcțiune, din punct de vedere al sursei primare de energie, următoarele tipuri de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu ciclul de producere combinat de energie electrică și termică) bazate pe carbuni sau gaze, nucleare electrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice bazate pe biomasa. 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);
- puterea instalată a grupurilor hidroelectrice variază de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4 MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice au 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;
- au fost instalate grupuri eoliene cu puteri unitare mai mici de 1-3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de grupuri rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. În stația de 400 kV Tariverde este racordată și funcționează o centrală eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.
- Pi total în CEE a evoluat rapid, puterea instalată la sfârșitul anului 2010 fiind 425 MW, la sfârșitul anului 2011 1140 MW, la sfârșitul anului 2012 1941 MW, iar în octombrie 2013 2325 MW;
- s-a realizat o creștere rapidă a puterii instalate a CEF; dacă în aprilie 2013 aceasta atingeau 94 MW, în iulie 2013 Pi în CEF s-a dublat, ajungând la 203,5 MW;
- tot în 2013 centralele pe biomasă totalizau 41,9 MW, la 1 iulie.

În perioada 09.06.2011 - 30.09.2011 s-au racordat la barele de 400 kV și 220 kV ale stației 400/220/110 kV Brazi Vest grupurile centralei pe condensare cu ciclul combinat Petrom Brazi: la 400 kV un grup TG cu $P_i=285,6$ MW și un grup TA $P_i=314,6$ MW, iar la 220 kV un grup TG cu $P_i=285,6$ MW.

Puterea disponibilă total netă a centralelor electrice din SEN la 31.12.2012 (Tabelul 5.1.1) a fost de 18756 MW, din care 33% în centrale hidroelectrice, 7% în centrale nucleare, 50% în centrale termoelectrice și 9% în centrale eoliene.

Tabelul 5.1.1

Putere instalata	Putere instalata* [MW]	Putere disponibilă netă** [MW]
TOTAL	22428	18756
Centrale hidroelectrice	6563	6196
Centrale nuclearelectrice	1413	1300
Centrale termoelectrice conven ionale	12444	9460
Centrale eoliene	1941	1753
Centrale fotovoltaice	29	20
Centrale biomasa	38	27

* Nu sunt incluse grupurile aflate în conservare și grupurile retrase din exploatare pentru o perioadă mai mare de un an care se afla în reabilitare. Sunt incluse și grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune.

** Conform metodologiei ENTSO-E, puterea disponibilă 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.

5.2 Adecvața sistemului la vârful de sarcină

Dup ce, în perioada 2000÷2008, cu excep ia anului 2002, consumul brut intern a crescut anual cu 0,42% ÷ 4,47%, în anul 2009 consumul brut intern a scăzut cu 8,3% față de anul 2008, ca urmare a crizei economice și financiare. Sc derile lunare au fost de 3,5%÷14,0%, comparativ cu luna similar a anului 2008. În perioada octombrie - noiembrie 2009, descre terea consumului s-a mai redus, iar din luna decembrie s-a reluat un trend de cre tere. Anul 2010 a înregistrat o cre tere cu 5,4% a consumului net (4,8% consum brut), față de anul 2009, în anul 2011 consumul brut a crescut cu 3,7% față de 2010, iar în anul 2012 consumul brut a înregistrat o sc dere de 1,5% față de anul anterior.

În fig. 5.2.1 este prezentat evolu ia consumului.

Variatia consumului mediu brut anual in perioada
2000-2012 (MWh/h)

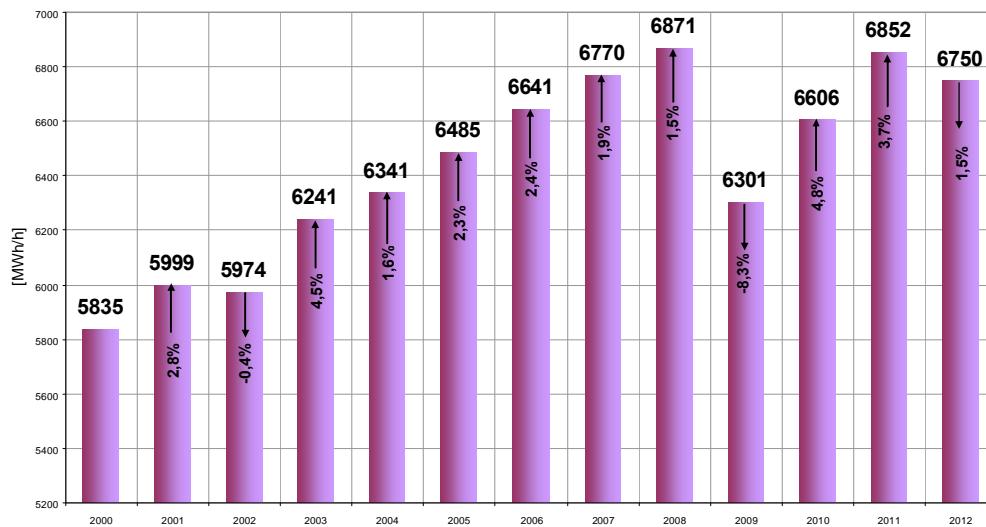


Fig. 5.2.1

Dacă valoarea medie a consumului a crescut în 2010 față de 2009 cu aprox. 300 MW, diferența dintre valorile de vârf a fost chiar mai mare, ajungând la aprox. 400 MW.

În 2011, consumul a continuat să crească, diferența între valorile medii fiind de aprox. 250 MW, iar cea între valorile de vârf de aprox. 50 MW.

În 2012, consumul mediu s-a menținut la valori apropiate celor din 2011 (Fig. 5.2.2).

Evoluția consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim
în anii 2010 - 2012

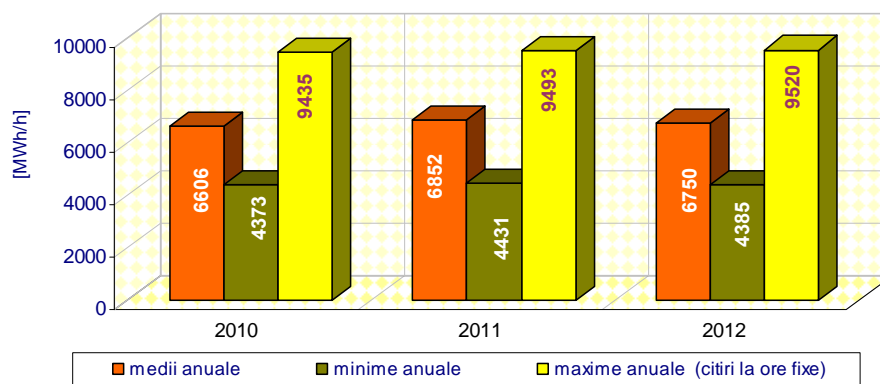


Fig. 5.2.2

Schimbările fizice de energie electrică cu sistemele vecine sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile și importurile realizate în baza contractelor între participanții la piața de energie electrică, la care se adaugă schimbările tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimburilor pentru reglajul frecvenței (Fig. 5.2.3 și 5.2.4).

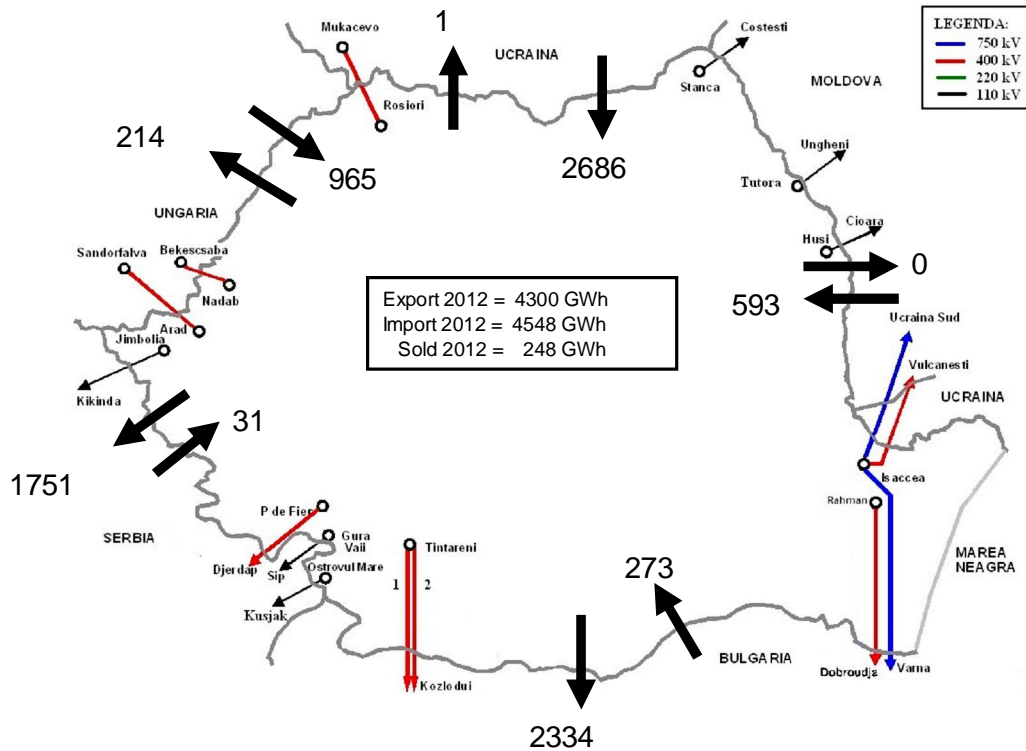


Fig. 5.2.3

**Variatia importului, exportului si a soldului schimburilor de energie cu vecinii
in perioada 2007-2012
(valori medii anuale)**

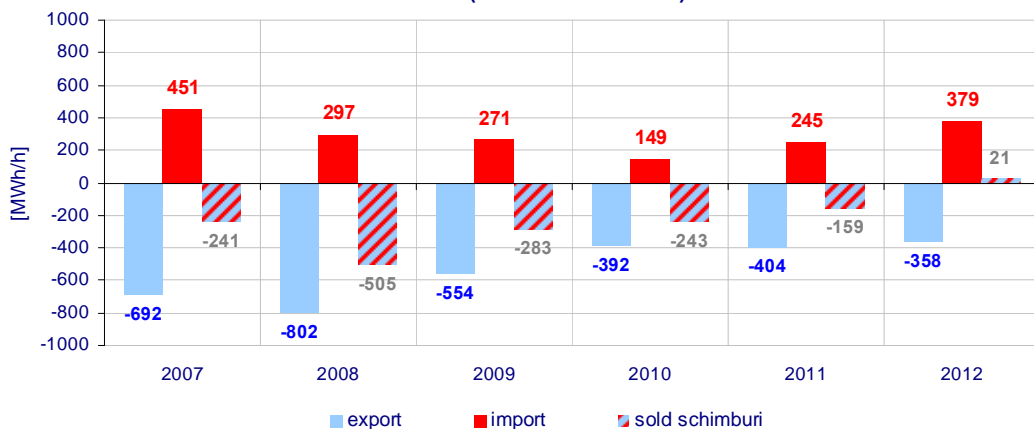


Fig. 5.2.4

Se constată o scădere a schimburilor în ultimii patru ani, probabil ca o consecință a crizei economice și financiare.

Soldul schimburilor SEN s-a menținut în fiecare an pe export, cu excepția anului 2012, când exportul de energie electrică a fost mai mic decât importul, rezultând import

net. Poate fi observat suprapunerea, peste circulațiile determinate de fluxurile interne de putere dinspre centrale spre zonele de consum, a unor tranzite determinate de schimburi între sistemele vecine, cu o tendință de creștere în ultima perioadă pe direcțiile N→S și E→V.

Producția grupurilor generatoare din sistem trebuie să acopere în fiecare moment consumul și soldul import/export.

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

În 2010, contribuția centralelor electrice pe carbune și hidrocarburi a fost chiar mai mică, scăzând cu 5%, respectiv 8% față de 2009, deoarece s-a înregistrat o hidraulicitate foarte bună și producția centralelor hidroelectrice a crescut cu 30% față de anul anterior.

În anul 2011, alături de creșterea accentuată a contribuției centralelor electrice eoliene de la 0,5% din total producție în 2010 la 2% din total producție în 2011, se remarcă o creștere a producției termoelectrice (carbuni: de la 36% în 2010 la 42% în 2011; hidrocarburi: de la 11% în 2010 la 13% în 2011), ca urmare a scăderii drastice a producției hidroelectrice cu 10% în 2011, comparativ cu 2010. În 2010, producția centralelor eoliene a crescut cu 39%, comparativ cu 2009, corelat cu o creștere a puterii instalate la 323 MW.

În 2011 se remarcă creșterea în continuare a contribuției centralelor electrice eoliene (2% din total producție în 2011) comparativ cu anul 2010 (0,5% din total producție). Ca urmare a scăderii accentuate a producției hidroelectrice cu 10%, s-a înregistrat o creștere a ponderii producției termoelectrice (carbuni: de la 36% în 2010 la 42% în 2011; hidrocarburi: de la 11% în 2010 la 13% în 2011).

În 2012 se remarcă creșterea semnificativă a contribuției centralelor electrice eoliene (5% din total producție în 2012) comparativ cu anul 2011 (2% din total producție).

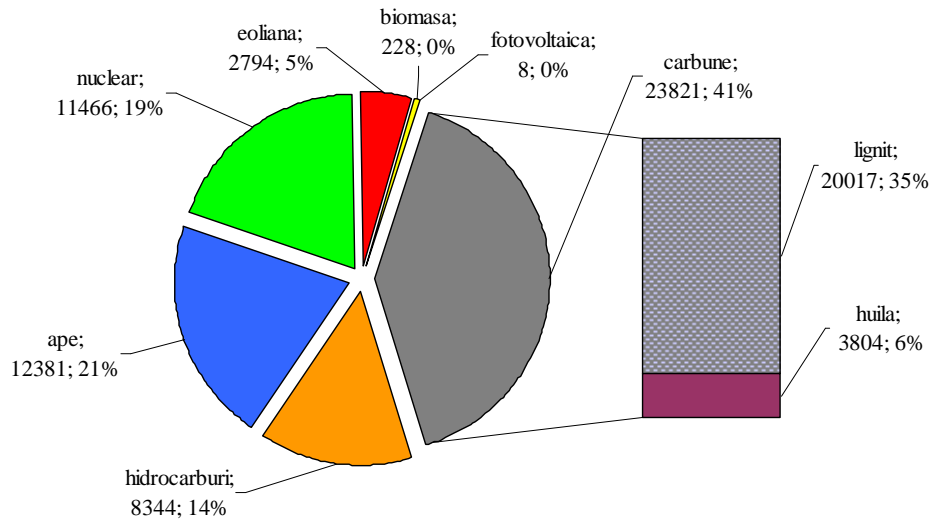
Integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene a fost și va fi înlesnită, în mare măsură, de structura de producție (mix-ul energetic) existent în România și în special de centralele hidroelectrice existente, realizate în urmă cu 25-40 ani.

Structura producției este prezentată în Tabelul 5.2.1. și figura 5.2.5.

Tabelul 5.2.1

	anul 2012			anul 2011		
	[GWh]	[MW]	[%]	[GWh]	[MW]	[%]
TOTAL PRODUCTIE, din care:	59042	6717	100.0	61931	7069	100.0
Centrale pe carbune, din care:	23821	2711	40	25795	2944	42
lignit	20017	2278	34	21882	2497	35
huila	3804	433	6	3913	447	6
hidrocarburi	8344	947	14	8043	918	13
ape	12381	1409	21	14954	1707	24
nuclear	11466	1305	19	11747	1341	19
eoliana	2794	318	5	1208	138	2.0
biomasa	228	26	0	183	21	0
fotovoltaica	8	1	0	1	0	0

Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției de energie electrică în anul 2012



Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției de energie electrică în anul 2011

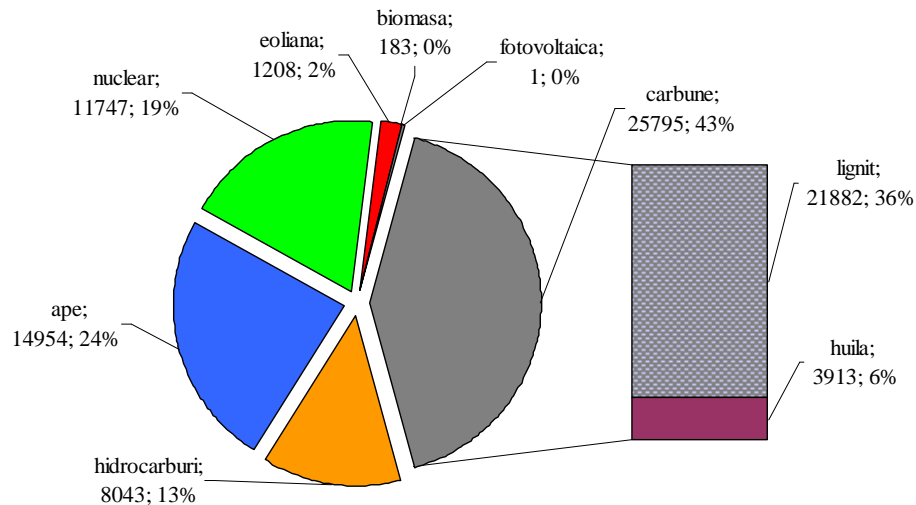


Fig. 5.2.5

Din Tabelul 5.2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvării sistemului, estimat conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea instalată în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din decembrie 2012 și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea excedentului de putere în luna decembrie 2012 a reprezentat peste 33% din puterea netă instalată în SEN.

Tabelul 5.2.2

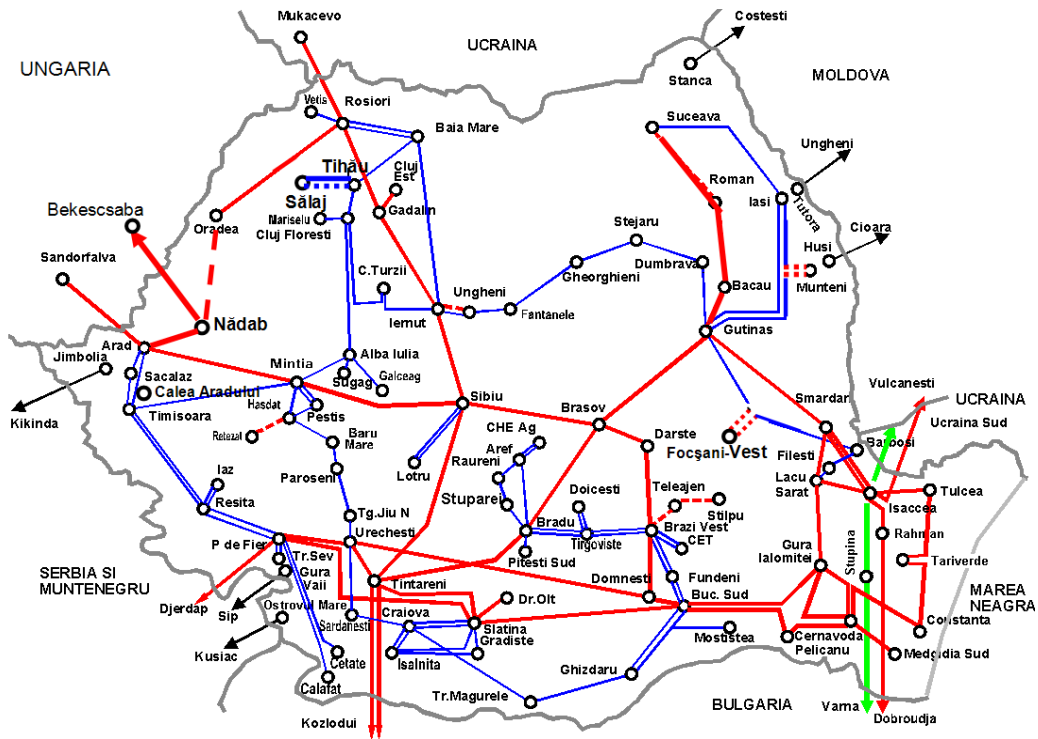
Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii decembrie 2012 - ora 12 RO (ora 11 CET)	[MW]
1	centrale hidroelectrice	6196
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice convenționale	9460
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomas)	1800
5	alte centrale	0
6	Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]	18756
7	Putere indisponibil (Reduceri temporare+conservări)	479
8	Putere în reparație planificat	988
9	Putere în reparație accidental	1773
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	695
11	Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]	14821
12	Consum intern	7728
13	Abatere consum față de consumul maxim al lunii	659
14	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]	6434
	Schimbul de putere cu alte sisteme	
15	Import	312
16	Export	627
17	Sold Import-Export [17 = 15 - 16]	-315
18	Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]	6119

5.3 Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni cu alte sisteme

Rețeaua electrică este ansamblul de linii, stații electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele, inclusiv elementele de susținere, control și protecție a acestora.

Conform Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, rețeaua electrică de transport (RET) este rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV. RET realizează interconectarea între producători, rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

Rețeaua de transport este instrumentul care permite OTS asigurarea din punct de vedere tehnic a serviciilor cuprinse în obiectul de activitate al CNTEE Transelectrica S.A., conform prevederilor Codului tehnic al RET și condițiilor asociate licenței pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem.



LEGENDA:

- LEA 110 kV : ———
- LEA 220 kV : ———
- LEA 400 kV : ——— (..... : func ioneaz la 220 kV
- - - - : LEA 400kV N dab ó Oradea în curs de finalizare)
- LEA 750 kV : ———

Fig. 5.3 Re eaua Electric de Transport ó Iulie 2013

În Tabelul 5.3.1 este prezentat sintetic componen a RET, iar în Anexa B-2 (Linii, Statii, Bobine) sunt prezentate în detaliu elementele RET: linii, transformatoare, bobine pe care Transelectrica le exploateaz în calitate de concesionar, proprietar sau în baza altui temei legal, conform Licen ei.

Transelectrica exploateaz toate liniile de interconexiune, inclusiv cele de 110 kV.

La 31.12.2012, RET era compus din:
Tabelul 5.3.1 Instalațiile RET

Tensiunea [kV]	STAȚII			LEA [km]
	Stații [nr.]	Unități de transformare ≥ 100 MVA T/AT [nr.]	Putere nominală aparentă T/AT [MVA]	
750	1	2	1.250	155
400	38	2	500	4.704
		20	400	
220	42	30	250	3.947
		2	400	
		81	200	
110	0	1	100	38
		0	0	
TOTAL	81	138	36.100	8.844

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Este de remarcat, însă, că starea tehnic 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.

Investițiile efectuate până în prezent au permis menținerea la un nivel corespunzător a infrastructurii de conducere prin dispecer și a infrastructurii necesare funcționării piețelor de electricitate: rețeaua națională de fibră optică, sistem de monitorizare și conducere EMS-SCADA, sistem de măsurare a cantităților de energie electrică tranzacționate pe piața angro, platforme IT de tranzacționare și decontare. Este în curs de desfășurare programul de modernizare a întregii rețele la nivelul celor mai înalte standarde europene cu lucrări de modernizare și re tehnologizare a stațiilor electrice cele mai importante din RET, precum și de dezvoltare a capacității de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/re tehnologizare efectuate în rețea au urmărit în permanență adoptarea de echipamente la nivelul tehnic al perioadei respective, ceea ce a permis și alegerea unor scheme de conexiuni simplificate pentru stațiile electrice. Transformatoarele și autotransformatoarele noi instalate în stațiile re tehnologizate se caracterizează prin parametri de funcționare îmbunătățiți și soluții constructive fără unități de reglaj sau unități monofazate, mărind siguranța în funcționare și reducând semnificativ costurile de mentenanță, impactul negativ asupra mediului și pierderile de energie electrică în rețea.

Au fost finalizate până în prezent mai multe proiecte de re tehnologizare, modernizare, mentenanță majoră: stațiile electrice Porțile de Fier, Urecheți 400 kV și 220 kV,

în rețea, Arad 400 kV, Oradea Sud, Drăgănești Olt 400 kV, Roșiori, Gutina 400 kV și 220 kV, Slatina, Brazi Vest, București Sud 400 kV, 220 kV și 110 kV, Fântânele 110 kV, Baia Mare 110 kV, Vetil, Pitești Sud, Constanța Nord, Iernut, Sibiu Sud, Fundeni, Salaj, Paroseni, Gădlin, Lacu Sărat, Mintia.

În ceea ce privește LEA, au fost instalate 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 și Oradea Sud și LEA Gutina și Bacău și Roman și Suceava și s-au pus în funcțiune stațiile noi de 400 kV Bacău S, Roman și Suceava.

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

În anii 2010, 2011 și 2012 au continuat lucrările de rețehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stațiile importante din RET, s-au pus în funcțiune elemente noi de rețea și s-au realizat lucrări de implementare a sistemului de comandă și control și protecție în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor la transformatoarele de 250 MVA, după cum urmează :

Anul 2010

- Modernizare sisteme protecție aferente AT 200 MVA și PDB în stațiile 220/110 kV: Ghizdaru, Grădite, Mostița, Calafat, Alba Iulia;
- Modernizare sisteme comandă-control în stațiile 220/110 kV Baia Mare 3 și FAI;
- Înlocuiri AT, T, TC și echipamente de comutație în stațiile electrice: Gheorghieni (AT1), Salaj, Oradea Sud, Stâlp (înlocuire cu fostul AT 2 și 200 MVA București Sud), FAI (AT1).

Au fost realizate lucrări de mentenanță majoră sau rețehnologizare a stațiilor: Ialomița 220 kV și 110 kV, Baia Mare 3 220/110 kV, Gutina 110 kV, Turnu Măgurele 110 kV, Gura Ialomiței 110 kV și 20 kV, FAI 220 kV și 110 kV, Lacu Sărat 400 kV, Pitești 220 kV și 110 kV, Gheorghieni 220 kV, Porțile de Fier 220 kV, Gădlin (inclusiv înlocuire BC 400 kV).

S-a pus în funcțiune stația 400 kV Tariverde, stație nouă destinată racordării la SEN a CEE Fântânele Est, a CEE Fântânele Vest și a CEE Cogeaș, racordată intrare și ieșire prin secționarea LEA 400 kV Constanța Nord și Tulcea Vest. Stația este de tip sistem dublu de bare.

S-a pus în funcțiune extinderea stației existente 400/220 kV Brazi Vest, în vederea racordării la SEN a CCCC Brazi Petrom.

Anul 2011

- Modernizare sisteme protecție aferente AT 200 MVA și PDB în stațiile 220/110 kV: Teleajen 110 kV, Arad 110 kV, Târgu Jiu N 110 kV.

- Înlocuiri AT, T, TC și echipamente de comutație în stațiile electrice: Smârdan 110 kV, Lacu S rat (AT2, AT3, AT4), S rd ne ti 220 kV (inclusiv AT), Baia Mare 3 (AT2), Barbo i (AT1, AT2), Dârste 110 kV, Timi oara (AT1), Cluj Flore ti (AT1).

- Au fost realizate lucrări de mentenanță major sau re tehnologizare a stațiilor: Lacu S rat 220 kV și 110 kV, FAI 110 kV, Brazi V 110 kV, Cetate 220 kV, Mintia 220 kV.

S-a pus în funcțiune LEA 400 kV Isaccea ó Varna (linie de interconexiune România ó Bulgaria), după trecerea acesteia de la 750 kV la 400 kV pe teritoriul Bulgariei și realizarea celulei 400 kV în stația Varna.

Deoarece ealonarea lucrărilor de modernizare/re tehnologizare se va întinde pe o lung 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 tehnic și managerial unitară, având ca finalitate readucerea instalațiilor la starea tehnică și de operare pentru care au fost proiectate.

Anul 2012

S-au pus în funcțiune:

- stația 400/110 kV Rahman cu un transformator 400/110 kV 250 MVA, stație nouă destinată racordării la SEN a mai multor centrale eoliene, racordată intrare ó ie ire prin sec ionarea LEA 400 kV Isaccea ó Dobrudja. Stația este de tip sistem dublu de bare;

- stația 400/110 kV Stupina cu un transformator 400/110 kV 250 MVA, stație nouă destinată racordării la SEN a mai multor centrale eoliene, racordată intrare ó ie ire prin sec ionarea LEA 400 kV Isaccea ó Varna. Stația este de tip sistem dublu de bare;

- LEA 220 kV Por ile de Fier ó Cetate și LEA 220 kV Cetate ó Calafat, linii noi rezultate prin sec ionarea LEA 220 kV Por ile de Fier ó Calafat în dreptul stației Cetate;

- al doilea transformator 220/110 kV în Oradea Sud.

Anul 2012 a reprezentat pentru mentenanța stațiilor electrice atât un an de finalizare cu succes a unor importante contracte de mentenanță major (cu valori cuprinse între 3 și 10 milioane Euro fiecare), cât și unul de demarare a unor noi și importante proiecte similare.

Astfel, au fost finalizate și s-a efectuat recepția finală la contractele pentru proiectele de mentenanță major aferente stațiilor electrice 220/110 kV: Baia Mare 3, FAI (220 kV), Pesti, Gheorghieni.

Aceste proiecte au constituit confirmarea viabilității strategiei de mentenanță a Companiei în domeniul stațiilor electrice prin abordarea unitară a mentenanței majore a fiecărei stații în cadrul unui MASTERPLAN, cuprinzând toate lucrările necesare de reabilitare (componente electrice, infrastructură, p r i construcții etc) pentru readucerea stației la nivelul de siguranță în exploatare pentru care a fost proiectat.

S-au desfășurat lucrări de mentenanță majoră și re tehnologizare în stațiile Cetate 220 kV, Dârste 110 kV, Ghizdaru 220/110 kV, Grădite 220 kV, Lacu Sărat 110 kV, Mintia 220/110 kV, Mostița 110 kV, Smârdan 400/110 kV, Drăgănești Olt 110 kV.

S-au efectuat lucrări de implementare a sistemelor de comandă -control-protecție și modernizare protecție în stațiile: Alba Iulia 220 kV, Arad 400 kV, Bradu 400 kV, Craiova N 220 kV, Hădat 220 kV, Pesti 220 kV, Târgu Jiu 220/110 kV, Tulcea V 110 kV.

S-au înlocuit TC pe anumite elemente de rețea în stațiile Aref 110 kV, Bacău S 400 kV, Bradu 110 kV, Craiova N 220 kV.

S-a înlocuit AT 220/110 kV 200 MVA în Fileți.

În cursul anului 2012, în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 35/16.12.2002 pentru aprobarea Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță și Legea nr. 123/2012, s-au derulat lucrări de mentenanță pe LEA 220 kV Gutina - Focani Vest, LEA 400 kV Gutina - Brașov, LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate - Calafat, LEA 220 kV Paroseni - Târgu Jiu N, LEA 220 kV Derivaia - Mostița, LEA 400 kV Isaccea - Dobruja, LEA 400 kV Mintia - Sibiu. Au fost remediate problemele care puneau în pericol stabilitatea stâlpilor, precum alunecări de teren, viituri, prin consolidarea terenului și a fundațiilor stâlpilor. Pentru stâlpii monitorizați ca fiind în pericol de pierdere a stabilității au fost întocmite documentații de proiectare. O acțiune importantă a fost eliminarea evenimentelor accidentale care ar fi putut să apară în urma furturilor de componente din instalațiile liniilor electrice aeriene. Astfel au fost ridicați stâlpi noi sau consolidați cei existenți pe liniile de transport a energiei electrice unde s-au produs astfel de evenimente.

În urma încheierii protocolului între Transelectrica și ESO-EAD, OTS din Bulgaria, au fost finalizate lucrările de demontare a conductoarelor de traversare a Dunării pe LEA 220 kV Ialnița - Kozlodui, linie care a fost scoasă din funcțiune și valorificată ca mijloc fix prin casare.

În cursul anului 2012 s-au demarat, în conformitate cu prevederile Planului de dezvoltare RET al Transelectrica, contracte de proiectare și de actualizare a documentațiilor pentru mentenanță majoră aferent altor patru stații electrice foarte importante pentru sistem: stația 220/110/20 kV Arefu, 220/110 kV Răureni, 400/110 kV Cluj Est, 220/110 kV Hădat, 220/110 kV Dumbrava.

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport este reflectată și în statistica incidentelor produse la echipamentele componente ale acesteia. În Tabelul 5.3.2 se prezintă evoluția numărului de incidente.

În general, datorită rezervei asigurate, incidentele produse în RET nu afectează continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate.

Tabelul 5.3.2. Număr de incidente

Instalații	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
LEA	82	69	60	59	35	54	43	38	46	44	72
Stații	841	699	569	683	640	489	467	649	770	561	537
Total RET	923	768	629	742	675	543	510	687	816	605	609

5.4 Gradul de încărcare a elementelor RET

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuat pe câte un regim de referin pentru fiecare perioadă analizată, și anume vara 2013 și iarna 2012-2013, caracterizate prin acoperirea consumului cu o structură de producție probabilă.

În calculele de regimuri se iau în considerare consumurile în stațiile electrice, citite la palierul caracteristic de consum VDV (vârf dimineașă), respectiv VSI (vârf seară).

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

De asemenea, limitele de încărcare a elementelor RET sunt determinate și pe criteriile privind stabilitatea statică a regimului de funcționare a SEN.

5.4.1 Vara 2013

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru vara 2013, pe o rețea în care nu este încă finalizată și dat în exploatare linia 400 kV Nadab-Oradea, consumul insulei pasive din zona Smârdan 110 kV este preluat pe SEN, iar producția centralelor eoliene este de 70% din puterea instalată.

În regim staționar, 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-3, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

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

- În regimurile staționare analizate, LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=450-500$ MW) în proporție de cca. 96%.

Cele mai încărcate linii 400kV sunt:

- linia 400 kV Tulcea Vest -Isaccea (cca. 560 MW)
- linia 400 kV Gutina -Smârdan (cca. 485 MW)
- linia 400 kV Tulcea Vest-Tariverde (cca. 420 MW)
- linia 400 kV Pelicanu-Cernavodă (cca. 410 MW)

- În regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=120$ MW) în proporție de cca. 80 % din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii 220 kV, cu circulație mai mare decât puterea naturală, sunt:

- linia 220 kV București Sud-Fundeni c2 (cca. 215 MW)
- linia 220 kV Porțile de Fier-Reșița c1,2 (cca. 200 MW)
- linia 220 kV Bara Mare-Hațeg (cca. 190 MW)
- linia 220 kV Urechești-Tg.Jiu (cca. 170 MW)

Încărcarea AT și T (procente din S_n) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.1, iar încărcarea liniilor 400 și 220 kV (procente din I_{adm}) este prezentată sintetic în Tabelul

5.4.2. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculului de verificare a criteriului N-1.

Tabelul 5.4.1

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (%Sn)		Încărcare AT 220/110 kV (%Sn)		Încărcare T 400/110 kV (%Sn)	
	maxim	medie	maxim	medie	maxim	medie
VDV 2013	69	35	59	26	56	31

Tabelul 5.4.2

Regim	Linii 400 kV (% I_{adm})		Linii 220 kV (% I_{adm})	
	maxim	medie	maxim	medie
VDV 2013	51	19	64	23

5.4.2 Iarna 2012-2013

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru iarna 2012/2013, pe o perioadă în care nu este încă finalizată și dat în exploatare linia 400 kV Nadab-Oradea, consumul insulei pasive din zona Smârdan 110 kV este preluat pe SEN, iar producția centralelor eoliene este de 70% din puterea instalată.

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 faza de puterea naturală se constată:

- În regimurile staționare analizate, unele LEA 400 kV sunt încărcate peste puterea naturală ($P_{nat}=450-500$ MW), restul de cca. 90% dintre liniile de 400 kV fiind încărcate sub puterea naturală.

Cele mai încărcate linii 400kV sunt:

- linia 400 kV Tulcea Vest-Isaccea (cca. 615 MW)
- linia 400 kV Gutina -Smârdan (cca. 520 MW)
- linia 400 kV Roșiori-Mukacevo (cca. 480 MW)
- linia 400 kV Tulcea Vest-Tariverde (cca. 470 MW)

- În regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=120$ MW) în proporție de cca. 82 % din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii 220 kV, cu circulație mai mare decât puterea naturală, sunt:

- linia 220 kV Urecheți-Tg.Jiu (cca.195 MW)
- linia 220 kV Porțile de Fier-Reșița c1,2 (cca. 185 MW)
- linia 220 kV Mintia-Alba Iulia (cca. 170 MW)
- linia 220 kV București Sud-Fundeni c1,2 (cca. 165 MW)
- linia 220 kV Bara Mare-Hațeg (cca. 165 MW)

Încărcarea AT și T (procente din S_n) este prezentat sintetic în Tabelul 5.4.3.

Încărcarea liniilor 400 și 220 kV (procente din I_{adm}) este prezentat sintetic în Tabelul 5.4.4.

Tabelul 5.4.3

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (% S_n)		Încărcare AT 220/110 kV (% S_n)		Încărcare T 400/110 kV (% S_n)	
	maxim	medie	maxim	medie	maxim	medie
VSI 2012/2013	73	36	58	28	69	35

Tabelul 5.4.4

Regim	Linii 400 kV (% I_{adm})		Linii 220 kV (% I_{adm})	
	maxim	medie	maxim	medie
VSI 2012/2013	56	22	63	25

5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

5.4.3.1 Palier VDV (vara 2013)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 96% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 400 kV Tulcea Vest-Isaccea, Gutina - Smârdan, Tulcea Vest-Tariverde, Pelicanu-Cernavoda.
- Se constată că liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 80% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 220 kV București Sud-Fundeni c2, Porțile de Fier-Reșița c1,2, Baru Mare-Hațeg, Urechești-Tg.Jiu;
- Gradul de utilizare al RET este scăzut în raport cu capacitatea de transport a liniilor și cu S_n a unităților de transformare.
- Luând în considerare faptul că în funcționarea reală au existat perioade cu funcționarea centralelor eoliene în apropierea valorii puterii instalate, s-a analizat și o variantă cu producție 100% în acestea (la nivel SEN cca. 2000 MW). În această variantă nu se respecta criteriul de siguranță N-1, la declanșarea liniei 400 kV Tulcea Vest-Isaccea (apar depășiri ale curenților admisibili în rețeaua de 110 kV din Dobrogea). Nivelul maxim al producției în centralele eoliene din zona Dobrogea, cu respectarea criteriului de siguranță, este de cca. 1600 MW. Față de puterea instalată în această zonă, a fost necesară o reducere, care, în funcție de centralele eoliene care vor fi aplicate, se situează între cca. 150 MW-230 MW. Acest rezultat subliniază necesitatea urgentă implementării sistematizării și întinerii rețelei din zona Dobrogea.

5.4.3.2 Palier VSI (iarna 2012-2013)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 90% încărcate sub puterea lor naturală.

Cele mai încărcate sunt liniile 400 kV Tulcea Vest-Isaccea, Gutina -Smârdan, Roiori-Mukacevo, Tulcea Vest-Tariverde. Pentru respectarea criteriului N-1 elemente în funcțiune, în toate schemele de calcul zona Constanta-Medgidia funcționează buclat cu zona Tulcea, prin conectarea LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu, LEA 110 kV Zebil-Mihai Viteazu și LEA 110 kV Hârlova-Topolog cu derivație Cismeaua Nouă.

- Se constată că liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 82% încărcate sub puterea lor naturală.

Cele mai încărcate sunt liniile 220 kV Urecheți-Tg. Jiu, Porțile de Fier-Reșița 1,2, Bara Mare-Hațeg, Urecheți-Tg.Jiu.

- Gradul de utilizare al RET este scăzut în raport cu capacitatea de transport a liniilor și cu S_n a unităților de transformare. 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.

5.4.4 Capacitățile de transfer totale și bilaterale pe granițe

Capacități nete de schimb calculate/estimate

În cadrul managementului congestiilor generate de schimburi transfrontaliere, Transelectrica calculează și furnizează pentru piața următoarele tipuri de capacități nete de schimb (NTC):

a) NTC anuale maxime negarantate

În cadrul grupului de lucru ENTSO-E modelele de rețea și instrumente de prognoză (Network Models and Forecast Tools) se calculează sezonier capacitățile nete de schimb (NTC = Net Transfer Capacity) maxime negarantate în interfața de interconexiune sincronă a SEN pentru sezonul următor. Valorile NTC maxime anuale pentru anul următor se calculează pe modelul sezonier de iarnă.

Calculul se face pentru topologie normală și scenarii de schimb favorabile, luând în considerare și punerile în funcțiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc în perioada respectivă.

Se calculează :

- capacități nete de schimb bilaterale adiționabile în interfețele parțiale RO/RS+BG, RO+BG/RS, RO/UA+HU, HU/RO+RS (RO=România, BG=Bulgaria, RS=Serbia, HU=Ungaria, UA=Ucraina);

- capacități nete de schimb totale între România și rețeaua europeană interconectată.

Se verifică criteriul N-1 și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automatizărilor în funcțiune, ținând cont de utilizarea comună a interfețelor de interconexiune și considerând măsurile preventive/postavarie.

Se menține o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni, pentru a permite înțajutorarea sistemelor la nivel european prin acționarea reglajului primar în caz de incident și pentru acomodarea abaterilor regimurilor față de regimurile medii modelate. Conform celor convenite, pentru calculul capacităților coordonate adiționabile în interfața României, valoarea TRM s-a stabilit 100MW/graniță, 200MW/interfață parțială și 300/400MW/interfața României export/import. Valorile bilaterale se armonizează cu partenerii.

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

Pentru o estimare mai realistă pentru anul 2012 s-au propus spre armonizare cu partenerii și publicare pe site-ul ENTSO-E valorile NTC bilaterale agregabile în interfața de interconexiune a SEN ca valori NTC bilaterale maxime negarantate indicative.

b) NTC anuale și lunare ferme

Conform acordurilor bilaterale încheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR - Ungaria, EMS - Serbia, ESO EAD - Bulgaria), Transelectrica furnizează pentru utilizare comercială NTC bilaterale ferme care pot fi aplicate simultan în aceeași direcție export/import, cu rezervele de fiabilitate (TRM) convenite în convențiile bilaterale, fără periclitarea securității sistemului:

- NTC anuale ferme, garantate pentru toate programele de reparații anuale coordonate convenite în SEN și interconexiune;
- NTC lunare ferme, garantate pentru programele de reparații planificate lunare în SEN și interconexiune.

înând seama de:

- necesitatea furnizării NTC anuale ferme înainte de elaborarea planului de retrageri anual al SEN și a planurilor de retragere coordonate în interconexiune,
- reprogramarea retragerilor pe parcursul anului,
- incertitudini legate de prognoza producției în puncte cheie care afectează valorile NTC (CHE Porțile de Fier+Djerdap etc.) și de respectarea termenelor PIF.

NTC anuale ferme se estimează luând în considerare:

- Experiența anului curent și anterior privind programele simultane de reparații în interconexiune și a posibilităților de schimb: cele mai mici valori NTC lunare ferme obținute;
- Calcule suplimentare, care se efectuează numai dacă sunt prevăzute:
 - programe de rețehnologizare în anul următor care pot duce la valori NTC ferme semnificativ mai mici;
 - puneri în funcțiune semnificative (linii și stații de interconexiune etc.) în intervalul între estimarea NTC anuale și începerea anului următor, care pot duce la creșterea valorilor NTC.

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

Pentru fiecare lună, Transelectrica calculează și furnizează pentru piața de energie în luna anterioară valori NTC ferme pe granițe, utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând în considerare:

- schimburile prognozate, NTC anuale ferme, incertitudinea sursa/destinația și posibilitatea realocarilor succesive, eliminarea soldurilor, utilizarea comună a interfețelor;
- programele de reparații pentru luna respectivă; prognoza de producție și consum;
- statutul automatizărilor, măsurile operative preventive/postavarie.

Calculul NTC la nivel lunar se face pe subperioade cu rezoluție până la săptămână și zi, funcție de programele de retrageri din luna respectivă, și ca atare valorile NTC obținute sunt adecvate și pentru alocare săptămânală, zilnic și intra-zi.

Tabelul 5.4.5. Capacități nete de schimb maxime în 2011-2012

	Anul					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ^{ap}
NTC max. negarantate (prognoza) [MW]						
RO export	1750	1750	1950	1900	2050	2400
RO	1800	1500	1700	1900	2100	2300
RO->HU	600	600	800	1100	700	700
HU->RO	400	500	600	600	700	700
RO->RS	800 ^{P-D1700A}	700 ^{P-D1600A}	650 ^{P-D1500A}	600 ^{P-D1600A}	700 ^{P-D1600A}	800 ^{P-D1600A}
RS->RO	400	700	500	300	500	600
RO->BG	600	750	750	600	600	700
BG->RO	600	750	750	600	600	800
RO->UA	200	200	400 (100*)	300	200	200
UA->RO	400	500	400	400	400	300
Valori maxime ale profilelor NTC lunare ferme armonizate [MW]						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ^{ap}
RO export	1250	1250	1300	1400	1575	1550***
RO	1020	950	1250	1300	1650	1500***
RO->HU	300	200	500	500	550	450
HU->RO	300	400	600	600	700	600
RO->RS	450	450	550	550	650	700
RS->RO	100	200	150	300	300	350
RO->BG	450	550	200	300	325	350
BG->RO	120	100	300	200	300	350
RO->UA	50	50	50	50	50	50
UA->RO	500	250	200	200	350	200

^{ap} armonizate cu partenerii

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

*** NTC export/import determinate de Transelectrica 1600 MW/1650 MW, reduse pentru armonizare cu ESO EAD

În funcție de actualizarea informațiilor privind desfășurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificări semnificative, valorile NTC pot fi recalulate și armonizate la nivel de subperioade. Capacitățile suplimentare se pot aloca în licitațiile comune zilnice și intra-zile pe granițele cu Ungaria și Bulgaria, și prin licitații suplimentare organizate pe granițele cu Serbia.

Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime anuale de schimb din SEN și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare în ultimii ani:

- Modificarea limitei de curent pe LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap:
 - reducerea limitei de curent de vară în Djerdap la 1300 A din 2011, cu efect negativ asupra capacității de export în perioada de vară.
- Creșterea producției în sud-estul României, prin funcționarea cu 2 unități la Cernavodă din august 2007, ceea ce a mărit contribuția LEA 400 kV 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 100-200 MW a circulațiilor paralele dinspre nord spre sud, generate de tranzacții în restul rețelei europene interconectate sincron,
 - creșterea circulațiilor pe granițele RO-BG,
 - mărirea cotei de export spre Grecia din România și din alte sisteme cu tranzit 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 400 kV Nădab cu LEA 400 kV Arad-Nădab-Bekescsaba în decembrie 2009, determinând creșterea capacității de import și export pe granițele 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.
- Scăderea volumului de schimburi la nivel european datorită recesiunii economice (2009-2011), determinând reducerea circulațiilor paralele nord-sud prin SEN, cu efect pozitiv asupra capacității de export și import a SEN.
- Interconectarea Turciei (septembrie 2010) a determinat o redistribuire a circulațiilor în interfața de interconexiune a României, încercarea suplimentară a LEA 400 kV Isaccea-Dobruja și creșterea NTC export în interfata României cu cca. 50 MW (și reducerea NTC import cu 50 MW).
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Isaccea-Varna în mai 2011, determinând creșterea capacității de import și export pe granițele RO-BG și în interfața SEN.
- Modificarea structurii export-import în interconexiune ducând la o utilizare mai mare a LEA de interconexiune România-Ungaria, cu efect pozitiv asupra NTC de export.
- Punerea în funcțiune a centralelor eoliene în sud-estul țării, începând cu CEE Fântânele (august 2010) și atingând o putere instalată de cca. 1050 MW în iarna 2011-

2012, cca. 1450 MW în vara 2012 și cca. 1850 MW în iarna 2012-2013, ceea ce a mrit contribu ia LEA 400 kV Isaccea-Rahman-Dobrudja și Isaccea-Stupina-Varna la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacit ii de export a SEN;

■ Func ionarea cu produc ie scazut /zero în CTE Iernut din motive economice, cu deficit mare în zona de nord în toamna 2012 și iarna 2012-2013, determinând cre terea circula iei pe LEA 400 kV Ro iori-Mukacevo și reducerea NTC de import.

Valorile maxime ale capacit ilor nete de transfer lunare ferme sunt mai mici decât valorile maxime indicative din mai multe cauze:

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mul i parteneri prin interfe e multilaterale comune și aloc ri succesive pe mai multe grani e, determinând solicitarea preferen ial a unor grani e ale SEN;
- Desf urarea unor programe de lucru în re ea care au necesitat retrageri de linii semnificative din SEN și re earea extern chiar în perioada de iarn ;
- Nivele de produc ie extreme în anumite centrale și zone, semnificativ diferite de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime;
- Varia ia structurii schimburilor partenerilor de interconexiune și a circula iilor paralele.

Evoluția sezonieră și lunară a capacităților nete de schimb

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

- Retragerea unor linii de interconexiune și linii interne care influentează valorile NTC;
- Diferen a de temperatur sezonier , determinând:
 - trecerea la reglaje de vara reduse cu cca. 25% pentru unele protec ii de suprasarcin în Serbia în perioada aprilie ó octombrie, cu efect negativ asupra NTC de export;
 - curen i limit termic admisibili mai mari pe diferite linii din SEN care influen ează pozitiv valorile NTC de import și export în noiembrie - februarie.
- Produc ia în centrale cheie: CHE Por ile de Fier și Djerdap în special în perioada de var , CTE Iernut în perioada de iarn , CTE Mintia.

În ultimii ani, gama de varia ie a valorilor NTC lunare ferme în interfa a de interconexiune a SEN s-a redus (47-100% în 2012) datorit urm torilor factori:

- Men inerea reglajului de var mrit al protec iilor de suprasarcin pe unele LEA din Serbia, cu efect pozitiv asupra exportului SEN;
- Cre terea produc iei instalate în CEE în zona de sud-est a SEN, determinând o mai buna utilizare a LEA 400 kV de interconexiune din Dobrogea;
- Modificarea structurii export-import în interconexiune ducând la o utilizare mai mare a LEA de interconexiune România-Ungaria, cu efect pozitiv asupra NTC de export;
- Îmbun t irea coordon rii programelor de retrageri semnificative între partenerii de interconexiune.

Figura de mai jos ilustrează influen a unora din ace ti factori asupra valorilor NTC pe parcursul anului 2012 (Fig. 5.4.1):

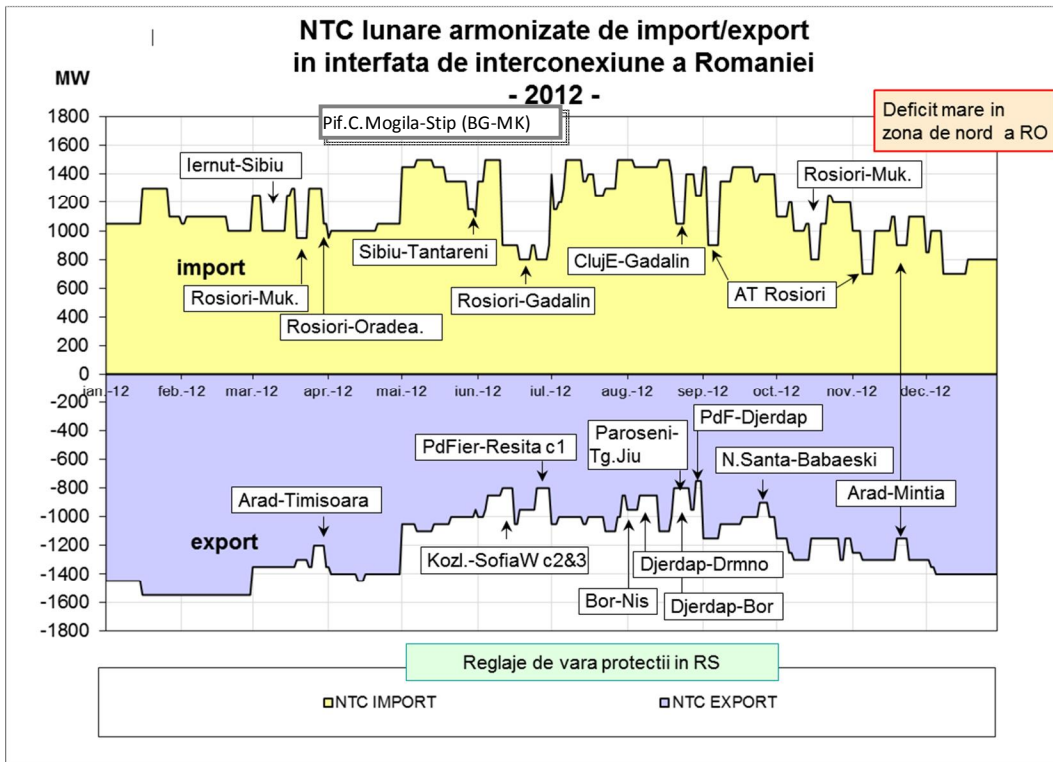
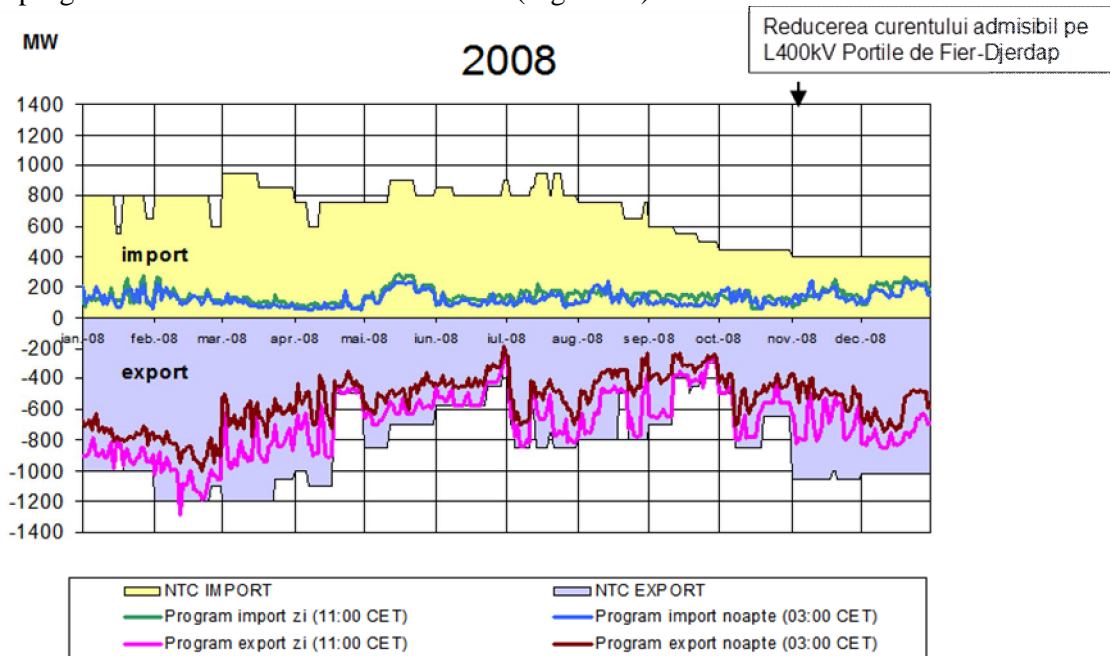
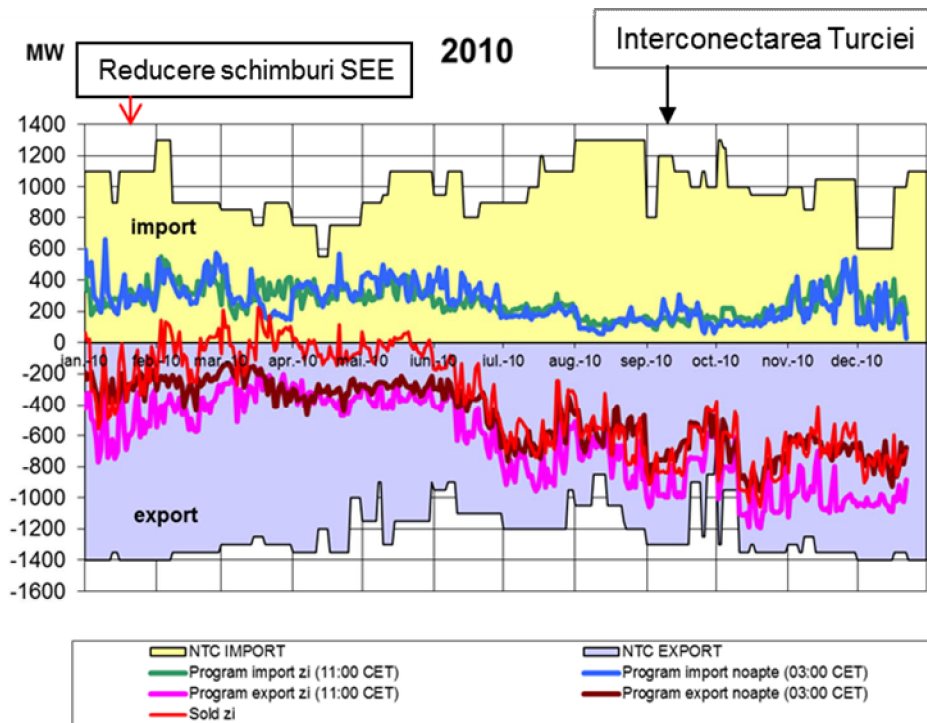
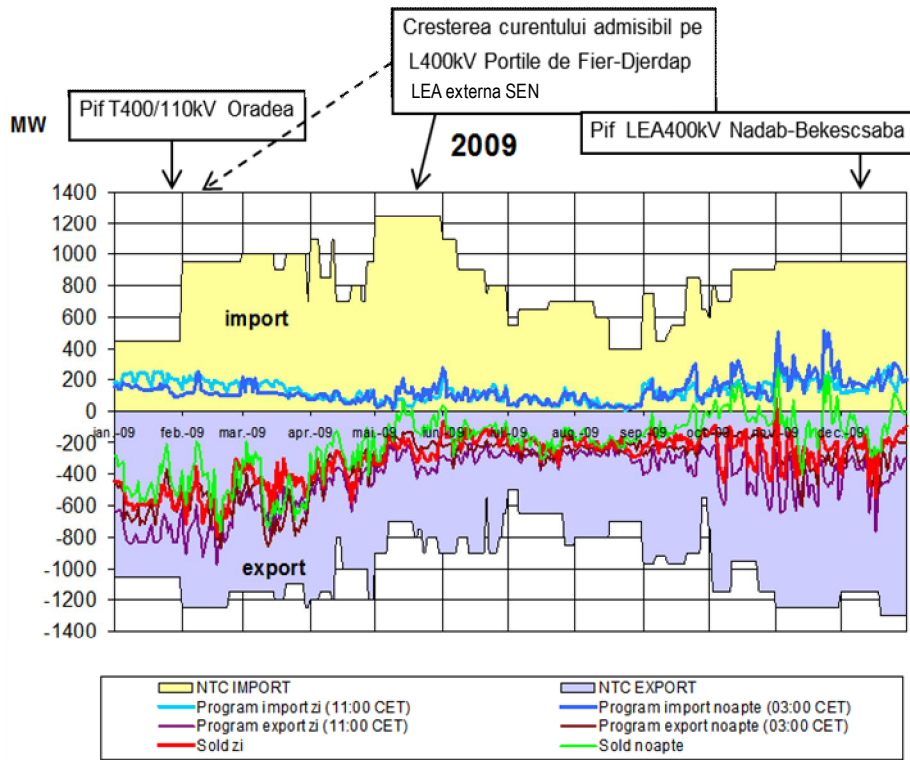


Fig. 5.4.1

În continuare se pot observa profilele NTC în interfa a SEN, armonizate cu partenerii, și programele de schimb în anii 2008-2012 (Fig. 5.4.2).





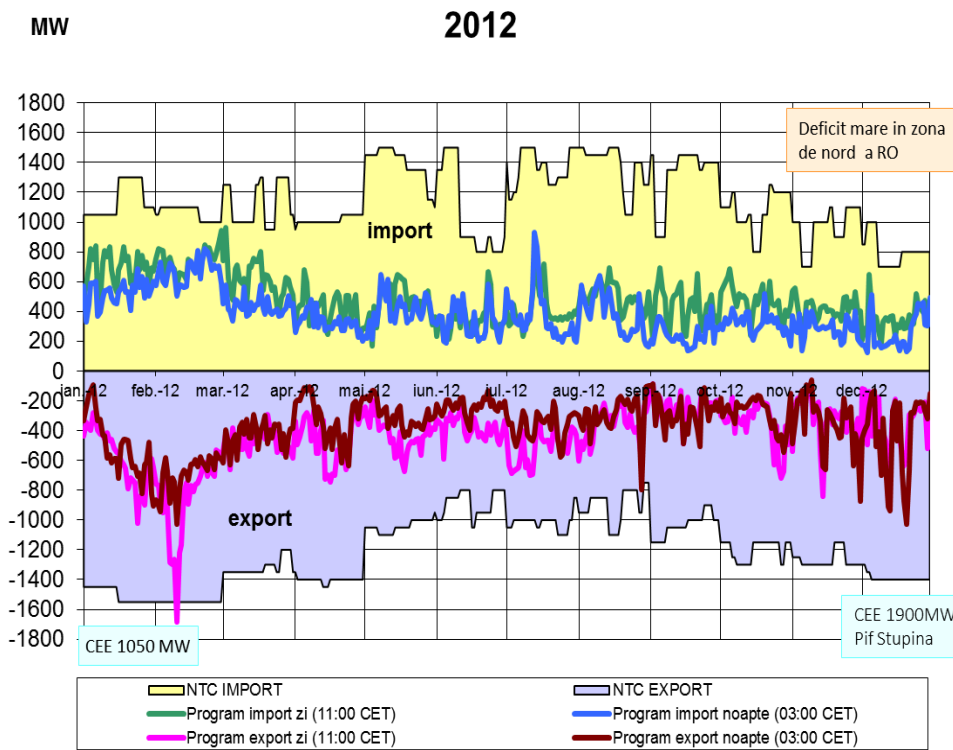
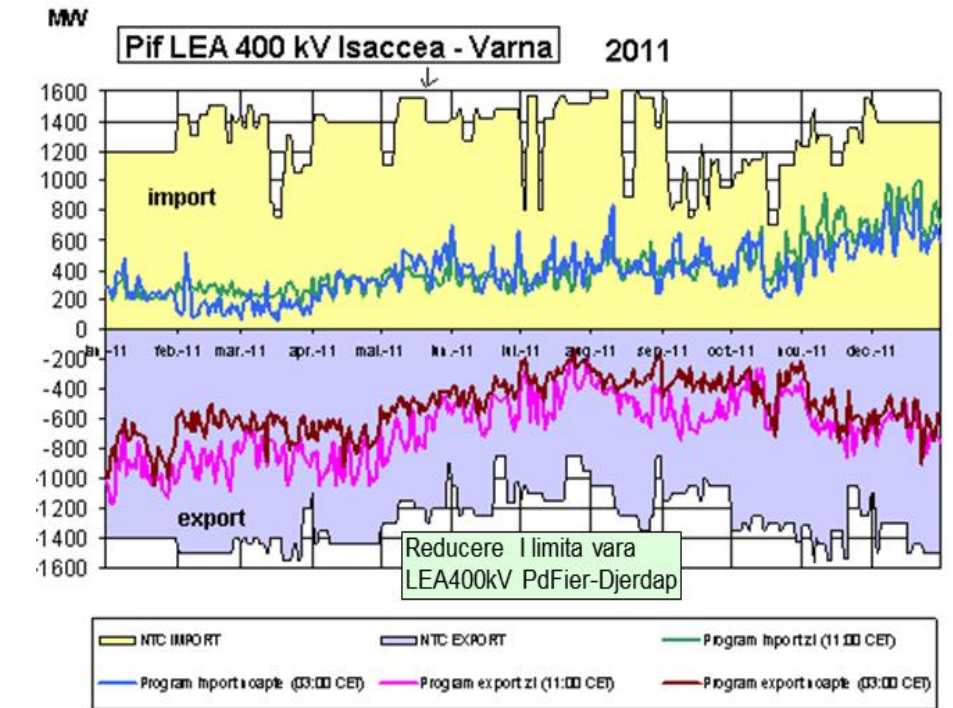


Fig. 5.4.2

S-a constatat:

- creșterea numărului participanților și a competiției pe fiecare graniță;
- reducerea semnificativă a gradului de utilizare a capacității de export disponibile în iarnă 2009-2010 și primăvara 2010, reflectând reducerea importurilor în zona: circulațiile prin interfața de interconexiune a României la vârf de sarcină, zile lucrătoare, au fost în medie 10-20% din NTC de export în cele 3 luni de iarnă, și practic 0% primăvara; se observă subperioade cu sold import;
- restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în vara 2010 și iarnă 2010-2011: 50-60% din NTC de export la vârf de sarcină, zile lucrătoare;
- creșterea utilizării capacității de import și restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în iarnă 2011-2012, urmată de o utilizare redusă a capacității de export și import în restul anului, reflectând reducerea importului Greciei;
- creșterea capacităților de schimb disponibile lunare maxime:
 - export: cu 8% în anul 2010 față de 2009 și cu 11% în 2011 față de 2010, ca urmare a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune;
 - import: cu 4% în 2010 față de 2009 și cu 27% în 2011 față de 2010, ca urmare a finalizării rețelei stației Găldăeni și a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune.
- în 2012 s-a înregistrat o reducere față de 2011 a capacităților de schimb lunare maxime oferite la piața datorită unor congestii în SE Bulgar și a necesității de a armoniza NTC pe granița RO-BG la valoarea mai mică propusă de ESO EAD:
 - export: cu -5% (februarie 2012: NTC RO->BG 400 MW -> 350MW)
 - import: cu -9% (iulie 2012: NTC BG->RO 450 MW -> 300MW).

5.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum, este reglat cu următoarele mijloace de compensare a reactivului:

- Generatoarele sincrone, prin reglarea tensiunii la borne cu utilizarea benzii de putere reactivă (primară sau secundară) din diagrama P-Q;
- Bobine de compensare;
- Ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc;
- Baterii de condensatoare.

În unele situații de gol de sarcină se aduc în rezervă câțiva anumite linii de 400 kV sau 220 kV, după ce în prealabil s-a verificat că prin deconectarea lor nu este afectată siguranța SEN (se respecta criteriul N-1).

Pentru analizele de regim permanent s-a considerat banda primară de putere reactivă la generatoarele modelate la borne (banda secundară este luată în considerare numai pentru analizele de stabilitate statică).

În Anexele B-5 și B-6 sunt prezentate valorile tensiunilor calculate pentru stațiile 400 kV și 220 kV aflate în gestiunea Transelectrica pentru vara 2013, respectiv pentru iarna 2012-2013.

În regimurile de varf de sarcină, pentru menținerea tensiunilor în banda de valori admisibile s-a determinat prin calcule necesitatea menținerii în funcțiune a bobinelor de compensare din stațiile 400 kV: Cernavoda (o BC), Tantareni (două BC), Urechești, Arad, Rosiori.

În regimurile de gol de sarcină, s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a bobinelor de compensare disponibile din stațiile 400 kV. 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 5.5.1. se prezintă valorile puterii active și reactive (soldate) tranzitate RET $\delta > \text{RED}$, determinate pe bara de 110 kV a autotransformatoarelor 220/110 kV și a transformatoarelor 400/110 kV.

Tabelul 5.5.1

Regim		Tranzit soldat RET $\delta > \text{RED}$	
		P	Q
		MW	MVAr
Iarna 2012/2013	VSI	3822	1203
Vara 2013	VDV	3211	1331

Consumatorii alimentați din RED reprezintă cca. 84,5% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2012 și 87,1% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2012-2013.

Mijloacele de reglaj al tensiunii în RET - modificări în ultimii 5 ani

- Au fost finalizate lucrările de instalare a sistemelor de reglaj secundar a tensiunii pe barele: 400 kV Tariverde, 220 kV Lotru.
- A fost înlocuită BC 400 kV Mintia.
- A fost pus în funcțiune ASRU (Automatizare Secundară de Reglare de Tensiune) în stațiile Tariverde, Rahman.

Calitatea tensiunii în RET

Din septembrie 2007 a intrat în vigoare Ștandardul 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 monitorizeze și să raporteze respectarea calității energiei electrice în propria rețea. Această activitate se desfășoară în conformitate cu

procedura șModul de calcul i raportarea indicatorilor de performan ai Transelectrica, conform standardului de performan pentru serviciile de transport i de sistem ale energiei electrice, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea i respectarea cerin elor de Calitate a Energiei Electrice în sta iile proprii i de identificare a surselor perturbatoare.

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) i EURELECTRIC (2006), aspectele legate de calitatea energiei electrice se clasifica în urm toarele categorii:

- *Calitatea tensiunii* ó cu referire la caracteristicile tehnice ale tensiunii;
- *Continuitatea alimentării* ó cu referire la continuitatea în alimentarea consumatorilor;
- *Calitatea comercială* ó cu referire la rela iile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori i utilizatori în ceea ce prive te asigurarea diferitelor servicii.

În ceea ce prive te monitorizarea calit ii tensiunii în nodurile RET, Transelectrica aplic o strategie de supraveghere a calit ii energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calit ii energiei electrice gestionat de OMEPA si pus in functiune in aprilie 2011, cât i printr-un program de supraveghere a calit ii curbei de tensiune la cerere sau in situatii solicitate de catre DEN (masuratori temporare), în sta iile Transelectrica, utilizând 5 analizoare mobile. Sistemul centralizat de monitorizare a calitatii apartinand Transelectrica monitorizeaz calitatea energiei electrice în 41 de puncte aflate la interfa a RET/RED, la marii consumatori i la centralele electrice eoliene conectate direct la RET. Masur torile temporare au urm rit realizarea de m sur tori simultane de calitate în mai multe sta ii învecinate electric, în scopul determin rii consumatorului perturbator i a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbun t irii calit ii tensiunii în sistem, Transelectrica a realizat:

- Modernizarea analizoarelor de calitate utilizate în scopul aducerii la cerin ele standardelor actuale (EN 50160). Transelectrica i propune s instaleze în sta ii la care sunt racordati consumatorii poten tial perturbatori exclusiv echipamente de clas A cu certificat PSL;
- Efectuarea de m sur tori temporare zonale în sta iile în care sunt racordati marii consumatori cu scopul de a determina nivelul perturba iilor induse de ace tia;
- Introducerea în avizele de racordare/contracte/conven ii de exploatare a unor cerin e i penalit i privind respectarea cerin elor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de m sur tori înainte i dup racordarea consumatorilor mari i poten tial perturbatori racordati în sta iile 110 kV Transelectrica sau în RET;
- Efectuarea de m sur tori zonale în sta iile în care s-au determinat abateri de la limitele de calitate a energiei electrice, în scopul determin rii utilizatorului perturbator;
- Utilizarea exclusiv a echipamentelor de m surare dedicate i certificate ca fiind de clas A;
- Extinderea num rului de noduri cu monitorizare permanent ó un sistem de integrare a m sur torilor bazat pe echipamente clas A cu înc 12 analizoare în 2012, asigurând un num r total de puncte de monitorizare de 35 de noduri i suplimentar, introducand un numar de 6 puncte de monitorizare pentru centralele electrice eoliene conectate in RET;

- Pentru punctele în care au fost determinate abateri mari de la calitatea energiei electrice se vor monta analizoare de clasa A în montaj permanent. Un exemplu este sta ia 400/110kV Pelicanu, pentru utilizatorul Donasid;
- Introducerea in normele tehnice de conectare a grupurilor generatoare a cerin ei ca toate centralele eoliene dispecerizabile s poat fi monitorizate in domeniul calit ii energiei electrice, cu echipamente de clasa A, obligatoriu pe durata probelor de performan și optional integrarea acestora în sistemele de monitorizare a operatorului de re ea în care se racordeaz : RET ó dac centralele electrice eoliene sau fotovoltaice se racordeaza in RET, respectiv in RED dac acestea se racordeaz în RED.

Din monitorizarea pe durata unui an de func ionare, se constat c CEE monitorizate nu introduc perturbatii în re ea, acestea încadrându-se în limitele admise de Standardul de Performan .

5.6 Pierderi de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET

Pierderile de energie electric în re eaula electric (consumul propriu tehnologic - CPT) sunt un rezultat al:

- fenomenului Joule, care const în pierderi de c ldur la trecerea curentului prin conductoarele electrice ale liniilor i înf ūr rile de cupru ale transformatoarelor i bobinelor;
- pierderilor capacitive prin izola ii ale elementelor aflate sub tensiune;
- pierderilor în componentele din fier cauzate de curen ii Foucault i de histerezis;
- pierderilor prin descarc ri electrice care au loc în urma ionizarii aerului din jurul conductoarelor care func ioneaz la înalt tensiune.

Volumul și structura pierderilor se modific continuu, odata cu produc ia i consumul din fiecare sta ie, cu modific rile de configura ie a re elei ca urmare a lucrarilor de mentenan sau a incidentelor în re ea i odata cu schimbarea valorii tensiunii în sta ii.

In Tabelul 5.6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierele caracteristice VDV 2012 i VSI 2012-2013, pe total SEN i defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV și 400 kV i respectiv pe T, AT de sistem și bobine de compensare.

Tabelul 5.6.1

An	Palier	DP total (400-110 kV) MW	DPRET					DP RET/Pintr.R ET %
			DP RET MW	DP LEA Joule MW	DP LEA Corona MW	DP trafo MW	DP bobine MW	
2012-2013	VSI	275	189	105	56	21	7	2.89
2012	VDV	207	144	87	29	21	7	2.62

Pentru fiecare palier caracteristic, în Tabelul 5.6.2. este prezentat structura puterii transportate prin RET, defalcat pe: surse ce debiteaz direct în RET, import din sistemele vecine i putere injectata din RED.

Tabelul 5.6.2

An	Palier	Pintr in RET	Pintr.	P generat. in RET		Aport RED->RET		Pgen. RET/ Pgen.
		(*)	interconex	MW	% Pintr.	MW	% Pintr.	SEN (**)
		MW	MW	MW	RET	MW	RET	%
2012-2013	VSI	6534	539	4954	75.82	1041	15.93	51.6
2012	VDV	5492	208	4446	80.95	838	15.26	55.78

(*) valori nete; (**) valori brute

Se constat preponderen a surselor de putere activ care debiteaz direct în RET (75,82%) în totalul puterii transportate fa de aportul de putere din RED care reprezint (15,93%) pentru palierul caracteristic VSI 2012-2013 i (80,95%) surse din RET fa de aportul de putere din RED care reprezint (15,26%) pentru palierul VDV 2012.

Comparativ cu anul anterior, raportul între contribu ia surselor de putere din RET i cea a puterii din RED a scazut, ca urmare a cre terii puterii instalate în surse care debiteaz direct în RED, în special în centralele electrice eoliene. Energia produs în aceste centrale i neconsumat local este preluat de RED i injectat în RET.

Nivelul pierderilor este un rezultat al mai multor factori: circula iile de putere rezultate ca urmare a reparti iei teritoriale a consumului i produc iei, performan ele echipamentelor din re ea, factorii meteorologici, nivelul tensiunilor în SEN. Pierderile de energie electric cresc odat cu volumul de energie electric transportat , cu distan a dintre instala iile de producere i locurile de consum i scad odat cu cre terea tensiunii re elei când umiditatea atmosferica este mic , dar pot cre te dac aceasta este mare.

În Figura 5.6 este prezentata evolutia valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET.

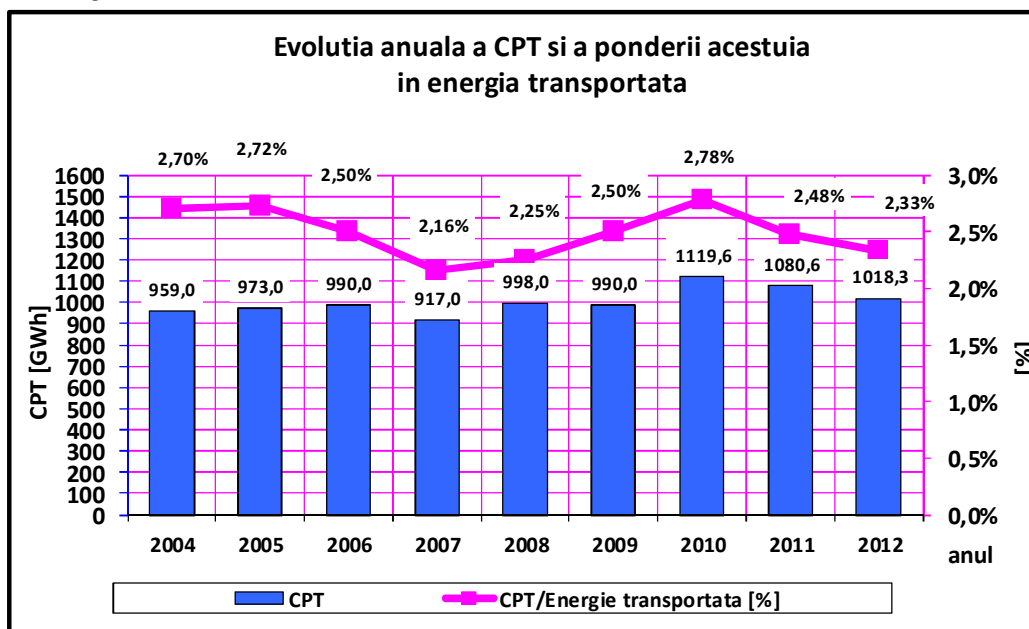


Fig. 5.6

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, 2008 și 2012, care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendința pe termen lung.

Principalii factori care au condus la creșterea CPT în anul 2010 comparativ cu anul 2009, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- creșterea energiei transportate (intrate în RET) de la 40.771 GWh în 2009, la 41.605 GWh în 2010;
- scăderea producției pe hidrocarburi în centralele care debitează direct în RET (aflate în zone deficitare din punct de vedere al consumului), de la 1719 GWh în 2009, la 1108 GWh în 2010;
- creșterea producției în centralele hidro care debitează direct în RET, de la 7070 GWh în 2009, la 9090 GWh în 2010, creșterea fiind în special la CHE Portile de Fier I, aflată într-o zonă puternic excedentară, în care consumul local este mic;
- creșterea exportului pe LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo, de la cca. 4 GWh în 2009 la 381 GWh în 2010;
- reducerea importului pe LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo, de la 1373 GWh în 2009 la 526 GWh în 2010;
- creșterea exportului pe granița cu Ungaria, de la 603 GWh în 2009, la 1250 GWh în 2010.

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2011 comparativ cu anul 2010, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- creșterea importului pe granițele situate în zone deficitare: pe granița cu Ucraina, de la 526 GWh în 2010 la 1495 GWh în 2011; pe granița cu Ungaria, de la 146 GWh în 2010 la 340 GWh în 2011; reducerea exportului pe aceste granițe: cu Ucraina, de la 384 GWh în 2010 la 124 GWh în 2011; cu Ungaria, de la 1250 GWh în 2010, la 866 GWh în 2011;
- creșterea importului pe granița cu Moldova, de la 370 GWh în 2010, la 529 GWh în 2011;
- creșterea exportului pe granițele situate în zone excedentare: pe granița cu Serbia, de la 1967 GWh în 2010, la 2410 GWh în 2011; pe granița cu Bulgaria, de la 1106 GWh în 2010, la 1444 GWh în 2011; Reducerea importului pe aceste granițe: cu Serbia, de la 73 GWh în 2010 la 16 GWh în 2011; cu Bulgaria, de la 676 GWh în 2010, la 562 GWh în 2011;
- creșterea producției în CTE Iernut (situată într-o zonă puternic deficitară) la cca. 217% din producția anului anterior (de la 234 GWh în 2010, la 508 GWh în 2011);
- scăderea producției în centralele hidro care debitează direct în RET, de la 9092 GWh în 2010, la 6767 GWh în 2011, reducerea având loc în special la CHE Portile de Fier I, aflată într-o zonă puternic excedentară (o reducere la cca. 69 % din producția anului anterior).

Energia intrată în conturul RET în 2011 a crescut cu cca. 4.7 % față de anul 2010 (de la 41 605 GWh la 43651 GWh).

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2012 comparativ cu anul 2011, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- distribuția mai bună a producției interne, un factor de influență important constituindu-l intrarea în exploatare a centralei CCCC OMV Petrom Brazi;

- creșterea importului pe granițele situate în zone deficitare: pe granița cu Ucraina, de la 1495 GWh în 2011 la 2686 GWh în 2012; pe granița cu Ungaria, de la 340 GWh în 2011 la 965 GWh în 2012. Reducerea exportului pe aceste granițe: cu Ucraina, de la 124 GWh în 2011 la 1 GWh în 2012; cu Ungaria, de la 866 GWh în 2011, la 215 GWh în 2012;

- creșterea importului pe granița cu Moldova, situată în zona deficitară de la 529 GWh în 2011, la 597 GWh în 2012;

- creșterea exportului pe granițe cu Bulgaria, situată în zona excedentară, de la 1444 GWh în 2011, la 2334 GWh în 2012. Reducerea importului pe această graniță, de la 562 GWh în 2011, la 273 GWh în 2012.

Transelectrica urmărește în permanență reducerea pierderilor, în fazele de proiectare a rețelei, de programare a funcționării și de exploatare în timp real. Principalele măsuri aplicate sunt: tarife zonale diferențiate pentru stimularea prin mecanisme de piață a reducerii distanței dintre instalațiile de 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. Începând din 2011, au fost introduse centrele de cost nodale, pentru a furniza informații cu privire la modul de alocare a cheltuielilor cu CPT fiecărui nod al RET, în vederea identificării oportunităților de investiție.

5.7 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 și Normativul privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV, ediciile care au avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripții în prevederile Comisiei Electrotehnice Internaționale.

Valorile curenților de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care trebuie înlocuite echipamentele cu performanțe la scurtcircuit nesatisfăcătoare;
- dimensionarea instalațiilor noi corespunzător solicitărilor 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 prizele stațiilor;

- propuneri de m suri în RET pentru meninerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalațiile existente;
- stabilirea performanțelor necesare ale echipamentelor și aparaturii ce urmează să fie asimilate în SEN.

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

Ipotezele de calcul, ce stau la baza calculului curenților de scurtcircuit maximi, conform PE 134/1995 revizuit și recomandărilor ENTSO-E sunt:

- toate liniile și cuplurile 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 se află 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.

Valorile de scurtcircuit calculate pentru stațiile RET, sunt prezentate în Anexa B7.

5.8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie

5.8.1. 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 la corespunzătorul 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 declanșării 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.

Valorile stabilite corespund cazurilor de indisponibilitate descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri prognozate 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.

5.8.1.1. Premize 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. 5.8):

- Secțiunea S1 ó zona Oltenia, delimitată de următoarele linii:
 - LEA 400 kV Slatina-București Sud;
 - LEA 400 kV Urecheți-Domnești;
 - LEA 400 kV în rețeni-Brad;
 - LEA 400 kV în rețeni-Sibiu;
 - LEA 400 kV în rețeni-Kozlodu (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, în rețeni-Slatina), delimitată de următoarele linii:
 - LEA 400 kV Urecheți-Domnești;
 - LEA 400 kV Slatina-București Sud;
 - LEA 400 kV Brașov-Sibiu;
 - LEA 400 kV în rețeni-Brad;
 - LEA 400 kV Isaccea-Dobruja;
 - LEA 400 kV Varna-Isaccea;
 - 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 ó Copsa Mică;
 - LEA 110 kV Făgăraș ó Hoghiz.
- Secțiunea S3 ó zona Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia, delimitată de următoarele linii:
 - LEA 400 kV Brașov-Gutina ;
 - LEA 400 kV București Sud-Pelicanu;
 - LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței;
 - LEA 400 kV Rahman - Dobruja;
 - LEA 400 kV Stupina - Varna;
 - LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru;
 - LEA 110 kV Drăgoș Vod -Slobozia Sud.

- Secțiunea S4 ó zona Transilvania de Nord, delimitat de următoarele linii:
 - o LEA 400 kV Sibiu-Iernut;
 - o LEA 400 kV Roșiori-Mukachevo;
 - o LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru;
 - o LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia;
 - o LEA 400kV Nădab ó Oradea.

- Secțiunea S5 ó zona Moldova, delimitat de următoarele linii:
 - o LEA 400 kV Brașov-Gutina ;
 - o LEA 400 kV Smârdan-Gutina ;
 - o LEA 220 kV Barboși-Focani;
 - o LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru

- Secțiunea S6 ó zona Dobrogea și parțial Muntenia, delimitat de următoarele linii:
 - o LEA 400 kV Smârdan-Gutina ;
 - o LEA 220 kV Barboși-Focani;
 - o LEA 400 kV București Sud-Pelicanu;
 - o LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței;
 - o LEA 400 kV Rahman - Dobrudja;
 - o LEA 400 kV Stupina - Varna;
 - o LEA 110 kV Drăgo Vod -Slobozia Sud.

Calculul pentru toate secțiunile s-a efectuat în regimul de bază, în configurația în care nu este dată în exploatare LEA 400 kV Nădab ó Oradea.

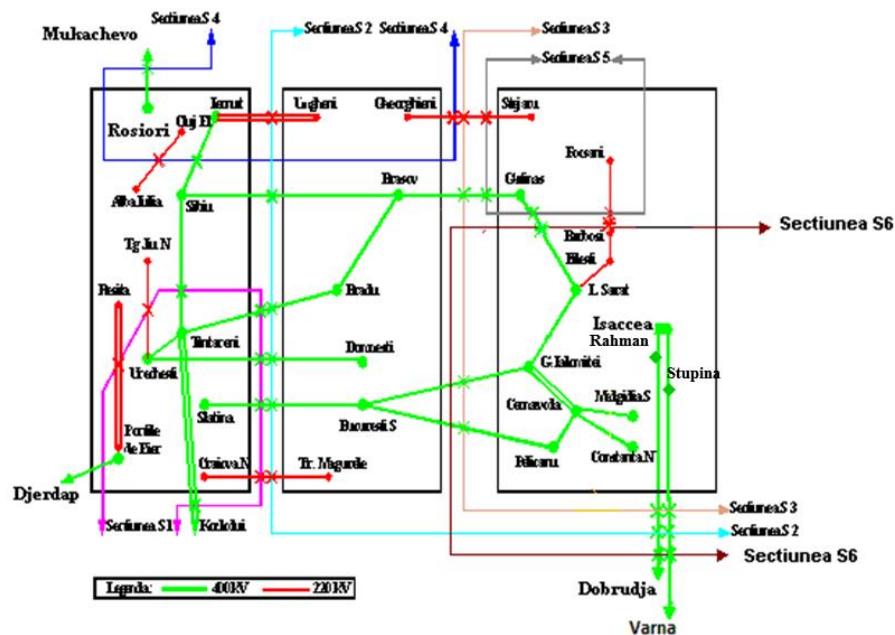


Fig. 5.8. Secțiuni caracteristice pentru analizele de stabilitate statică ale SEN

5.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor este prezentat în Tabelul 5.8.1 și Tabelul 5.8.2 pentru palierul de iarnă 2012-2013, respectiv palierul de vară 2013.

Tabelul 5.8.1

Nr. crt.	Seciunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limit
		P _{rez st. st.}	P _{adm.}	P _{rez st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	4770	3080	-	-	Declan area LEA 400 kV Portile de Fier-Resita (d.c.)
2	S 2	-	-	2550	2230	Declan area LEA 400 kV Tantareni-Brad
3	S 3	-	-	760	180	Declan area LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda
4	S 4	-	-	1130	1060	Declan area LEA 400 kV Mukacevo-Rosiori
5	S 5	-	-	790	760	Declan area LEA 400 kV Bacau Sud-Roman Nord
6	S6	4100	1930			Declan area LEA 400 kV Smardan-Gutinas

Tabelul 5.8.2

Nr. crt.	Seciunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limit
		P _{rez st. st.}	P _{adm.}	P _{rez st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	4380	2920	-	-	Declan area LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap
2	S 2	-	-	2490	2310	Declan area LEA 400 kV Tantareni-Brad
3	S 3	-	-	1760	800	Declan area LEA 400 kV Cernavoda-Constanta Nord
4	S 4	-	-	1050	910	Declan area LEA 400 kV Oradea-Rosiori
5	S 5	-	-	930	720	Declan area LEA 400 kV Smardan-Gutinas
6	S6	4150	2100			Declan area LEA 400 kV Smardan-Gutinas

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

5.8.1.3. 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 normală este 4380 MW (stabilită în regim de vară), iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii (S1 Oltenia) este de 2920 MW (stabilită în regim de vară). Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Portile de Fier-Resita (d.c.), fiind cazul cel mai restrictiv. Pentru un tranzit de peste 2920 MW se depășește curentul TC pe LEA 220 kV Paroseni ó Targu Jiu.

Secțiunea S2

Puterea cu rezervă normală în S2 este de cca. 2490 MW (stabilită în regim de iarnă), iar valoarea puterii admisibile minime este de 2310 MW (stabilită în regim de iarnă), valoare peste care se depășește tensiunea normală. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Tantăreni ó Bradu.

Secțiunea S3

Puterea cu rezervă normală în S3 este de cca. 760 MW (stabilită în regim de iarnă), respectiv 180 MW (stabilită în regim de iarnă). Limitele se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Cernavoda ó Constanta Nord în regim de deficit în S3 (o unitate CNE în funcțiune și fără producție în CEED).

Se impune de urgență construcția de noi linii și reorganizarea rețelei de 400 și 110 kV în zona Dobrogea.

Secțiunea S4

Puterea cu rezervă normală în S4 pentru care tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei se situează în afara limitelor normate este de cca. 1050 MW (stabilită în regim de vară), iar valoarea puterii admisibile minime este de 910 MW (stabilită în regim de vară). Ambele limite se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Oradea ó Rosiori.

Secțiunea S5

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normală a fost 790 MW (stabilită în regim de iarnă) obținută la declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud ó Roman Nord.

Valoarea puterii admisibile minime este de 720 MW (stabilită în regim de vară), corespunzând declanșării LEA 400 kV Smărdan ó Gutinas, valoare peste care se depășește tensiunea normală.

Secțiunea S6

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normală a fost 4100 MW (stabilită în regim de iarnă) obținută la declanșarea LEA 400 kV Smărdan ó Gutinas.

Valoarea puterii admisibile minime este de 1930 MW (stabilită în regim de iarnă), corespunzând declanșării LEA 400 kV Smărdan ó Gutinas, valoare peste care se depășește valoarea de 100% a curentului TC pe LEA 220 kV Filești ó Barbosii.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității statice

În secțiunile S3 și S6 apar congestii:

- la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord ó Cernavod determinata de suprasarcina pe LEA 110 kV d.c. Basarabi ó Medgidia Sud;
- la retragerea LEA 400 kV Brasov ó Gutinas, determinata de suprasarcina pe LEA 220 kV Fântânele ó Gheorghieni;
- la retragerea LEA 400 kV Bucuresti Sud ó Pelicanu determinata de suprasarcina pe LEA 110 kV d.c. Basarabi ó Medgidia Sud;
- la retragerea LEA 400 kV Constanta Nord ó Cernavod determinata de suprasarcina pe LEA 110 kV d.c. Basarabi ó Medgidia Sud;

Congestiile identificate conduc la impunerea de puteri admisibile prin sectiunile caracteristice sub puterea cu rezerva normata de stabilitate statica de $P_{8\%}$ sau $P_{20\%}$.

Pentru eliminarea suprasarcinilor pe LEA d.c. 110 kV Medgidia Sud ó Basarabi este necesara reconfigurarea rețelei de transport si a rețelei de 110 kV, avind in vedere dezvolt rile in RET datorit racordarii CEE/CEF.

5.8.2 Stabilitatea tranzitorie si eventuale masuri de protectie in nodurile RET

5.8.2.1 Metodologie si ipoteze de calcul

In studiile de planificare operationala a SEN pentru inervalul 2012 - 2013 s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie urm rind:

- verificarea stabilitatii tranzitorii in zone cu centrale mari, care pot afecta stabilitatea si integritatea SEN si a interconexiunii (Portile de Fier, Cernavoda etc.);
- 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;
- 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 rețeaua interconectata;
- verificarea conducerii opera ionale, logicii si eficacitatii automaticilor de sistem;
- comportarea dinamica a centralelor eoliene si efectul cresterii productiei eoliene asupra stabilitatii zonei Dobrogea;
- verificarea stabilitatii in sectiunea de interconexiune a SEN si stabilirea limitelor de stabilitate si actionare de automatici;
- verificarea sistemelor de control ale grupurilor noi sau rețehnologizate (CHE Lotru, CCCC Brazi PETROM);
- evaluarea efectului rețehnologizarii unor statii asupra stabilitatii zonei (de exemplu: sta ia Mintia).

Verificarea stabilitatii tranzitorii si a automaticilor s-a facut pentru functionarea interconectata a SEN cu rețeaua europeana continentală sincrona, inclusiv vestul Ucrainei (insula Burshtyn) si Turcia, prin LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap, 1 circuit 400 kV Tantareni-Kozlodui, LEA 400 kV (Isaccea-)Rahman-Dobrudja, (Isaccea-)Stupina-Varna, Arad-Sandorfalva, Rosiori-Mukacevo si Nadab-Bekescsaba (+LEA 400kV Arad-Nadab).

Verificarea stabilității tranzitorii s-a făcut pe scheme de funcționare a rețelei ce au inclus retragerile din exploatare incluse în Programul Anual de Retrageri (PAR), necesare lucrărilor de rețehnologizare din SEN din perioada respectivă.

Modelul dinamic al SEN a inclus ultimele date privind programele de rețehnologizare ale stațiilor, modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor și punerea în funcțiune de grupuri noi sau rețehnologizate.

Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate de operatorii de transport în cadrul grupului specializat de lucru al ENTSO-E.

S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia, Muntenegru, Bulgaria, Ungaria, Ucraina-Insula Burshtyn, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herzegovina, Slovenia, Croatia și Turcia, și în mod mai simplificat restul rețelei interconectate.

În funcție de scopul analizelor s-au efectuat simulări pentru :

- numărul maxim de grupuri în funcțiune în centralele din zona analizată, încărcate la maxim; diferite alte variante de grupuri și încărcări; diferite variante de producție în CEE (0-100%);
- schema de funcționare de durată; diferite scheme cu 1-2 retrageri de linii suplimentare în SEN și interconexiune (zona Portile de Fier, Cernavoda, Brazi);
- diferite ipoteze privind schimburile între SEN și interconexiune.

În funcție de scopul analizelor s-au considerat diferite scenarii de defect:

- scurtcircuit trifazat metalic pe o bară, izolat prin:
 - protecție diferențială de bară sau
 - treapta a II-a a protecțiilor de distanță pe elementele conectate;
 - scurtcircuit trifazat metalic pe o linie sau un (auto)transformator, izolat:
 - cu acționare corectă a protecțiilor și întrerupătoarelor, prin protecții de distanță, cu teleprotecție dacă există, respectiv protecție diferențială de (auto)transformator) sau
 - cu teleprotecție temporară indisponibilă și acționare a treptei II a protecției de distanță,
 - cu refuz de întrerupător și izolarea unei bare prin DRRI (sau treapta II a protecțiilor de distanță dacă nu există DRRI).

Calculul s-a făcut fără/cu acționarea automată.

A fost utilizat programul de simulare dinamică EUROSTAG 4.5.

5.8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a SEN în iarnă 2011-2012, vară 2012, iarnă 2012-2013, vară 2013 și în analize suplimentare s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- Verificarea stabilității zonei Cernavoda în condițiile lucrărilor de rețehnologizare în stația Lacu Sarat 400/220/110 kV și a unei producții eoliene instalate în SEN de 1050 MW în iarnă 2011-2012, 1500 MW în vară 2012, 1900 MW în iarnă 2012-2013 și

2100MW în vara 2013; identificarea posibilităților de acordare a 1-2 retrageri neplanificate în zona Dobrogea și a eventualelor restricții de producție necesare în scheme complete și cu indisponibilități - N-1, N-2; evaluarea sensibilității analizei la palier de sarcină.

- Verificarea stabilității zonei Portile de Fier și a interconexiunii; verificarea logicii și eficacității automatizărilor; identificarea eventualelor restricții în scheme N-2;
- Verificarea stabilității CHE Lotru echipată cu sisteme noi performante de reglaj al excitației și al turbinei; verificarea funcției PSS la generatoarele din CHE Lotru prin simulări dinamice pregătitoare pe modelul SEN, urmate de teste în CHE Lotru; stabilirea reglajelor și verificarea eficacității automatizării pe LEA 220 kV d.c. Lotru-Sibiu;
- Verificarea stabilității CCC Brazi PETROM; verificarea eficacității PSS pentru o gamă de frecvențe 0,15-1,1 Hz;
- Verificarea stabilității CTE Mintia în condițiile rețehnologizării stației 220/110 kV Mintia;
- Analiza posibilității de funcționare cu 1-2 grupuri din centrala Moldavskaia conectate în antena pe axa 400 kV Moldavskaia-Vulkanesti-Isaccea din punct de vedere al siguranței și stabilității grupurilor Moldavskaia și a SEN.

Verificarea stabilității tranzitorii s-a făcut pe rețele ce au inclus retragerile din exploatare incluse în planul anual de retrageri, necesare lucrărilor de rețehnologizare din SEN din perioadele respective:

- programul de rețehnologizare a stației Lacu Sarat ;
- programul de rețehnologizare a stației Mintia și diferite variante de retrageri.

S-a considerat funcționarea fără insulă de consum pe LEA 400 kV Isaccea-Vulkanesti în iarnă 2011-2012 și iarnă 2012-2013, și cu insulă de consum în vara 2012.

Analizele s-au făcut pentru varf de sarcină mediu și un sold de export pe LEA 400 kV de interconexiune sincronă de 800 MW în iarnă 2011-2012, respectiv 500 MW în vara 2012, iarnă 2012-2013 și vara 2013.

Face excepție analiza stabilității tranzitorii în zona Cernavoda în vara 2013: majoritatea calculelor s-au făcut pentru gol de sarcină de vara și import inițial 200 MW, cu reluarea unui număr restrâns de scenarii la varf de sarcină pentru analiza de sensibilitate.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității tranzitorii

In zona Cernavoda:

” Lipsa teleprotecției pe LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea și indisponibilitatea teleprotecției pe LEA 400 kV d.c. Isaccea-Smardan.

Pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE Cernavod , CET Palas, CTE Braila și CET Galați în scheme cu retrageri și chiar în schema normală pentru o producție CEE în S6 peste 1400 MW la varf de sarcină, respectiv 800-1000 MW la gol de sarcină.

Este necesară urgentarea echipării cu teleprotecții a tuturor LEA 400 kV din zona.

” Timpul mare de acționare al DRRI în Tulcea, Isaccea, Smardan.

Se recomandă să se dea prioritate rețehnologizării acestor stații.

” Cazuri de retragere a unei singure LEA 400 kV din axa Cernavoda-Isaccea sau în secțiunea de evacuare a zonei Cernavoda-Medgidia-Constanța-Tariverde-Tulcea Vest, în care stabilitatea CNE Cernavod și a zonei poate fi periclitată și de defecte izolate cu teleprotecție și se impun restricții de producție.

și

” Aproximarea de limită de stabilitate pe termen mediu în schema normală în cazul unor defecte izolate cu teleprotecție la gol de sarcină vara 2013.

Se subliniază necesitatea întăririi RET în Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, pentru a evita o creștere a frecvenței și volumului restricțiilor de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

” Primele analize de sensibilitate arată că evaluarea situației în termeni de excedent evacuat prin secțiuni din zona Dobrogea în loc de producție în CEE poate furniza rezultate mai puțin dependente de palierul de sarcină.

▪ **Funcționare cu 2 grupuri Moldavskaia conectate în antena la SEN:**

” Lipsa teleprotecției pe LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea și indisponibilitatea teleprotecției pe LEA 400 kV d.c. Isaccea-Smardan ar impune limitarea încărcării grupurilor din Moldavskaia la 130-150 MW/grup.

S-a recomandat să se realizeze această schemă numai după echiparea cu teleprotecții a tuturor LEA 400 kV din zona;

” S-au identificat scheme cu o retragere în care funcționarea cu 2 grupuri Moldavskaia conectate în antena la SEN ar impune restricții mai severe pentru producția CEE din zona și nu ar trebui realizată.

Argument suplimentar pentru întărirea RET în Dobrogea și în secțiunea de evacuare a zonei.

▪ **In zona Brazi Vest:**

Un scurtcircuit izolat cu teleprotecție (sau protecție diferențială la AT) poate fi periculos pentru stabilitatea TA+TG1 în scheme cu cel puțin 2 retrageri:

- retragerea simultană a unei LEA 400 kV Brazi și a 1-2 LEA 220 kV Brazi și scurtcircuit trifazat pe cealaltă LEA 400 kV Brazi;

- retragerea simultană a LEA 400 kV Brazi-Domnești (sau AT3) și a LEA 400 kV Brașov-Dârste și scurtcircuit pe AT3 Brazi (respectiv LEA 400 kV Brazi-Domnești).

Realizarea axei 400 kV Gura Ialomitei-Stalpu-Brazi este benefică și pentru stabilitatea CCCB Brazi PETROM.

▪ **In zona Portile de Fier:**

Există scheme cu 2 retrageri simultane în Portile 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 excedentul în secțiunile de interconexiune.

M suri :

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

▪ **In zona Lotru:**

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 220 kV Lotru-Sibiu poate determina pierderea sincronismului CHE Lotru și CHE Bradisor la funcționare cu 2-3 grupuri în CHE Lotru.

Deconectarea unui grup din CHE Lotru prin automată pe LEA 220 kV Lotru-Sibiu asigură păstrarea stabilității la funcționare cu 2 grupuri în CHE Lotru sau cu 3 grupuri și maxim 530 MW evacuați pe axa Lotru-Sibiu în regim pre-avarie.

Pentru reducerea domeniului de risc de stabilitate (sau de deconectare a unui al 2-lea grup) s-a recomandat perfecționarea automaticii prin combinarea semnalului de încărcare a LEA 1+2 de la SCADA cu semnal direct de protecție.

După rețehnologizarea stației Mintia 220 kV, un scurtcircuit izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întrerupătoarelor nu este periculos în schema normală sau scheme cu 1-2 retrageri în stația Mintia 220 kV.

5.9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport și de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții normale de funcționare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către Transelectrica a serviciului de transport performant și pentru buna funcționare a pieței de energie electrică.

În ceea ce privește continuitatea alimentării, indicatorii de performanță ai serviciului de transport sunt raportați periodic la ANRE, așa cum sunt definiți în actualul Cod tehnic al RET:

Timpul mediu de întrerupere (TMI)

Parametru de performanță care se calculează în felul următor:

$$TMI = 8760 \times 60 \times \frac{EN}{EC} \text{ [minute/an]}$$

sau

$$TMI = 8784 \times 60 \times \frac{EN}{EC} \text{ [minute/an] în an bisect}$$

Unde: *EN* este energia nelivrată datorită întreruperilor serviciului de transport [MWh/an],

EC este consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic) [MWh/an].

Indicatorul de severitate (IS)

Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează, pe baza timpului mediu de întrerupere (*TMI*) pe an, durata medie a unei întreruperi a serviciului de transport:

$$IS = \frac{TMI}{NI} \quad [\text{minute}/\text{întrerupere}]$$

unde *NI* este numărul de incidente produse în RET, însoțite de întreruperi în alimentare la consumatori, pe an.

Indicatorul 'minute sistem' (MS)

Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează durata medie de întrerupere anuală prin raportare la vârful de consum anual:

$$MS = \frac{EN[MWh/an] \times 60}{PV[MW]} \quad [\text{minute sistem}]$$

Unde: *EN* este energia nelivrată [MWh/an] datorită întreruperilor serviciului de transport
PV este vârful anual de consum [MW].

Acești parametri sunt sintetizați, pentru perioada 2005-2012, în tabelul 5.9.1 și figura 5.9.1.

Tabelul 5.9.1 Indicatori de performanță pentru RET

Anul	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Timpul mediu de întrerupere [minute/an]	4.434	1.187	0.901	1.792	0.817	2.639	1.059	1.19
Indicatorul de severitate [minute/întrerupere]	0.369	0.044	0.038	0.072	0.058	0.078	0.071	0.06
Indicatorul 'minute sistem' [minute sistem]	2.606	0.782	0.555	1.167	0.504	1.899	0.679	0.75

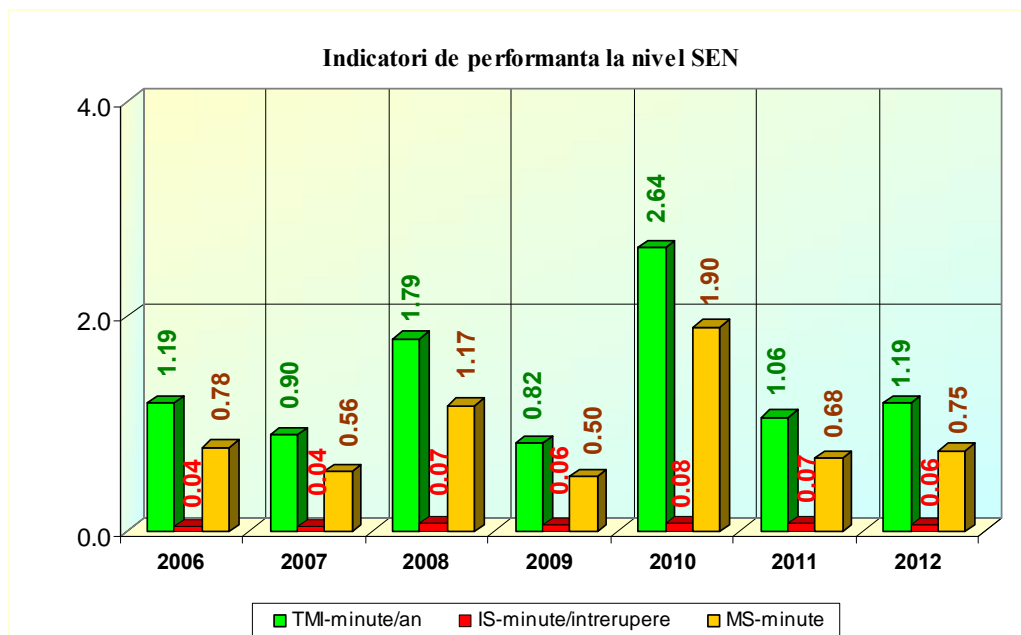


Fig. 5.9.1

Energia mai mare nelivrata în 2010 se referă în cea mai mare parte la întreruperea unui consumator mare (Otelarie Resita), ca urmare a unui incident în RET.

Transelectrica raportează la ANRE indicatorii de performanță conform cerințelor Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat cu Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) nr. 17/2007. Conform acestui Standard, se raportează informațiile referitoare la serviciul de transport: gestionarea și exploatarea RET, continuitatea serviciului, cuantificate prin indicatorii de performanță prezentați în tabelul de mai jos.

Tabelul 5.9.2

Indicator	2010	2011	2012
► Disponibilitatea medie în timp a LEA și Trafo / AT			
▪ LEA și INDLIN [ore/an] TOTALA	270,0	205,27	203,3
Neprogramata (accidental)	2,85	14,98	24,72
Programata	267,15	190,29	178,58
▪ Trafo / AT și INDTRA [ore/an] TOTALA	628,81	252,06	190,35
Neprogramata (accidental)	80,56	44,11	9
Programata	548,25	207,95	181,35
► Număr de incidente	816	605	609
► Energia nelivrată consumatorilor în urma incidentelor produse în RET [MWh]	267,936	98,804	137,44
► Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	34	15	21
► Timp mediu de întrerupere TMI (AIT) [min/an]	3,1	1,14	1,53

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate a serviciului într-un anumit punct al RET, conform prevederilor Codului Tehnic al RET, este necesar să se determine indicatorii de siguranță pentru fiecare nod al RET. Prin calculul acestor indicatori se

cuantific nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor stațiilor electrice aparținând RET din zona respectiv. 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 indicatorii 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 asociat), precum și a conexiunii proprii a nodului și a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranță intrinsec). Aceste elemente sunt folosite în faza de stabilire a soluțiilor optime de dezvoltare a rețelei și de racordare a utilizatorilor la rețea.

Indicatorii de siguranță determinați pentru fiecare din stațiile electrice aparținând Transelectrica sunt următorii:

- probabilitatea de succes și insucces;
- durata medie de întrerupere anuală (ore/an);
- numărul mediu de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul maxim de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul mediu de întreruperi eliminate prin manevre;
- numărul maxim de întreruperi eliminate prin manevre;
- durata maximă a unei întreruperi.

Din analiza rezultatelor obținute se poate constata:

- Tehnologizările de stații prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse tehnologizării. În cazul în care stația tehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații.
- Pentru stațiile tehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a renunțat la bara de transfer, 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.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate. Astfel, efectul tehnologizării stațiilor învecinate este în toate cazurile o oarecare reducere a numărului de întreruperi, dar, întrucât parametrii liniilor, în special duratele lor de reparare, au rămas cele din NTE 005/06/00, duratele maxime ale unei întreruperi rămân mari.

S-a efectuat o analiză de sensibilitate, cu privire la nivelul de risc asumat. Astfel, pentru toate etapele analizate, în cazul duratei maxime de întrerupere, calculele au fost efectuate cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

În ceea ce privește nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru stațiile neretehnologizate/nemodernizate menținerea indicatorilor apropiată de valorile la nivel european 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 retehnologizarea/modernizarea liniilor și stațiilor și prin reducerea timpilor de remediere a defectelor, folosind tehnologii și sisteme de management de performanță superioară.

5.10 Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA – DEN

Pentru monitorizarea și conducerea SEN, Transelectrica utilizează un sistem informatic de proces complex, specific conducerii prin dispecer, de tip EMS/SCADA. Sistemul realizează achiziția și prelucrarea în timp real a datelor necesare monitorizării și conducerii operative în timp real a SEN, inclusiv comanda de la distanță în condiții de siguranță a elementelor de acționare din stațiile retehnologizate.

Sistemul este susținut logistic de o rețea complexă de comunicații precum și de procesul de modernizare și retehnologizare a stațiilor din RET. Astfel, în 2001 Transelectrica a început construirea întregii infrastructuri tehnice pentru a susține un management eficient al sistemului de transport și al S.E.N., care a inclus sistemul EMS/SCADA (instalat în anul 2003 și devenit funcțional integral în 2005, după perioada de testare), liniile de comunicații și echipamentele de telecomunicații pe suport de fibră optică, modernizarea stațiilor și sistemul de metering dedicat pieței energiei.

Rețeaua de telecomunicații se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel național (peste 5000 km), în tehnologie OPGW și OPUG, cu 36 de fibre optice. Informațiile sunt transportate folosind o rețea de telecomunicații de tip SDH cu o capacitate de 2.5 Gbps realizată în tehnologie inelară cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât și echipamentele de tip SDH asigură redundanța informațiilor vehiculate în rețeaua de telecomunicații. Acolo unde infrastructura fizică nu permite realizarea de inele optice s-au instalat legături radiale de fibră optică utilizând echipamente SDH ce asigură o capacitate de transport de 155 Mbps (STM1).

Colectarea semnalelor EMS/SCADA din stații se realizează prin echipamente la rețeaua de telecomunicații SDH principală.

În locațiile în care nu există acces la infrastructura de fibră optică se utilizează legături radio folosind echipamente cu o capacitate maximă de 4 x E1 (4 x 2Mbps), iar acolo unde nu se pot realiza nici legături radio, Transelectrica folosește pentru a transporta datele la DET/DEC linii de telecomunicații clasice închiriate sau chiar legături prin satelit. Transelectrica extinde în continuare această infrastructură de telecomunicații prin instalarea, pe liniile electrice aeriene de 220 kV și de 400 kV, a conductoarelor de protecție cu miez de fibră optică, tip OPGE și OPUG (în prezent cca. 4000 km fiind realizat în acest mod).

Rețeaua de fibră optică la nivel național cuprinde pe lângă rețeaua internă OPGW și interconexiunile optice cu companiile electrice vecine din Ungaria, Bulgaria și Serbia precum și conexiunile optice metropolitane și conexiunile optice cu alte companii/operatori interni.

Sistemul EMS/SCADA - DEN este furnizat și implementat de către firma AREVA (în prezent ALSTOM). Acest sistem este proiectat și dezvoltat pe baza platformei informatice *e-Terra Control Platform* versiunea 2.2, corespunzătoare anului de punere în funcțiune, 2003.

Sistemul este structurat ierarhizat după cum urmează :

- Dispeceratul Energetic Central (DEC);
- Dispeceratul de Rezervă (CDR) care are legături de comunicație redundante cu DEC;
- Cinci dispecerate teritoriale (DET) existente în țară ;
- Un Centru de Urgență (CDU) aflat într-o altă locație, a cărui scop este să poată asigura conducerea operațională a SEN în cazul unui dezastru în locația DEC. La CDU rulează același software ca și la DEC;
- Două interfețe similare celor de la DET pentru funcția de AGC (reglajul secundar automat al frecvenței - puterii de schimb) aferente DEC și Centrului de Urgență .

Toate DET-urile sunt legate fizic la DEC/BDC printr-o rețea de comunicație redundantă .

De asemenea, sunt asigurate aceleași tipuri de legături de 2 Mbps la fiecare DET pentru funcționarea în condiții similare a locației EDC.

Toate semnalele din stațiile electrice sunt transmise către Dispeceratele Energetice Teritoriale, cu excepția centralelor participante la reglajul secundar automat al frecvenței și a liniilor de interconexiune cu vecinii, care din motive de sporire a securității sunt transmise către 2 interfețe similare celor de la dispeceratele teritoriale. Astfel, stațiile de interconexiune și centralele cu grupuri în AGC comunică direct cu Dispeceratul Energetic Central. Informațiile ajunse la Dispeceratele Teritoriale sunt retransmise către Dispeceratul Energetic Central prin legături de tip E1, utilizând rețeaua principală .

Aplicația pentru Piața de Echilibrare funcționează pe baza unei platforme informatice separate, dedicate.

Fiecare server și fiecare stație de lucru este dotat cu ultima versiune de pachete software HP disponibile la momentul comenzii.

Sistemul EMS/SCADA - DEN asigură funcțiile principale specifice: achiziție de date, monitorizare, alarmare și gestionare evenimente, management energetic, reglaj secundar de frecvență și putere de schimb, optimizarea și siguranța funcționării sistemului energetic național, comanda de la distanță a echipamentelor, arhivare precum și un mediu software complex pentru instruirea dispecerilor. În același timp, el reprezintă sistemul de automatizare de la nivelul superior al unei ierarhii de sub-sisteme. Sistemul central EMS/SCADA face schimb de informații cu sistemele regionale de control, sistemele de control ale producătorilor, sistemele de automatizare și control din stații, sistemele de piață precum și cu sistemele externe, formând o structură operațională globală compusă .

Pentru acest sistem redundanț de servere cu func ionalit i dedicate sunt prev zute mecanisme de asigurare a accesului, controlului i securit ii sistemului. Echipamentul sistemului, serverele i concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

De asemenea, este asigurat schimbul de date cu sistemele din re eaua interconectat i cu centrele de coordonare ENTSO-E prin intermediul celor 2 noduri informatice ENTSO-E conectate la re eaua comun a interconexiunii, *Electronic Highway (EH)*, în conformitate cu cerin ele standardelor de operare ENTSO-E. Totodat a fost implementat i sistemul european ENTSO-E comun (unic) de avertizare i alarmare, *EAS*.

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunica ii aferente precum i nivelul de dezvoltare conceptual al aplica iilor software sunt dep ite fizic i moral, acestea fiind la limita capacit ii lor privind asigurarea suportului func ional pentru OTS în conducerea operativ a SEN. Men inerea lor în stare de func ionare corespunz toare se realizeaz cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul c produc torii au scos din fabrica ie echipamentele respective, iar actualizarea software devine tot mai dificil de realizat deoarece pe m sura trecerii timpului au ap rut numeroase versiuni care accentueaz gradul de incompatibilitate fa de cea existent . În prezent se afl în derulare un proiect de reabilitare hardware i software a sistemului în vederea m ririi i asigurarii capacit ii func ionale pân la achizi ia i instalarea unui nou sistem, în urm torii 3 ó 5 ani.

În aceea i m sur , interfa a de date dintre sistemele constitutive are la baz tehnologii învechite. Echipamentele i tehnologiile IT i de comunica ii au progresat substan ial de la punerea în func iune a sistemului EMS/SCADA (început în anul 2003 când s-a ini iat perioada de testare) i de la realizarea interfe elor cu echipamentele produc torilor, sta iilor i ale ENTSO-E. În mod fundamental interconexiunile sistemelor actuale folosesc telemetria serial i schimburile de fi iere, pe cînd tehnologiile au evoluat la telemetria pe baza tehnologiilor utilizând protocoale IP i integrarea sistemelor de acest tip.

5.11. Serviciile de sistem tehnologice

Serviciile de sistem tehnologice sunt furnizate de utilizatorii RET i utilizate de Transelectrica în scopul de a asigura:

- compensarea varia iei de sarcin în SEN, respectiv reglarea frecven ei i a soldului SEN;
- compensarea diferen elor fa de programul de func ionare a grupurilor SEN, respectiv men inerea de capacit i de rezerv de putere activ ;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea func ionarii SEN dup un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem tehnologice sunt realizate cu urm toarele resurse:

- sistemele de reglaj primar a frecven ei ale grupurilor generatoare;
- sistemul de reglaj secundar automat frecven -putere;
- rezervele de putere;

- sistemele locale de reglare a tensiunii;
- sistemele automate de izolare pe serviciile proprii și de autopornire a grupurilor în vederea restaurării funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone;
- consumatorii dispeneerizabili care își reduc sarcina sau pot fi deconectați la dispoziția Transelectrica.

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem tehnologice sunt calificați de Transelectrica prin proceduri specifice. Aceste proceduri includ și posibilități 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 2012 este prezentată în Anexa B-8.

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

În anul 2011 și 2012, s-au achiziționat servicii tehnologice de sistem atât în regim reglementat, cât și în regim concurențial (licitații) în vederea acoperirii necesarului.

Situația achizițiilor și realizării serviciilor tehnologice de sistem în anii 2008, 2009, 2010, 2011 și 2012 este prezentată în continuare:

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%	-
Rezerv Ter iar Rapid	hMW	7.027.480	6.325.480	6.440.560	6.375.507	98,99%	90,73%	-
Rezerv Ter iar Lent	hMW	6.148.800	2.303.199	3.289.594	3.240.742	98,51%	90,73%	-
Energie Reactiv	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 ENTSO-E: 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	3.542.200	3.418.580	3.418.580	3.287.629	96,17%	92,81%	-
Rezerv Ter iar Rapid	hMW	7.008.000	5.209.885	5.209.885	5.115.077	98,18%	72,99%	-
Rezerv Ter iar Lent	hMW	6.132.000	2571450	4.101.556	4.090.826	99,74%	66,71%	-
Energie Reactiv	hMVAr	15.920	15.920	15.920	15.920	100%	100%	-
Rezerva de capacitate	hMW	3.504.000		1.987.304	1.987.304	100%	56,72%	
Rezerva de reglaj primar*	hMW	551.880				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO-E: 63 MW

2010

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	3.505.000	3.505.000	3.505.000	3.401.336	97,04%	97,04%	-
Rezerv Ter iar Rapid	hMW	7.008.000	6.376.265	6.376.265	6.318.059	99,09%	90,15%	-
Rezerv Ter iar Lent	hMW	6.132.000	5.522.840	5.522.840	5.522.536	99,99%	90,06%	-
Energie Reactiv	hMVAr	15.920	15.920	15.920	15.920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	586.920				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO-E: 67 MW

2011

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	3.505.000	3.505.000	3.505.000	3.263.072	93,10%	93,10%	-
Rezerv Ter iar Rapid	hMW	7.008.000	5.851.320	6.225.166	6.104.411	98,06%	87,11%	-
Rezerv Ter iar Lent	hMW	6.060.000	4.547.020	5.763.970	5.698.949	98,87%	94,04%	-
Energie Reactiv	hMVAr	15.920	15.920	15.920	15.920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	543.120				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO-E: 62 hMW/h

În anul 2012, pentru asigurarea serviciului de sistem, Transelectrica a contractat și a utilizat servicii tehnologice de sistem de la producători, conform datelor din tabelul următor:

2012

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	3507500	3156750	3304115	2713293	82,12%	77,36%	-
Rezerv Ter iar Rapid	hMW	7905600	6324480	7019187	5259502	74,93%	66,53%	-
Rezerv Ter iar Lent	hMW	6045600	3022800	4846317	3668640	75,70%	60,68%	-
Energie Reactiv	hMVAr	15920	15920	15920	15920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	509472				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (58 hMW/h)

În anul 2011 i 2012 Transelectrica nu a achizitionat Rezerv de Capacitate.

5.12 Sistemele de contorizare a energiei electrice si monitorizare a calitatii energiei electrice

În cadrul Transelectrica, îndeplinirea funcției de operator de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității acesteia este realizat de către OMEPA.

OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice ce este desfășurat atât la punctul central, cât și în teritoriu prin intermediul atelierelor de exploatare sisteme de măsurare OMEPA organizate la nivelul sucursalelor de transport.

Activitatea este structurată pe patru piloni principali:

- administrarea platformei de metering pentru piața angro de energie electrică ;
- managementul central și local al sistemelor de contorizare local ;
- monitorizarea calității energiei electrice;
- colaborare cu laboratorul de metrologie al Transelectrica pentru verificări metrologice în laboratoare de metrologie zonale de la nivelul sucursalelor de transport.

Funcția de „Operator de măsurare și agregare a datelor măsurate” pe piața angro de energie electrică, realizat de OMEPA, în cadrul Transelectrica, tratează următoarele componente:

- telecontorizarea punctelor de măsurare de categoria șAö (conform Codului de măsurare a energiei electrice);
- telecontorizarea de siguranță (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV) realizat în mod automat și centralizat prin intermediul unui sistem separat (conform cerințelor ENTSO-E);
- contorizarea locală a punctelor de măsurare pentru calcularea și verificarea bilanșurilor de energie electrică activă și reactivă pe nivele de tensiune în stațiile electrice;
- colectarea și agregarea datelor de măsurare pentru piața angro de energie electrică .

Conform Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică, Transelectrica realizează colectarea datelor orare și eventual preagregate de către alți operatori de măsurare (Electrică, Hidroelectrică etc.) pentru punctele de măsurare ale participanților la piața angro care nu sunt telecontorizate direct de către OMEPA, realizează agregarea finală a tuturor datelor de măsurare de pe această piață (incluzând datele telemăsurate de OMEPA) și transmite rezultatele (pentru Unități Dispecerizabile=UD și Prirabile Responsabile cu Echilibrarea=PRE) la OTS și OPCOM. OMEPA asigură participanților la piață datele proprii de măsurare și agregare în scopul validării acestora.

- validarea datelor pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- administrarea participanților la piața angro de energie, funcțiile pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare și formulele de agregare proprii cu confirmarea bilaterală a acestora (ex. reconfigurarea UD și a PRE);
- colectarea datelor lunare de la operatorii de distribuție care participă la funcționarea schemei bonus pentru activitatea de producere de energie electrică de înaltă eficiență.

OMEPA colaborează cu laboratorul de metrologie al Transelectrica care are trei puncte de lucru pentru verificări metrologice pentru contoare, acestea funcționând în cadrul atelierelor OMEPA de la sucursalele de transport Sibiu, Timișoara și Craiova.

Activitatea desfășurată de către personalul OMEPA în cadrul laboratoarelor de metrologie asigură autonomia Companiei în privința necesităților proprii de verificări metrologice și permite prestarea de servicii către alți deținători de echipamente de măsurare a energiei electrice.

OMEPA administrează și exploatează sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice cu analize de calitate în montaj fix și deține și echipamente portabile, cât și personal specializat și atestat, pentru monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice. În conformitate cu Ordinele ANRE nr. 51/2009, 29 și 30/2013, OMEPA efectuează măsurători asupra calității energiei electrice în stațiile electrice ale Transelectrica precum și la utilizatorii care dețin CEE/CFE racordate la rețelele electrice de interes public pentru verificarea încadrării parametrilor în conformitate cu valorile acceptate din Codul Tehnic RET și din standardele de calitate a energiei în vigoare.

5.13. Sistemul de telecomunicații

Rețeaua de comunicații reprezintă un element de bază al sistemului informatic, pe care se pot implementa și dezvolta servicii și aplicații IT care servesc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea și implementarea unui design corect al acestuia determină capacitatea rețelei de a suporta implementarea diverselor servicii și aplicații necesare desfășurării activităților din companie.

Din 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).

Rețeaua de fibr optic la nivel național cuprinde rețeaua optic intern OPGW, interconexiunile optice cu companiile electrice din Ungaria, Bulgaria, Serbia, conexiunile optice metropolitane și conexiunile optice cu alte companii/operatori interni

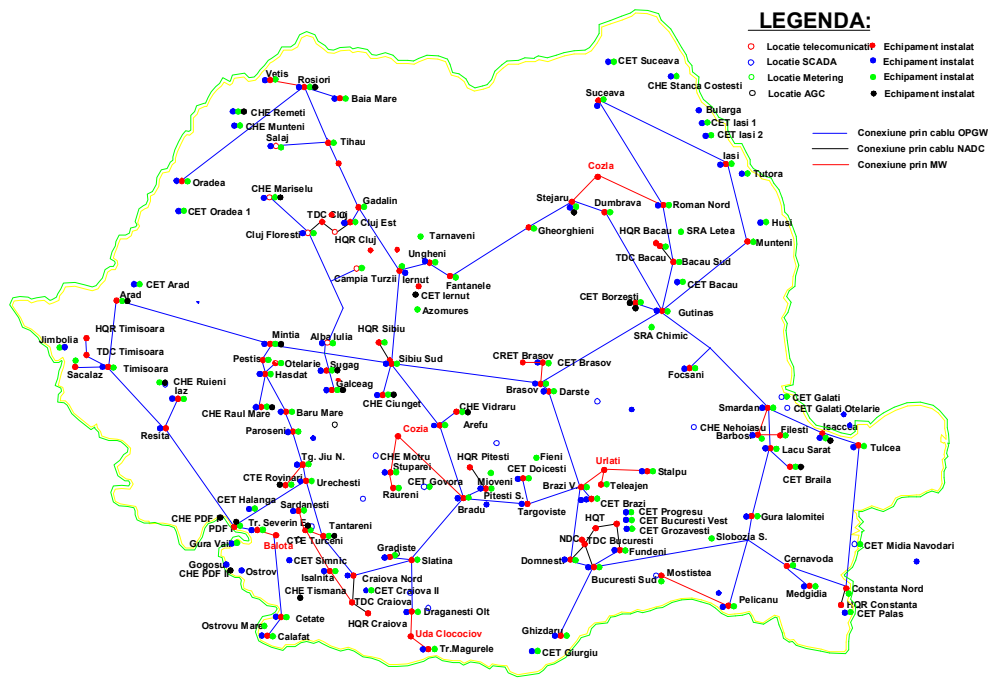
Cea mai mare parte (4000 km) din infrastructura de fibr optic este realizată pe infrastructura de transport a energiei, cablul de fibr optic folosindu-se de conductorul de protecție al liniilor. Nodurile rețelei de fibr optic sunt realizate în stațiile electrice ale Transelectrica, practic majoritatea acestora fiind conectate pe această infrastructură.

Sistemul de telecomunicații actual se bazează atât pe infrastructura proprie, cât și pe cea închiriată de la furnizori de servicii de comunicații.

Este utilizată, de asemenea, o infrastructură bazată pe microunde, care asigură comunicații operative de date-voce pentru operatorul de sistem, de măsurare a energiei electrice (metering) și pentru piața de echilibrare.

Sisteme de curenți purtători instalate pe liniile electrice de transport asigură comunicații de joasă frecvență aferent transmisiilor echipamentelor de achiziție date de proces din stații și centrale termo/hidro/nucleare electrice, semnale de teleprotecție pe liniile de transport și interfața sistemului privat de telecomunicații al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

Infrastructura sistemului EMS/SCADA și de telecomunicații este prezentată în Fig. 5.13



Retea telecomunicațiilor Transelectrica

Fig. 5.13. Infrastructura de telecomunicații și a sistemului EMS/SCADA

6. Securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență

În contextul internațional marcat de intensificarea acțiunilor teroriste, mai ales asupra statelor democratice care fac parte din UE, trebuie luat în considerare riscul de arăd al României - din a securității naționale, ca posibil înțea organizațiilor de tip terorist. Prin efectele pe care le poate avea un atac terorist asupra obiectivelor Transelectrica, pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate (localități izolate) și mergând până la perturbarea întregului SEN, cu efecte dezastruoase atât asupra populației, cât și asupra economiei în ansamblu, instalațiile RET operate de Transelectrica reprezintă o întredilectă 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 a creat, în cadrul structurii sale organizatorice, o componentă responsabilă pentru securitatea și managementul situațiilor 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 dezaastre naturale.

Principalele misiuni ale structurii responsabile pentru securitatea și managementul situațiilor de urgență 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;
- 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 cete firme specializate.

Este în desfășurare acțiunea de implementare a sistemelor integrate de securitate aferente unui număr de 73 de obiective, planificată pentru perioada 2010 ó 2013.

De asemenea, pentru asigurarea unor condiții sporite de securitate, Transelectrica a încheiat protocoale de colaborare cu autoritățile abilitate ale statului. În cazul unor evenimente neprevăzute (dezaastre, calamități naturale etc), Transelectrica a revizuit te permanent șPlanul de apărare în caz de dezaastre.

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

7 Protecția mediului asociată RET

7.1 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 de construcție-montaj (Tabelul 7.1), continuând cu etapa de exploatare-mentenanță (Tabelul 7.2), până la etapa finală de dezafectare.

Tabelul 7.1 Impacturile semnificative determinate de activitățile de construcție – montaj al instalațiilor Transelectrica:

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

Tabelul 7.2 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"> • ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor • defrierea sistematică a vegetației • afectarea habitatului faunei sălbatice • obstacole în calea zborului păsărilor • potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări
Electromagnetic	<ul style="list-style-type: none"> • efectele sonore și luminoase ale fenomenului corona • perturbări ale sistemelor de radio și televiziune • influențe asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierile de acestea • efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii
Vizual	<ul style="list-style-type: none"> • afectarea peisajului
Sonor	<ul style="list-style-type: none"> • zgomote produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET • zgomot produs de fenomenul corona (la LEA de foarte înaltă tensiune) sau de funcționarea echipamentelor și de transportul auto
Psihic	<ul style="list-style-type: none"> • teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET
Chimic	<ul style="list-style-type: none"> • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice • poluarea aerului prin emisii de la centrale termice, mijloace auto, baterii de acumulare, hexafluorură de sulf • generarea de ozon și oxizi de azot prin efect corona la înaltă tensiune
Mecanic	<ul style="list-style-type: none"> • pericol potențial de coliziune cu aparate de zbor • pericol de cădere în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri etc. • pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată

7.2 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. 13/1993 pentru aderarea României la Convenția privind conservarea viei sălbatice și a habitatelor naturale din Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979;
- Legea nr. 107/1996 și Legea apelor, cu modificările și completările ulterioare (Legile nr. 310/2004 și nr. 112 / 2006);
- Legea nr. 13/1998 pentru aderarea României la Convenția privind conservarea speciilor migratoare de animale sălbatice, adoptată la Bonn în anul 1979;

- Legea nr. 89/2000 pentru ratificarea Acordului privind conservarea p s rilor migratoare african-eurasiatice, adoptat la Haga în anul 1995;
- Legea nr. 360/2003 ó privind regimul substantelor si preparatelor chimice periculoase, cu modific rile i complet rile ulterioare (Legea nr.263/2005);
- Legea nr. 265/2006 ó pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protec ia Mediului;
- Legea nr. 105/2006 ó pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Fondul pentru mediu;
- Legea nr. 104/2011 ó privind calitatea aerului înconjur tor;
- Legea nr. 211 / 2011 privind regimul de eurilor;
- HGR 536/1997 ó pentru aprobarea Normelor de igiena si recomandari privind mediul de via a al populatiei, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- HG nr. 173/2000 ó pentru reglementarea regimului de gestionare i control a bifenililor policlorura i si ale altor compusi similari, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- HG nr. 188/2002 ó pentru aprobarea unor norme privind condi iile de desc rcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- HG nr. 856/2002 ó privind eviden a gestiunii deseurilor si lista cuprinzand deseurile, inclusiv deseurile periculoase, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- HGR 124/2003 ó privind prevenirea , reducerea si controlul poluarii mediului cu azbest, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- HGR 170 / 2004 ó privind gestionarea anvelopelor uzate;
- HGR nr. 1.076 / 2004 ó privind stabilirea procedurii de realizare a evaluarii de mediu pentru planuri si programe;
- HG 349/2005 ó privind depozitarea de eurilor;
- HGR nr. 992/2005 ó privind limitarea utilizarii anumitor substante periculoase in echipamentele electrice si electronice;
- HGR 321/2005 ó privind evaluarea si gestionarea zgomotului ambiental, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- HGR nr. 621/2005 ó privind gestionarea ambalajelor si a deseurilor de ambalaje, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- HG nr. 235/2007 ó privind gestionarea uleiurilor uzate;
- HGR nr. 804/2007 privind controlul activit ilor care prezinta pericole de accidente majore in care sunt implicate substan e periculoase;
- HGR nr. 1.403/2007 privind refacerea zonelor în care solul, subsolul i ecosistemele terestre au fost afectate;
- HGR nr. 1.408/2007 privind modalit ile de investigare i evaluare a polu rii solului i subsolului;
- HGR nr. 1.132/2008 ó privind regimul bateriilor i acumulatorilor i al de eurilor de baterii i acumulatori;
- HGR nr. 445/2009 ó privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice i private asupra mediului;
- HGR nr. 440 / 2010 ó privind stabilirea unor m suri pentru limitarea emisiilor în aer ale anumitor poluan i proveni i de la instala iile mari de ardere;
- HG nr. 1037 / 2010 ó privind de eurile de echipamente electrice si electronice;

- OUG nr. 195/2005 ó privind protec ia mediului, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- OUG nr. 196/2005 ó privind fondul pentru mediu, cu modific rile i complet rile ulterioare;
- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei i faunei s lbatice, modificat i completat de OUG nr. 154 /2008;
- OMAPM nr. 462/1993ó pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protec ia atmosferei si Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanti atmosferici produși de surse sta ionare;
- OMAPPM nr. 278/1997 ó privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire si combatere a polu rilor accidentale la folosin ele de apa poten ial poluatoare;
- OMEC nr.175/2005 ó privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protec ie a mediului de c tre agen ii economici cu activitate industrial , cu modific rile i complet rile ulterioare;
- OMMGA nr. 662/ 2006 ó privind aprobarea Procedurii si a competentelor de emitere a avizelor si autorizatiilor de gospodarire a apelor;
- OMSP nr. 1193 / 2006 ó pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populatiei generale la campuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- OMMDD nr. 1.798 /2007 ó pentru aprobarea Procedurii de emitere a autoriza iei de mediu;
- OMM nr. 1026/2009 ó privind aprobarea condi iilor de elaborare a raportului de mediu, raportului privind impactul asupra mediului, bilan ului de mediu, raportului de amplasament, raportului de securitate i studiului de evaluare adecvat ;
- OMMP nr. 19 / 2010 ó pentru aprobarea Ghidului metodologic privind evaluarea adecvat a efectelor poten iale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar;
- OMMP nr. 135/2010 ó pentru aprobarea Metodologiei de aplicare a evalu rii impactului asupra mediului pentru proiecte publice i private;
- OMMP nr. 794/ 2012 privind procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje i de euri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Conven iei de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale re elelor aeriene de electricitate asupra p s rilor.

Datorit apartenen ei României la UE, regulamentele europene se aplic în ara noastră f r a mai fi transpuse în legisla ia na ional .

Principalele regulamente europene aplicabile activit ii Transelectrica sunt urm toarele:

- Regulamentul CE nr. 842/2006 privind anumite gaze fluorurate cu efect de ser
- 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 ser

- 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 pe bază de autorizație de mediu și de gospodărire a apelor.

Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcții și montaj care schimbă specificațiile sau capacitatea obiectivului, este necesar 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 depuse de titularul activității. Procesul de obținere al acestor aprobări de dezvoltare este mult mai lung pentru obiectivele care necesită exproprierea terenurilor și pentru cele care au impact transfrontalier (LEA, cablu submarin).

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

7.3 Măsurile pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2014-2023

- Trebuie asigurat 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. Devizele generale pentru investiții/mentenanță vor conține cheltuielile pentru protecția mediului;
- Se va continua evaluarea furnizorilor de servicii și lucrările ai Transelectrica având 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 de eurilori și al apelor uzate rezultate din activitățile Companiei;
 - O atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanșului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate cu firme autorizate;
 - 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;
 - 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 și se va urmări menținerea certificării acestuia conform cerințelor standardului ISO 14001;
 - Se va urmări certificarea sistemului de management de mediu conform EMAS;
 - 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;
 - Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu se va edita anual Raportul de mediu al Companiei.

8. Situația actuală – Sinteza

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% față de anul 2008, ca urmare a crizei economice și financiare. Scăderile lunare au fost de 3,5% ÷ 14,0%, comparativ cu luna similară a anului 2008. În perioada octombrie - noiembrie 2009, descreșterea consumului s-a mai redus, iar din luna decembrie s-a reluat un trend de creștere. Anul 2010 a înregistrat o creștere cu 5,4% a consumului net (4,8% consum brut), față de anul 2009, în anul 2011 consumul brut a crescut cu 3,7% față de 2010, dar în anul 2012 consumul brut a înregistrat o scădere de 1,5% față de anul anterior.

Dacă valoarea medie a consumului a crescut în 2010 față de 2009 cu aprox. 300 MW, diferența dintre valorile de vârf a fost chiar mai mare, ajungând la aprox. 400 MW.

În 2011, consumul a continuat să crească, diferența între valorile medii fiind de aprox. 250 MW, iar cea între valorile de vârf de aprox. 50 MW.

În 2012, consumul mediu a scăzut ușor față de anul 2011, cu aprox. 100 MW, însă valorile maxime și minime anuale au continuat să crească.

Schimbările fizice de energie electrică cu sistemele vecine sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile și importurile realizate în baza contractelor între participanții la piața de energie electrică, la care se adaugă schimbările tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimbărilor pentru reglajul frecvenței.

Se constată o scădere a schimbărilor în ultimii patru ani, probabil ca o consecință a crizei economice și financiare. În 2012, față de anii precedenți, exportul de energie electrică a fost mai mic decât importul, valoarea medie anuală a soldului fiind pozitivă, indicând import net.

În anul 2011, alături de creșterea accentuată a contribuției centralelor electrice eoliene de la 0,5% din total producție în 2010 la 2% din total producție în 2011, se remarcă o creștere a producției termoelectrice (carbuni: de la 36% în 2010 la 42% în 2011; hidrocarburi: de la 11% în 2010 la 13% în 2011), ca urmare a scăderii drastice a producției hidroelectrice cu 10% în 2011, comparativ cu 2010. În 2010, producția centralelor eoliene a crescut cu 39%, comparativ cu 2009, corelat cu o creștere a puterii instalate la 323 MW.

În 2011 se remarcă creșterea în continuare a contribuției centralelor electrice eoliene (2% din total producție în 2011) comparativ cu anul 2010 (0,5% din total producție). Ca urmare a scăderii accentuate a producției hidroelectrice cu 10%, s-a înregistrat o creștere a ponderii producției termoelectrice (carbuni: de la 36% în 2010 la 42% în 2011; hidrocarburi: de la 11% în 2010 la 13% în 2011).

În 2012 se remarcă creșterea semnificativă a contribuției centralelor electrice eoliene (5% din total producție în 2012) comparativ cu anul 2011 (2% din total producție).

Din punct de vedere al adecvantei sistemului, estimat conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea instalată în SEN a fost suficientă pentru acoperirea varfului de sarcină din decembrie 2012 și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea excedentului de putere în luna decembrie 2012 a reprezentat peste 33% din puterea netă instalată în SEN.

În anii 2010, 2011 și 2012 au continuat lucrările de rețehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stațiile importante din RET, s-au realizat lucrări de implementare a sistemului de comandă și control și protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor la transformatoarele de 250 MVA, după cum urmează:

Anul 2010

- Modernizare sisteme protecție aferente AT 200 MVA și PDB în stațiile 220/110 kV: Ghizdaru, Grădiște, Mostița, Calafat, Alba Iulia;
- Modernizare sisteme comandă-control în stațiile 220/110 kV: Baia Mare 3, FAI;
- Înlocuiri AT, T, TC și echipamente de comutație în stațiile electrice: Gheorghieni (AT1), Sălaj, Oradea Sud, Stâlp (înlocuire cu fostul AT 2 și 200 MVA București Sud), FAI (AT1).

Au fost realizate lucrări de mentenanță major sau re tehnologizare a stațiilor: Ialni a 220 kV și 110 kV, Baia Mare 3 220/110 kV, Gutina 110 kV, Turnu Măgurele 110 kV, Gura Ialomiiei 110 kV și 20 kV, FAI 220 kV și 110 kV, Lacu Sărat 400 kV, Pesti 220 kV și 110 kV, Gheorghieni 220 kV, Porțile de Fier 22 kV, Gădlin (inclusiv înlocuire BC 400 kV).

S-a pus în funcțiune stația 400 kV Tariverde, stație nouă destinată racordării la SEN a CEE Fantanele Est, a CEE Fantanele Vest și a CEE Cogealac, racordat intrare óiere prin secționarea LEA 400 kV Constanța Nord ó Tulcea Vest. Stația este de tip sistem dublu de bare.

S-a pus în funcțiune extinderea stației existente 400/220 kV Brazi Vest, în vederea racordării la SEN a CCCC Brazi Petrom.

Anul 2011

Modernizare sisteme protecție aferente AT 200 MVA și PDB în stațiile 220/110 kV: Teleajen 110 kV, Arad 110 kV, Târgu Jiu N 110 kV.

Înlocuiri AT, T, TC și echipamente de comutație în stațiile electrice: Smârdan 110 kV, Lacu Sărat (AT2, AT3, AT4), Sărdneți 220 kV (inclusiv AT), Baia Mare 3 (AT2), Barboi (AT1, AT2), Dârste 110 kV, Timișoara (AT1), Cluj Florești (AT1).

Au fost realizate lucrări de mentenanță major sau re tehnologizare a stațiilor: Lacu Sărat 220 kV și 110 kV, FAI 110 kV, Brazi V 110 kV (GIS), Cetate 220 kV, Mintia 220 kV.

S-a pus în funcțiune LEA 400 kV Isaccea ó Varna (linie de interconexiune România ó Bulgaria), după trecerea acesteia de la 750 kV la 400 kV pe teritoriul Bulgariei și realizarea celulei 400 kV în stația Varna.

Deoarece ealonarea 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 tehnic și managerial unitară, având ca finalitate readucerea instalațiilor la starea tehnică și de operare pentru care au fost proiectate.

Anul 2012

Anul 2012 a reprezentat pentru mentenanța stațiilor electrice atât un an de finalizare cu succes a unor importante contracte de mentenanță major (cu valori cuprinse între 3 și 10 milioane Euro fiecare), cât și unul de demarare a unor noi și importante proiecte similare.

Astfel, au fost finalizate și s-a efectuat recepția finală la contractele pentru proiectele de mentenanță major aferente stațiilor electrice 220/110 kV: Baia Mare 3, FAI (220 kV), Pesti, Gheorghieni.

În cursul anului 2012 s-au demarat, în conformitate cu prevederile Planului de dezvoltare RET al Transelectrica, contracte de proiectare și de actualizare a documentațiilor pentru mentenanță major aferent altor patru stații electrice foarte

importante pentru sistem: stația 220/110/20 kV Arefu, 220/110 kV Râureni, 400/110 kV Cluj Est, 220/110 kV Dumbrava.

În cursul anului 2012, în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 35/16.12.2002 pentru aprobarea Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță și Legea nr. 123/2012, s-au derulat lucrări de mentenanță pe LEA 220 kV Gutina ó Focani Vest, LEA 400 kV Gutina ó Brașov, LEA 220 kV Porțile de Fier ó Cetate ó Calafat, LEA 220 kV Paroseni ó Târgu Jiu Nord, LEA 220 kV Derivația Mostița, LEA 400 kV Isaccea ó Dobrudja, LEA 400 kV Mintia ó Sibiu. Au fost remediate problemele care puneau în pericol stabilitatea stâlpilor, precum alunecări de teren, viituri, prin consolidarea terenului și a fundațiilor stâlpilor. Pentru stâlpii monitorizați ca fiind în pericol de pierdere a stabilității au fost întocmite documentații de proiectare. O acțiune importantă a fost eliminarea evenimentelor accidentale care ar fi putut să apară în urma furturilor de componente din instalațiile liniilor electrice aeriene. Astfel au fost ridicați stâlpi noi sau consolidați cei existenți pe liniile de transport a energiei electrice unde s-au produs astfel de evenimente.

În urma încheierii protocolului între Transelectrica și ESO-EAD, OTS din Bulgaria, au fost finalizate lucrările de demontare a conductoarelor de traversare a Dunării pe LEA 220 kV Ialnița ó Kozlodui, linie care a fost scoasă din funcțiune și valorificată ca mijloc fix prin casare.

În general, datorită rezervei asigurată, incidentele produse în RET nu afectează continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate.

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru iarna 2012/2013 și vara 2013, pe o rețea în care nu este încă finalizată și data în exploatare linia 400 kV Nadab-Oradea, consumul insulei pasive din zona Smardan 110 kV este preluat pe SEN, iar producția centralelor eoliene este de 70% din puterea instalată.

Palier VSI (iarna 2012-2013)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 90% încărcate sub puterea lor naturală.

Cele mai încărcate sunt liniile 400 kV Tulcea Vest-Isaccea, Gutinas-Smardan, Rosiori-Mukacevo, Tulcea Vest-Tariverde. Pentru respectarea criteriului N-1 elemente în funcțiune, în toate schemele de calcul zona Constanta-Medgidia funcționează buclat cu zona Tulcea, prin conectarea LEA 110kV Baia-Mihai Viteazu, Zebil-Mihai Viteazu și Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua.

- Se constată liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 82% încărcate sub puterea lor naturală.

Cele mai încărcate sunt liniile 220 kV Urechești-Tg. Jiu, Porțile de Fier-Resita c1,2, Baru Mare-Hasdat, Urechești-Tg.Jiu.

- Gradul de utilizare al RET este scăzut în raport cu capacitatea de transport a liniilor și cu S_n a unităților de transformare. 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.

Palier VDV (vara 2013)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 96% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 400 kV Tulcea Vest-Isaccea, Gutinas-Smardan, Tulcea Vest-Tariverde, Pelicanu-Cernavoda.
- Se constată că liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 80% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 220 kV București Sud-Fundeni c2, Portile de Fier-Resita c1,2, Baru Mare-Hasdat, Urechești-Tg.Jiu;
- Gradul de utilizare al RET este scăzut în raport cu capacitatea de transport a liniilor și cu S_n a unităților de transformare.
- Luând în considerare faptul că în funcționarea reală au existat perioade cu funcționarea centralelor eoliene în apropierea valorii puterii instalate, s-a analizat și o variantă cu producție 100% în acestea (la nivel SEN cca. 2000 MW). În această variantă nu se respecta criteriul de siguranță N-1, la declansarea liniei 400 kV Tulcea Vest-Isaccea (apar depășiri ale curenților admisibili în rețeaua de 110 kV din Dobrogea). Nivelul maxim al producției în centralele eoliene din zona Dobrogea, cu respectarea criteriului de siguranță, este de cca. 1600 MW. Fata de puterea instalată în această zonă, a fost necesară o reducere, care, în funcție de centralele eoliene cărora li se aplica, se situează între cca. 150-230 MW.

Acest rezultat subliniază necesitatea urgentării implementării sistematizării și întăririi rețelei din zona Dobrogea.

Referitor la capacitățile de transfer totale și bilaterale pe granițe, se constată :

- creșterea numărului participanților și a competiției pe fiecare graniță;
- grad ridicat de utilizare reală a capacității de schimb disponibile în iarna 2007-2008:
 - ocazional programe de schimb de export peste valoarea NTC, datorită utilizării TRM pentru ajutor de urgență și a acceptării soldării;
 - circulațiile prin interfata de interconexiune a României la varf de sarcină, zile lucrătoare, 66-101,4% din NTC, cu o medie pe 3 luni de iarnă de 86% din NTC de export;
- reducerea semnificativă a gradului de utilizare a capacității de export disponibile în iarna 2009-2010 și primăvara 2010, reflectând reducerea importurilor în zonă: circulațiile prin interfata de interconexiune a României la varf de sarcină, zile lucrătoare, au fost în medie 10-20% din NTC de export în cele 3 luni de iarnă, și practic 0% primăvara; se observă subperioade cu sold import;
- restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în vara 2010 și iarna 2010-2011: 50-60% din NTC de export la varf de sarcină, zile lucrătoare;
- creșterea utilizării capacității de import și restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în iarna 2011-2012, urmată de utilizare redusă a capacității de export și import restul anului, reflectând reducerea importului Greciei;
- creșterea capacităților de schimb disponibile lunare maxime:
 - export: cu 8% în anul 2010 față de 2009 și cu 11% în 2011 față de 2010, ca urmare a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune;

- import: cu 4% în 2010 fata de 2009 și cu 27% în 2011 fata de 2010, ca urmare a finalizării rețehnologizării stației Gadalin și a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune.

- în 2012 s-a înregistrat o reducere fata de 2011 a capacităților de schimb lunare maxime oferite la piața datorită unor congestii în SE Bulgar și a necesității de a armoniza NTC pe granița RO-BG la valoarea mai mică propusă de ESO EAD:
 - export: cu -5% (februarie 2012: NTC RO->BG 400 MW -> 350MW)
 - import: cu -9% (iulie 2012: NTC BG->RO 450 MW -> 300MW).

În regimurile de varf de sarcină, pentru menținerea tensiunilor în banda de valori admisibile s-a determinat prin calcule necesitatea menținerii în funcțiune a bobinelor de compensare din stațiile 400 kV: Cernavoda (o BC), Tântăreni (două BC), Urechești, Arad, Rosiori.

În regimurile de gol de sarcină, s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a bobinelor de compensare disponibile din stațiile 400 kV. 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.

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2012 comparativ cu anul 2011, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- distribuția mai bună a producției interne, un factor de influență important constituindu-l intrarea în exploatare a centralei CCCC OMV Petrom Brazi;

- creșterea importului pe granițele situate în zone deficitare: pe granița cu Ucraina, de la 1495 GWh în 2011 la 2686 GWh în 2012; pe granița cu Ungaria, de la 340 GWh în 2011 la 965 GWh în 2012. Reducerea exportului pe aceste granițe: cu Ucraina, de la 124 GWh în 2011 la 1 GWh în 2012; cu Ungaria, de la 866 GWh în 2011, la 215 GWh în 2012;

- creșterea importului pe granița cu Moldova, situată în zona deficitară de la 529 GWh în 2011, la 597 GWh în 2012;

- creșterea exportului pe granițe cu Bulgaria, situată în zona excedentară, de la 1444 GWh în 2011, la 2334 GWh în 2012. Reducerea importului pe această graniță, de la 562 GWh în 2011, la 273 GWh în 2012.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității statice

În secțiunile S3 și S6 apar congestii:

- la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord ó Cernavodă determinată de suprasarcină pe LEA 110 kV d.c. Basarabi ó Medgidia Sud;
- la retragerea LEA 400 kV Brasov ó Gutinas, determinată de suprasarcină pe LEA 220 kV Fântânele ó Gheorghieni;
- la retragerea LEA 400 kV București Sud ó Pelicanu determinată de suprasarcină pe LEA 110 kV d.c. Basarabi ó Medgidia Sud;
- la retragerea LEA 400 kV Constanta Nord ó Cernavodă determinată de suprasarcină pe LEA 110 kV d.c. Basarabi ó Medgidia Sud;

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

Pentru eliminarea suprasarcinilor pe LEA d.c. 110 kV Medgidia Sud ó Basarabi este necesara reconfigurarea rețelei de transport si a rețelei de 110 kV avind in vedere dezvoltarile in RET datorata racordarii CEE/CEF.

Puncte slabe identificate in RET din punct de vedere al stabilitatii tranzitorii

▪ In zona Cernavoda:

“ Lipsa teleprotectiei pe LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea si indisponibilitatea teleprotectiei pe LEA 400 kV d.c. Isaccea-Smardan.

Pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE Cernavod , CET Palas, CTE Braila si CET Galati in scheme cu retrageri si chiar in schema normala pentru o productie CEE in S6 peste 1400 MW la varf de sarcina, respectiv 800-1000 MW la gol de sarcina.

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

“ Timpul mare de actionare al DRRi in Tulcea, Isaccea, Smardan.

Se recomanda sa se dea prioritate retehnologizarii acestor statii.

“ Cazuri de retragere a unei singure LEA 400 kV din axa Cernavoda-Isaccea sau in sectiunea de evacuare a zonei Cernavoda-Medgidia-Constanta-Tariverde-Tulcea Vest, in care stabilitatea CNE Cernavod si a zonei poate fi periclitata si de defecte izolate cu teleprotectie si se impun restrictii de productie.

si

“ Apropierea de limita de stabilitate pe termen mediu in schema normala in cazul unor defecte izolate cu teleprotectie la gol de sarcina vara 2013.

Se subliniaza necesitatea intaririi RET in Dobrogea si a sectiunii de evacuare a excedentului zonei, pentru a evita o crestere a frecventei si volumului restrictiilor de productie in conditiile continuarii cresterii puterii instalate in CEE.

“ Primele analize de sensibilitate arata ca evaluarea situatiei in termeni de excedent evacuat prin sectiuni din zona Dobrogea in loc de productie in CEE poate furniza rezultate mai putin dependente de palierul de sarcina.

▪ Functionare cu 2 grupuri Moldavskaia conectate in antena la SEN:

“ Lipsa teleprotectiei pe LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea si indisponibilitatea teleprotectiei pe LEA 400 kV d.c. Isaccea-Smardan ar impune limitarea incarcarii grupurilor din Moldavskaia la 130-150MW/grup.

S-a recomandat sa se realizeze aceasta schema numai dupa echiparea cu teleprotectii a tuturor LEA 400kV din zona;

“ S-au identificat scheme cu o retragere in care functionarea cu 2 grupuri Moldavskaia conectate in antena la SEN ar impune restrictii mai severe pentru productia CEE din zona si nu ar trebui realizata.

Argument suplimentar pentru intarirea RET in Dobrogea si in sectiunea de evacuare a zonei.

▪ In zona Brazi Vest:

Un scurtcircuit izolat cu teleprotecție (sau protecție diferențială la AT) poate fi periculos pentru stabilitatea TA+TG1 în scheme cu cel puțin 2 retrageri:

- retragerea simultană a unei LEA 400 kV Brazi și a 1-2 LEA 220 kV Brazi și scurtcircuit trifazat pe cealaltă LEA 400 kV Brazi;
- retragerea simultană a LEA 400 kV Brazi-Domnești (sau AT3) și a LEA 400 kV Brașov-Darste și scurtcircuit pe AT3 Brazi (respectiv LEA 400 kV Brazi-Domnești).

Realizarea axei 400 kV Gura Ialomitei-Stalpu-Brazi este benefică și pentru stabilitatea CCCC Brazi PETROM.

▪ In zona Portile de Fier:

Există scheme cu 2 retrageri simultane în Portile 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 excedentul în secțiuni de interconexiune.

M suri :

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

▪ In zona Lotru:

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 220 kV Lotru-Sibiu poate determina pierderea sincronismului CHE Lotru și CHE Bradisor la funcționare cu 2-3 grupuri în CHE Lotru.

Deconectarea unui grup din CHE Lotru prin automată pe LEA 220 kV Lotru-Sibiu asigură păstrarea stabilității la funcționare cu 2 grupuri în CHE Lotru, sau cu 3 grupuri și maxim 530 MW evacuați pe axa Lotru-Sibiu în regim pre-avarie.

Pentru reducerea domeniului de risc de stabilitate (sau de deconectare a unui al 2-lea grup) s-a recomandat perfecționarea automaticii prin combinarea semnalului de încărcare a LEA 1+2 de la SCADA cu semnal direct de protecție.

După re tehnologizarea stației Mintia 220 kV un scurtcircuit izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întrerupătoarelor nu este periculos în schema normală sau scheme cu 1-2 retrageri în stația Mintia 220 kV.

*

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.

În anul 2011 și 2012, s-au achiziționat servicii tehnologice de sistem atât în regim reglementat, cât și în regim concurențial (licitații) în vederea acoperirii necesarului.

În anul 2011 și 2012 Transelectrica nu a achiziționat Rezervă de Capacitate.

9. Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă - perioada 2014 -2023 - 2030

9.1. Principii generale de construire a scenariilor

Având în vedere faptul că separarea sectoarelor de producție, furnizare, transport și distribuție a introdus pentru OTS un grad mare de incertitudine asupra evoluției viitoare a producției și consumului, regimurile de funcționare a rețelei sunt analizate 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, altele și interesate și OTS europeni.

Scenariul de bază reprezintă prognoza de consum, sold și acoperire a acestora cu producție, cea mai credibilă în contextul informațiilor de încredere la momentul elaborării Planului și corespunde toare, 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 cele trei proiecte 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. Eventualele întirziări locale, dependente de situația exactă, 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 minim, se modelează golul de noapte de șase ore toare vara. Golul extrem, de Paști, pentru care se iau de regulă măsuri excepționale de programare a funcționării, se modelează în cadrul unor studii speciale, cu orizont de timp mai scurt.

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

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

Se ia în considerare 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 flexibilitatea soluțiilor de dezvoltare față de mai multe evoluții posibile;
- de a oferi criterii de ajustare ulterioară a planului de dezvoltare în funcție de evoluțiile din sistem.

Considerarea sistemelor externe interconectate cu SEN

Studiile de sistem se realizează înănd seama de funcționarea SEN interconectat cu sistemele electroenergetice europene.

Scenariile de bază și unele scenarii alternative privind consumul, producția, schimburile de energie electrică și configurația rețelei la nivel european se elaborează în comun de operatorii de rețea în cadrul ENTSO-E.

Pentru calculele de analiză încercările rețelei, se utilizează modele de regim staționar și modele pentru calcule de regim dinamic ale sistemului interconectat sincron ENTSO-E, din care face parte SEN. Aceste modele se realizează în cooperare de OTS europeni în cadrul organizațiilor de cooperare regională și la nivel european:

- ENTSO-E;
- SECI.

9.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

În vederea analizelor bazate pe modelarea pieței de energie electrică la nivel național și pan-european, ce stau la baza elaborării Planului de dezvoltare pe 10 ani a rețelei electrice de transport, Transelectrica utilizează scenarii de evoluție a cererii de energie și a modului de acoperire a acesteia, construite pe baza informațiilor disponibile de la Ministerul de resort, Comisia Națională de Prognost, utilizatorii RET și OTS europeni, în cadrul organizațiilor de cooperare regională și asociației la nivel european - ENTSO-E. Pentru a verifica adecvarea proiectelor de dezvoltare, preconizate în următorii zece ani, la tendința pe termen mai lung de evoluție a sistemului, s-au construit scenarii de evoluție cu perspectiva până în 2030.

La elaborarea scenariilor privind evoluția consumului de energie electrică, s-au avut în vedere previziunile macroeconomice disponibile, în principal prognozele elaborate de Comisia Națională de Prognost privind evoluția PIB:

Tabelul 9.2.1

Data prognozei	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Mai 2012	-6.6	-1.6	2.5	1.7	3.1	3.6	3.9	
Noiembrie 2012	-6.6	-1.6	2.5	0.7	2.0	2.5	3.3	3.2
Mai 2013		-1.1	2.2	0.7	1.6	2.2	2.4	3.0

La demararea studiilor de analiză a regimurilor de funcționare, scenariile s-au actualizat la nivelul prognozei din noiembrie 2012.

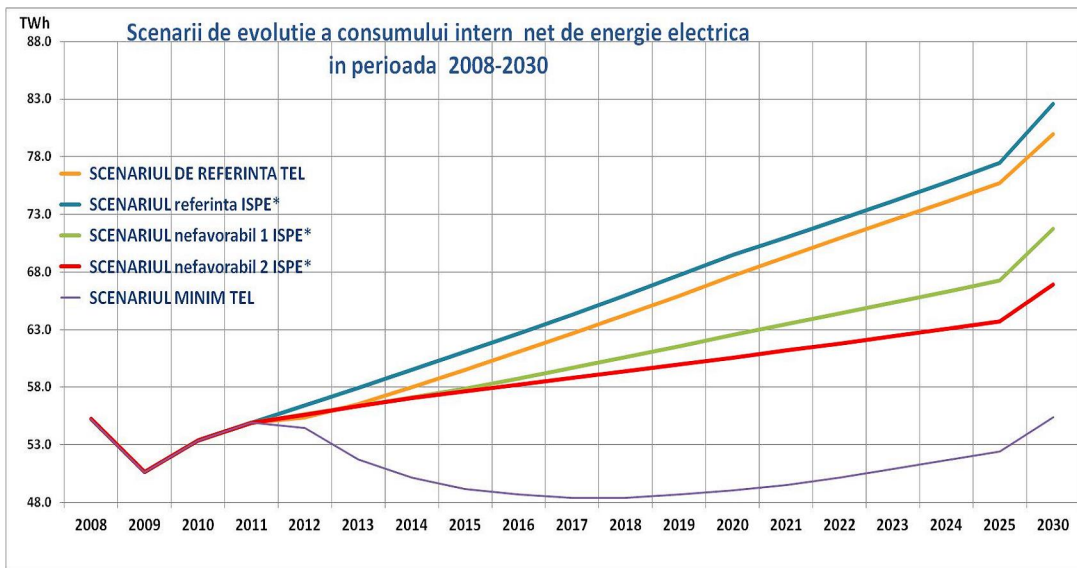
S-a avut în vedere, de asemenea:

- proiectul de revizuire a strategiei MECMA, supus dezbaterii publice, „Elemente de Strategie energetică pentru perioada 2011-2035 – Direcții și obiective strategice în sectorul energiei electrice”, în care au fost menționate trei scenarii de evoluție economică a țării în perioada 2010-2035: Scenariul de referință (baza), Scenariul nefavorabil 1 și Scenariul nefavorabil 2;

- Știudiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naționale, elaborat de ISPE S.A., în care autorii au elaborat, în a doua jumătate a anului 2011, o prognoză proprie, pornind de la

valorile realizate în anul 2009; se propunea un scenariu de referință (bază) privind ratele de creștere a consumului, apropiat de scenariul de bază al Transelectrica și două scenarii alternative pesimiste, cu rate mai mici de creștere. Aceste scenarii sunt prezentate în figura 9.2. și tabelul 9.2.2.

Figura 9.2.



S-au modelat în final, pentru analiza prin calcul a regimurilor de funcționare a RET, un scenariu de bază și două scenarii alternative, unul cu o creștere mai mică a consumului și a surselor de producție și altul cu o implementare mai accentuată a obiectivelor strategice la nivel european, privind acoperirea consumului pe baza surselor regenerabile și privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

La sfârșitul perioadei de elaborare a Planului, înănd seama de evoluția înregistrată a consumului în anul 2013, s-a luat în considerare și un scenariu suplimentar, cu o prognoză de scădere a consumului pe primii patru din cei zece ani. Diferențele nu sunt de natură să modifice lista de proiecte de întreprindere a RET pe următorii 10 ani. Diminuarea consumului în zonele cu dezvoltare rapidă a surselor regenerabile accentuează necesitatea liniilor care transportă producția acestora către alte zone de consum sau stocare, deoarece capacitatea de absorbție în consumul local scade, iar acest tip de sursă este favorizat în competiția din piața de energie.

Analizele realizate nu indică probleme majore privind capacitatea RET de a asigura continuitatea alimentării consumului. Ritmul lent de evoluție face ca analiza bazată pe valorile istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului pe SEN, să conducă la estimări cu grad de incertitudine foarte consecințe majore asupra planului de dezvoltare a rețelei. Este de așteptat ca programul de investiții să poată 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. În cazul apariției unui consum concentrat cu putere instalată importantă, eventuale necesități de întreprindere a rețelei se vor analiza la momentul respectiv, prin studii dedicate.

Tabelul 9.2.2

Scenariul de dezvoltare energetică a României - orizont 2030

	U.M.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
realizari																				
SCENARIUL DE REFERINTA TEL																				
Consum intern net de energie electrica	TWh	55.2	50.6	53.4	54.9	55.4	56.5	58.0	59.5	61.1	62.6	64.3	65.9	67.7	69.3	70.9	72.5	74.1	75.7	80.0
<i>ritm anual de crestere</i>	%		-8.3	5.4	2.9	0.8	2.1	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.4	2.4	2.2	2.2	2.2	1.1
Puterea de varf neta - consum	MW	8589	8247	8464	8724	8795	8984	9225	9480	9760	10040	10380	10680	10960	11230	11520	11790	12050	12415	13445
Sold ex port-import	TWh	4.43	2.47	2.92	1.90	1.30	2.70	2.70	3.00	3.20	3.20	3.20	3.50	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	4.00
sold la varful de consum	MW	817	515	784	593	800	800	800	800	800	800	1000	1200	1200	1200	1200	1500	1500	1500	1500
SCENARIUL referinta ISPE*																				
Consum intern net	TWh					56.4	57.9	59.5	61.1	62.7	64.3	66.0	67.7	69.5	71.0	72.5	74.1	75.8	77.4	82.6
<i>ritm anual de crestere *</i>	%					2.7	2.7	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	1.3
Puterea de varf neta - consum	MW					9097	9342	9594	9853	10126	10423	10729	11053	11386	11637	11893	12155	12422	12853	13884
<i>Sold export-import *</i>	TWh					2.70	3.00	3.00	3.00	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
sold la varful de consum	MW					500	550	550	550	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
SCENARIUL nefavorabil 1 ISPE*																				
Consum intern net	TWh					55.6	56.4	57.1	57.9	58.8	59.7	60.6	61.6	62.5	63.4	64.4	65.3	66.3	67.2	71.7
<i>ritm anual de crestere *</i>	%					1.3	1.3	1.3	1.3	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.3
Puterea de varf neta - consum	MW					8995	9113	9232	9361	9554	9752	9937	10135	10337	10488	10641	10796	10954	11160	11934
<i>Sold export-import *</i>	TWh					2.70	2.70	2.70	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
sold la varful de consum	MW					450	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
SCENARIUL nefavorabil 2 ISPE*																				
Consum intern net	TWh					55.6	56.3	57.1	57.7	58.2	58.8	59.4	60.0	60.6	61.2	61.8	62.4	63.1	63.7	66.9
<i>ritm anual de crestere *</i>	%					1.3	1.3	1.3	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Puterea de varf neta - consum	MW					8993	9108	9224	9323	9453	9578	9705	9833	9946	10047	10148	10251	10354	10485	11041
<i>Sold export-import *</i>	TWh					2.70	2.70	2.70	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
sold la varful de consum	MW					450	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
SCENARIUL MINIM TEL																				
Consum intern net de energie electrica	TWh					54.4	51.7	50.2	49.2	48.7	48.4	48.4	48.7	49.0	49.5	50.1	50.9	51.7	52.4	55.4
<i>ritm anual de crestere</i>	%					-0.9	-5.0	-3.0	-2.0	-1.0	-0.5	0.0	0.5	0.8	1.0	1.3	1.5	1.5	1.5	1.1
Puterea de varf neta - consum	MW					8627	8200	7980	7830	7780	7760	7820	7885	7945	8030	8140	8300	8400	8595	9310
Sold ex port-import	TWh					-0.25	0.10	2.70	3.00	3.20	3.20	3.20	3.50	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	4.00
sold la varful de consum	MW					800	800	800	800	800	800	1000	1200	1200	1200	1200	1500	1500	1500	1500

Nota: * Scenariile ISPE referinta / nefavorabil 1 si 2 sunt construite pe baza soldului export-import si a ritmurilor medii anuale de crestere ale consumului intern de energie electrica pentru perioada 2011-2030 din "Studiul privind directiile de dezvoltare a RET din Romania pentru perioada 2011-2035 - ca parte integranta a strategiei energetice nationale", elaborat de ISPE

Principalii parametri caracteristici privind consumul de energie electrică estimat și la începerea studiilor pentru perioada 2014-2023 sunt prezentați în Tabelul 9.2.3:

Tabelul 9.2.3

	2008	2009	2010	2011	2012	2014	2018	2023
Energie electrică - consum final [TWh]	48.0	43.6	45.7	47.2	47.5	49.6	55.0	62.4
Pierderi în rețele electrice [TWh]	7.2	7.0	7.6	7.7	7.9	8.4	9.3	10.1
Consumul intern net de energie electrică, (inclusiv pierderile în rețele, exclusiv cpto centrale) [TWh]	55.2	50.6	53.4	54.9	55.4	58.0	64.3	72.5
Durata de utilizare a puterii de varf [h/an]	6429	6140	6305	6295	6295	6287	6190	6150
Putere de varf netă - pentru consum [MW]	8589	8247	8464	8724	8795	9225	10380	11790
Sold export-import [TWh]	4.4	2.5	2.9	1.9	1.3	2.7	3.2	3.9
Consum pt pompaj [TWh]	0.12	0.12	0.27	0.15	0.27	0.27	0.50	1.00
Producția netă de energie electrică [TWh]	59.8	53.2	56.5	57.0	56.9	61.0	68.0	77.4

Rețeaua se dimensionează pentru a face față solicitărilor maxime așteptate în situații care apar cu o frecvență rezonabilă. Pornind de la valorile de mai sus, au fost estimate valorile consumului la palierul de sarcini caracteristic. Acestea sunt considerate ca reprezentând regimuri extreme de funcționare din punct de vedere al circulațiilor normale în rețea.

S-au modelat și analizat regimurile de funcționare pentru (Tabelul 9.2.4.):

- consumul maxim în SEN, înregistrat de regulă la vârful de seară iarnă (VSI);
- vârful de dimineață vara (VDV), pentru verificarea rețelei de alimentare a zonelor deficitare 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 verificarea mijloacelor de reglaj al tensiunii și a capacității de evacuare a puterii centralelor eoliene din zone excedentare.

La modelarea distribuției consumului total pe județe și pe consumatori individuali, s-a pornit de la consumurile măsurate în fiecare stație, la palierul caracteristic, în anii anteriori (Anexa B-1) și de la prognoza transmisă de operatorii de distribuție (Anexa C-1), scalând procentual pentru a obține pe total valoarea prognozată pentru întregul SEN.

Tabelul 9.2.4

	2018 Scenariul de baza			2023 Scenariul minim		2023 Scenariul de baza		2030 Scenariul pesimist		2030 Scenariul de baza		2030 Scenariul "verde"	
	VSI	VDV	GNV	VSI	GNV	VSI	GNV	VSI	GNV	VSI	GNV	VSI	GNV
Total consum intern net	10379	8593	4818	10795	4923	11791	5370	11040	4718	13445	5563	13609	5962
sold import-export	-1000	-800	-500	-1500	-750	-1640	-750	-1500	-750	-1500	-750	-1500	-750
consum pt pompaj							500	0	469	0	78	0	78
Total producție netă	11379	9393	5318	12295	5674	13431	6620	12540	5937	14945	6391	15109	6790

9.3. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică

Volumul schimburilor de energie electrică variază permanent, în funcție de evoluția pe termen mai lung sau mai scurt ale pieței de energie electrică. În scenariile analizate, s-a luat în considerare un export la vârf de sarcină de 1000 MW pentru prima etapă de prognoză și valori mai mari, până la 1640 MW în 2023, în scenariul de referință.

În scenarii alternative, în care s-au considerat producții mai mari sau mai mici în centrale eoliene sau în grupuri termoelectrice față de scenariul de bază, s-au considerat valori modificate corespunzător, până la echilibrarea balanței.

9.4. Scenarii privind evoluția parcului de producție

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

Pentru perioada 2014 ÷ 2023, analiza dezvoltărilor 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 3245 MW putere netă disponibilă, dintre care 2263 MW până în 2018 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 reînnoțire un grup termoelectric de la Turceni și un grup nuclearelectric de la Cernavodă, însumând o putere netă disponibilă de 944 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 de arzătoare pentru reducerea emisiilor de NOx) și creșterea puterii disponibile a acestora. O parte vor fi redatate în exploatare în aceeași perioadă, alături de grupuri intrate în modernizare anterior, însumând o putere netă disponibilă preconizată de 1724 MW.

Programele menționate sunt o consecință a faptului că 80% din grupurile termoenergetice au durată de viață normală depășită. Până în prezent, s-au realizat reînnoțiri și/sau modernizări pentru grupuri termoelectrice din SEN, în special foarte puține grupuri sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care să le permit încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană. 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 6231 MW, exclusiv centralele bazate pe RES. Pentru cele din urmă, declarațiile

de intenție ale dezvoltatorilor de proiecte bazate pe RES depășesc de mai multe ori consumul la vârf de sarcină al rețelei.

Proiectele anunțate sunt însă incerte, în special în contextul în care există mai multe scenarii de reorganizare a sectorului de producție.

În această situație, au fost luate în considerare două scenarii de evoluție a parcului de producție:

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

S-au inclus grupurile centralei pe condensatie cu ciclu combinat Petrom Brazi: la 400 kV un grup TG cu $P_i=285,6$ MW și un grup TA $P_i=314,6$ MW, iar la 220 kV un grup TG cu $P_i=285,6$ MW, a căror instalare s-a finalizat în 2011.

- **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 9.4.1 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 condensatie (ciclu combinat pe gaze naturale și grupuri cu tehnologii curate pe huilă);
- grupuri cu turbine cu gaze cu recuperare de căldură, pe gaze naturale;
- grupuri noi eoliene, fotovoltaice și pe biomasă.

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

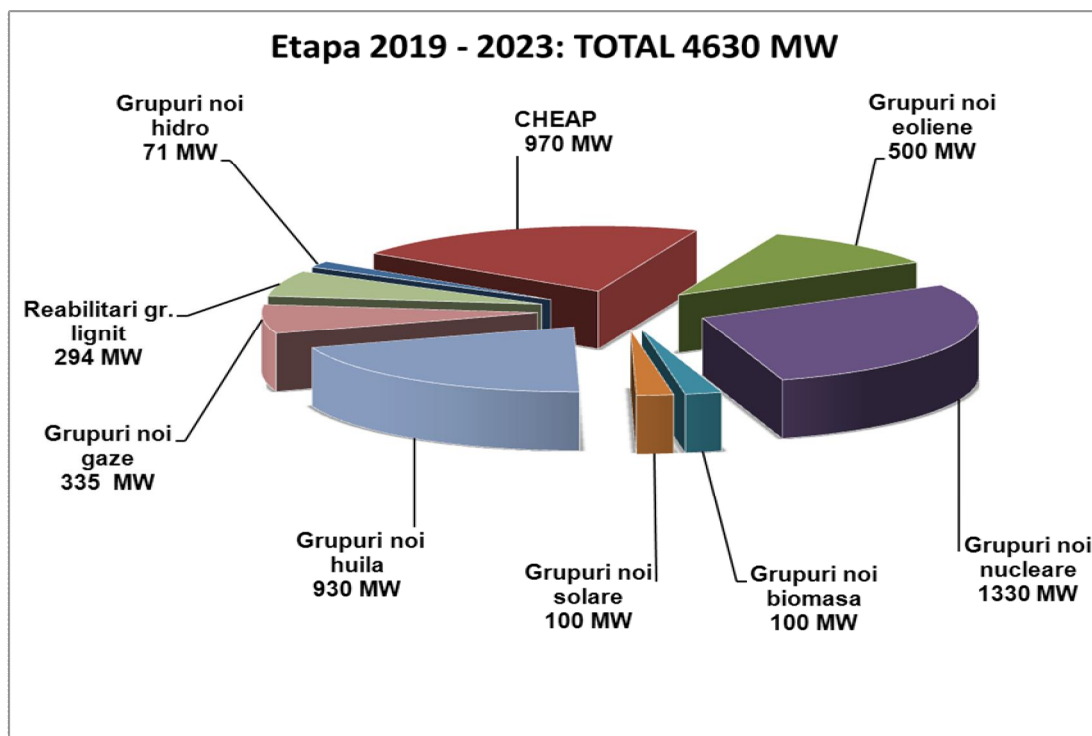
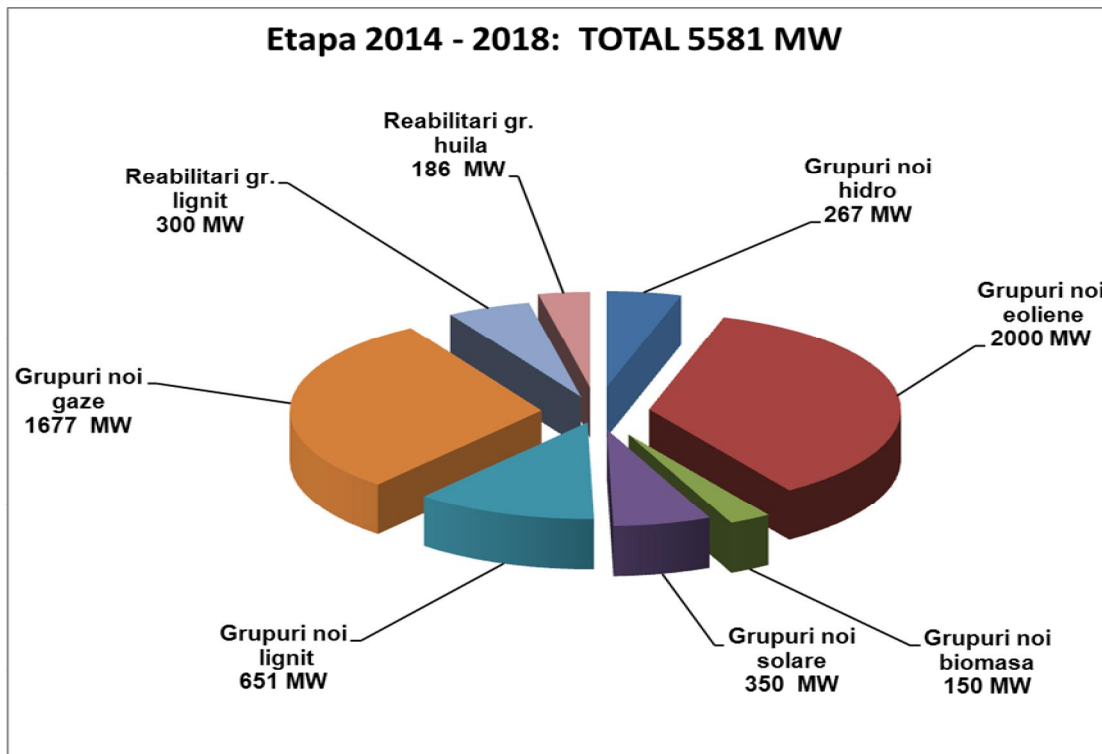


Fig.9.4.1 Program de reabilitare capacități de producție și instalare de capacități noi

Anexa C-2 (nu se public) prezint programele de reabilit ri, conserv ri, cas ri, ca i punerile în func iune de grupuri noi luate în considerare în scenariul de baz în vederea analiz rii necesit ilor de dezvoltare a RET, anul apari ei lor prezumate i puterea net disponibil prezumat .

Evolutia RES

Un element caracteristic etapei actuale este interesul mare pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: biomas , energia hidro în CHE cu puteri mici, solar i în special energia eolian .

Ca o consecin a stimulentele oferite de legisla ia în vigoare i în special de sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie instituit prin Legea 220/2008, modificat i completat prin Legea 139/2010, Ordonan a de urgen a Guvernului nr. 88/2011 i Legea 134/2012 pentru aprobarea acesteia, au fost depuse la Transelectrica i la operatorii de distribu ie un mare num r de solicit ri de avizare de solu ii de racordare la re ea de centrale eoliene, însumând, pân la sfâr itul lunii iulie 2013, circa 38.000 MW. În cea mai mare parte, aceste proiecte, numeroase racordate în re eaua de distribu ie, dar i un num r mare, cu puteri instalate de sute de MW fiecare, cu solu ii de racordare la RET, sunt localizate în Dobrogea, Moldova i în mai mic m sur Banat.

Legea nr. 220/2008 a fost modificat i completat cu prevederile OUG nr. 57/2013, vizând aplicarea schemei de promovare a RES i procesul de racordare la re elele electrice de interes public. Prin aceasta se amân par ial acordarea CV în func ie de tipul de RES (dup 01.04.2017 pentru MHC i CEF, respectiv 01.01.2018 pentru CEE), se introduc în procesul de racordare garan ii financiare al c ror quantum îl va stabili ANRE i se limiteaz volumul RES care beneficiaz de sistemul de promovare la nivelul capacit ilor instalate stabilite pentru fiecare an prin hot râre a Guvernului pe baza datelor reactualizate din PNAER.

Dup intrarea în vigoare a OUG nr. 57/2013, interesul investitorilor a fost moderat. Având în vedere cererea de consum din SEN, efortul investi ional implicat i evolu ia preconizat a pie ei de certificate verzi, este de a teptat s se concretizeze un procent relativ mic din num rul total de proiecte care au solicitat racordarea. Pentru a stabili necesit ile reale de transport în urm torii zece ani, trebuie inut seama de posibilit ile de echilibrare a balan ei produc ie-consum în SEN, înând seama de gradul de flexibilitate în func ionare, pentru urm rirea sarcinii, a grupurilor care formeaz parcul de produc ie.

Directivile Uniunii Europene care vizeaz combaterea modific rilor climatice i promovarea utiliz rii surselor regenerabile de energie au ca inte reducerea cu 20% fa de 1990 a emisiilor de gaze cu efect de ser , cre terea cu 20% a eficien ei i o pondere de 20% a energiei din surse regenerabile în consumul total de energie, la nivelul UE, pâna în 2020.

Participarea României la aceast foaie de parcurs este sus inut prin *Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie* (modificat i completat prin Legea 139/2010, OUG 88/2011, Legea 134/2012 i OUG nr. 57/2013), care a fixat inte na ionale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electric în anii 2010, 2015 i 2020 la 33%, 35% i, respectiv, 38%.

În *Planul național de acțiune pentru energie regenerabilă (PNAER)* elaborat de Guvern, sunt stabilite intervale naționale, a căror atingere va contribui la îndeplinirea obiectivelor fixate la nivelul UE prin pachetul legislativ adoptat în aprilie 2009. În Tabelul 5.7 b din acest document au fost prognozate valori pentru puterea instalată în centrale bazate pe tehnologii de producere a energiei electrice din resurse regenerabile, estimându-se pentru 2020 4000 MW instalată în centrale electrice eoliene.

La 1 decembrie 2013, puterea instalată în CEE totalizează 2507 MW, concentrați preponderent în zonele Dobrogea, Moldova și Banat, iar puterea instalată în centrale fotovoltaice totalizează 574 MW.

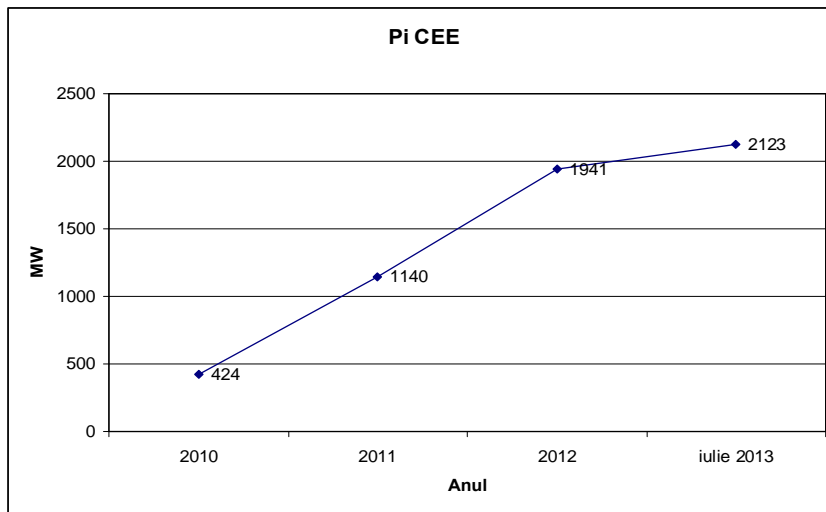


Fig. 9.4.2 Evoluția Pi în CEE

Se observă un trend de creștere rapidă a Pi în CEF pe perioade scurte de timp, ceea ce denotă viteza mare de realizare a CEF, dar și necesitatea de a fi considerate în analizele de rețea. Având în vedere dependența de radiația solară a Pg, CEF au fost considerate la palierul de sarcină vârf de dimineață-vară. Spre deosebire de CEE, CEF au soluții de racordare numai în rețeaua electrică de distribuție.

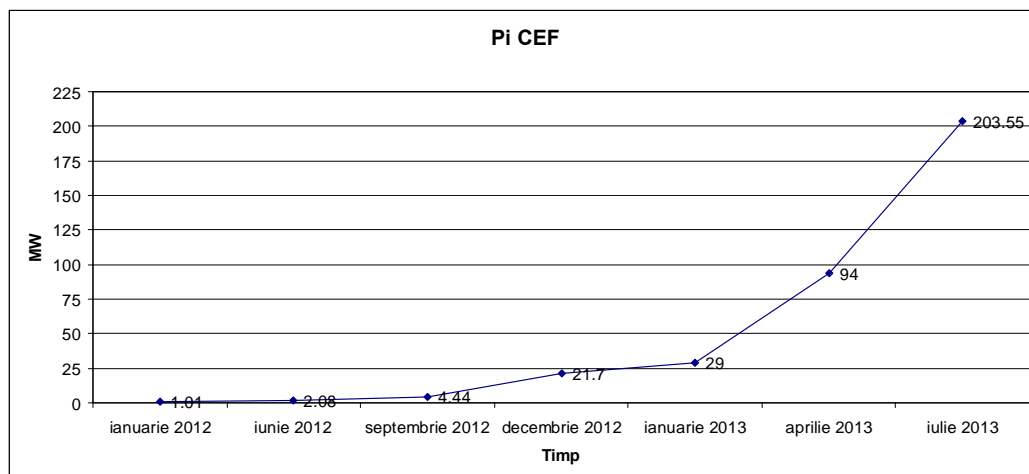


Fig. 9.4.3 Evoluția Pi în CEF

Tinând seama de cele de mai sus, 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: CEE Pi = 3200 MW, CEF Pi = 0 MW. La momentul elaborării modelelor pentru etapa 2014, Pi în CEF a fost nesemnificativ, integrarea lor fiind stabilită prin studiile de soluție de racordare;

- la etapa 2018: CEE Pi = 4000 MW, CEF Pi = 293 MW;

- la etapa 2023: CEE Pi = 4500 MW, CEF Pi = 320 MW.

Au fost analizate, din punct de vedere al influenței asupra necesităților de dezvoltare a RET, mai multe scenarii privind evoluția parcului de producție, incluzând:

- grupurile nucleare electrice 3 și 4 de la Cernavodă;
- CHEAP Tarnabă și Lupeni;
- volume diferite de puteri instalate în centrale eoliene, fotoelectrice, biomasă și biogaz în Dobrogea, Moldova și Banat;
- diferite ipoteze de export.

În cazul în care se vor instala puteri mai mari în centrale electrice eoliene, necesitățile de dezvoltare a rețelei vor fi mai mari, o influență decisivă având în acest sens localizarea geografică a noilor centrale. La momentul elaborării Planului incertitudinea asupra acestei evoluții este foarte mare.

9.5. Analiza adecvănței parcului de producție din SEN în perioada 2014-2018-2023

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 iarnă, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul 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, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sunt afectate de indisponibilități neplanificate sau de reduceri parțiale temporare sau definitive ale disponibilității, din diferite cauze.

De asemenea, trebuie menținut 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. Nu toate grupurile pot furniza rezervă rapidă, deoarece cea mai mare parte au un timp de pornire de la rece mare și viteze de încălzire mici.

După mobilizarea rezervei rapide, ea trebuie înlocuită treptat prin încălzirea rezervei teriare lente, astfel grupurile care o furnizează să poată fi utilizate la următorul incident.

Odată cu instalarea unui volum semnificativ de putere în centrale electrice eoliene, caracterizate prin dependența producției de viteza vântului, rezerva terțiară rapidă va trebui suplimentată pentru a compensa și imprecizia prognozei producției în aceste centrale.

Față de valoarea necesară rezultat conform celor de mai sus, este necesar să mai fie asigurată o capacitate de producție suplimentară liberă, pentru a face față, în cel puțin în 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.

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.

Adecvanța parcului de producție

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 anunțate 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 capacitatea de producție,

Scenariul de bază – „cea mai bună estimare” (B) - ia în considerare evoluția parcului de producție avut 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.

Tabel 9.5.1 Adecvan a parcului de productie din SEN ó
Scenariul conservator (A)

		REALIZARI								MW
		Dec. 2010	Dec. 2011	Dec. 2012	Dec. 2015	Dec. 2016	Dec. 2018	Dec. 2020	Dec. 2023	
5	Capacitatea de productie netă in SEN [5=1+2+3+4]	17054	17375	18581	19559	19361	19966	19824	19040	
1	centrale nucleare	1300	1300	1295	1295	1295	1295	1295	645	
2	centrale termoelectrice conventionale	9167	8900	9113	8634	7984	7724	7276	6797	
	Épe lignit	4134	4101	4007	3641	3347	2980	2980	2567	
	Épe huila	1325	1290	1167	1230	1051	1051	1051	1003	
	Épe gaze naturale	1065	1098	1673	1811	1718	2199	2255	2237	
	Éhidrocarburi	2642	2412	2267	1952	1869	1494	990	990	
3	resurse energetice regenerabile	501	1030	1970	3230	3590	4420	4660	5000	
	Éeoliene	479	1006	1946	3000	3300	4000	4200	4500	
	Éfotovoltaice	0	0	0	120	150	220	260	300	
	Ébiomasa	22	24	25	110	140	200	200	200	
4	centrale hidroelectrice	6087	6144	6202	6400	6492	6528	6593	6599	
	ÉCHEAP	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Putere indisponibilă totala	5107	4012	7453	8344	8662	9168	9560	9827	
	ÉPutere neutilizabil (Reduceri temporare+conservari)	1097	1053	3782	4529	4800	5330	5487	5738	
	ÉPutere in reparatie planificat	1211	1111	1276	1324	1310	1309	1295	1270	
	ÉPutere in reparatie accidental (dup avarie)	1324	468	1231	1327	1269	1246	1315	1356	
	ÉRezerva de putere pentru servicii de sistem	1476	1380	1164	1164	1283	1283	1463	1463	
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	11947	13363	11128	11215	10699	10799	10265	9213	
8	Consum intern net la varful de sarcina	8464	8267	8795	9480	9760	10380	10960	11790	
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	3483	5096	2333	1735	939	419	-695	-2577	
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-780	335	-800	-800	-800	-1000	-1200	-1500	

Tabel 9.5.2 Scenariul de baz (B)

		REALIZARI							
		MW							
		Dec. 2010	Dec. 2011	Dec. 2012	Dec. 2015	Dec. 2016	Dec. 2018	Dec. 2020	Dec. 2023
5	Capacitatea de producție netă în SEN [5=1+2+3+4]	17054	17375	18581	19639	19833	21681	25196	24678
1	centrale nucleare	1300	1300	1295	1295	1295	1295	2625	1975
2	centrale termoelectrice conventionale	9167	8900	9113	8634	8356	9308	10178	9885
	Épe lignit	4134	4101	4007	3641	3347	3590	3884	3471
	Épe huila	1325	1290	1167	1230	1051	1051	1981	1933
	Épe gaze naturale	1065	1098	1673	1811	2090	3229	3378	3546
	Éhidrocarburi	2642	2412	2267	1952	1869	1439	935	935
3	resurse energetice regenerabile	501	1030	1970	3310	3690	4550	4830	5250
	Éeoliene	479	1006	1946	3000	3300	4000	4200	4500
	Éfotovoltaice	0	0	0	200	250	350	390	450
	Ébiomasa	22	24	25	110	140	200	240	300
4	centrale hidroelectrice	6087	6144	6202	6400	6492	6528	7563	7569
	ÉCHEAP	0	0	0	0	0	0	970	970
6	Putere indisponibilă totală	5107	4012	7453	8424	8780	9377	9997	10296
	ÉPutere neutilizabil (Reduceri temporare+conservari)	1097	1053	3782	4609	4900	5460	5617	5888
	ÉPutere în reparatie planificat	1211	1111	1276	1324	1328	1388	1602	1589
	ÉPutere în reparatie accidental (dup avarie)	1324	468	1231	1327	1269	1246	1315	1356
	ÉRezerva de putere pentru servicii de sistem	1476	1380	1164	1164	1283	1283	1463	1463
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	11947	13363	11128	11215	11052	12304	15199	14382
8	Consum intern net la varful de sarcina	8464	8267	8795	9480	9760	10380	10960	11790
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	3483	5096	2333	1735	1292	1924	4239	2592
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-780	335	-800	-800	-800	-1000	-1200	-1500

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

- În Scenariul șconservatorö (A): În cazul în care se aplică programul de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice la atingerea duratei de viață sau datorită eficienței scăzute, fără să se realizeze investiții noi în sistem, excedentul de putere net disponibil în sistem scade sub 5% după 2015, ajungând la valori negative, ceea ce înseamnă rezervă insuficientă și risc crescut de deficit de putere în sistem.
- În Scenariul de bază (B): dacă se realizează toate punerile în funcțiune considerate în baza intențiilor declarate în Strategia națională (Anexa C-2), excedentul de putere net disponibil în sistem scade până la circa 6% în 2016, dar apoi, după punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 la Cernavodă, a CHEAP Tarnăveni și a unor grupuri termoelectrice mari, crește, astfel încât să se asigure valori în jur de 10%.

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

Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene și solare este limitată în decursul anului și producția lor nu este controlabilă așa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvării este neapărat necesară existența unui anumit volum de putere în centrale care să asigure durata de utilizare mică a puterii de vârf și controlabilitate corespunzătoare a parcului de producție în ansamblu.

Integrarea CEE în curba de sarcină impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență și pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor vitezei vântului, crescând semnificativ frecvența situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcină parțială sau să fie oprite și apoi repornite. Este deci necesară instalarea în sistem de centrale de vârf, deoarece acest mod de funcționare are implicații negative asupra costurilor de producție și duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în bază.

Analiza flexibilității parcului intern de producție și a disponibilității la import a sistemelor vecine arată că puterea instalată în CEE acceptabilă din punct de vedere al capacității de echilibrare a balanței producție-consum fără să periclită siguranța sistemului, pentru structura existentă și prognozată pe termen mediu a parcului de producție, este de ordinul 3000 MW (asociat cu instalarea de capacități de stocare a energiei, cum ar fi CHEAP de mare putere). Această concluzie a fost luată în considerare la elaborarea scenariilor de dimensionare rațională a rețelei.

9.6. Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – cazuri analizate pentru verificarea adecvării RET

Deoarece rețeaua de transport este descărcată și diferențele între scenariile de consum considerate se distribuie pe toată suprafața rețelei, s-a constatat că aceste diferențe nu influențează semnificativ 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 fac 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 consumatori, cu excepția zonei municipiului București, unde se prevede casarea până în 2017 a peste 640 MW, zonei de N-V a SEN, unde se prevede casarea a 280 MW la Luduș și a zonei Moldova, în scheme cu linii retrase din exploatare, în urma casării ultimului grup (TA 7 și 210 MW) 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.

La stabilirea ordinii de merit a grupurilor pentru acoperirea sarcinii, au fost analizate două scenarii pentru prețurile gazelor și carbunilor, dar participarea grupurilor la acoperirea sarcinii a rezultat aceeași.

Pentru costul emisiilor de CO₂, în scenariul de bază s-au considerat prețuri de 20 €/t din 2015 și 25 €/t din 2020. S-au evaluat și scenarii cu 50 €/t. Nu s-a considerat suficient de probabil un preț mult mai mare până în 2023, care ar fi putut conduce la înlocuirea centralelor pe carbuni cu centrale pe gaze.

În Anexa C3 (nu se publică) sunt prezentate încercările nete ale centralelor din SEN pentru acoperirea cererii (consum+sold), în cazul de bază corespunzător regimului mediu de bază (RMB) la palierele caracteristice, în anii de referință.

În regimurile medii de bază (RMB) s-a considerat în funcțiune 30% din puterea estimată ca instalată în CEE în etapa respectivă, localizat conform soluțiilor de racordare precizate în contractele și avizele tehnice de racordare.

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).

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

- numeroase variante privind localizarea și încercarea centralelor eoliene;
- scenarii suplimentare cu puteri mai mari instalate în CEE, conform solicitărilor care au contracte/ avize tehnice de racordare, în diferite locații.

În scenariile analizate au fost, de asemenea, considerate mai multe ipoteze de localizare a unor grupuri termoelectrice noi.

10. Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă

Pentru a evalua adecvarea RET și necesitățile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcționare în parametrii normativi, 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 din RET.

Calculările și analizele se realizează pentru scenariul de bază și pentru un număr rezonabil de scenarii alternative privind evoluția consumului, componența parcului de producție la diferite orizonturi de timp și încercarea centralelor pentru echilibrarea consumului și soldului de schimb cu sistemele vecine.

Rețeaua funcționează în prezent cu un grad scăzut de încărcare. În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în anumite zone ale reței și odată cu intensificarea schimburilor de energie electrică pe liniile de interconexiune din zona de vest și de est, rețeaua de transport din acele zone va fi foarte solicitată și nu va asigura în structura actuală criteriile tehnice normate și cerințele din Standardul de performanță al serviciilor de transport și de sistem.

Pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET, au fost elaborate mai multe studii [v. Bibliografie], care au verificat încadrarea regimurilor de funcționare a RET în condițiile normate, pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani). S-au analizat regimurile staționar, condițiile de stabilitate statică și tranzitorie, regimurile de scurtcircuit.

De asemenea, au fost avute în vedere concluziile studiilor de soluție de racordare elaborate la solicitarea utilizatorilor RET privind racordarea unor centrale noi și proiectele de creștere a capacității de interconexiune dezvoltate în cooperare cu operatorii de rețea vecini.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcționare:

- încărcarea 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.

Calculările s-au efectuat pe modele ale sistemului corespunzând scenariilor de evoluție a SEN considerate pentru perspectiva de cinci și zece ani, în scopul verificării adecvării rețelei și identificării necesităților de dezvoltare ale acesteia.

În ceea ce privește CEE noi, având în vedere numărul mare de solicitări, s-au modelat în funcțiune prioritar cele având contract de racordare, dar s-au efectuat și calcule suplimentare, pentru identificarea soluțiilor de racordare luând în considerare și CEE având ATR.

Calculule de verificare a 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), considerând funcționarea interconectată sincron cu sistemul european continental.

10.1. Analiza regimurilor staționare

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.

10.1.1. Analiza zonei Dobrogea s-a făcut pentru o putere instalată în CEE considerată în intervalul 3200 (Termen mediu) până la 4500 MW (Termen lung). S-au analizat RD, construit pornind de la RMB, fașă de care CEE au fost încărcate la circa 70% în zona Dobrogea.

Alte ipoteze privind capacități de producție noi în zonă :

- în CNE Cernavodă s-a considerat intrarea în funcțiune a una sau două unități suplimentare de 700 MW (de la orizontul de Termen Lung);
- în nodul Lacu Sărat 400kV s-a analizat ipoteza de evacuare a unei puteri corespunzătoare unui grup nou la Brăila, de 880 MW (la orizontul de Termen Mediu sau la orizontul de Termen Lung);
- pe platforma Galați s-a considerat și un scenariu cu instalarea unui grup nou de 400 MW;
- CEE din Moldova s-au considerat cu o producție de 100-500 MW;
- în Borzești s-a considerat un grup nou de 400 MW racordat la 220 kV (de la orizontul de Termen Mediu).

Termen mediu

În regimul cu N elemente în funcțiune, se constată faptul că nu există nici o depășire a curenților admisibili sau a benzilor admisibile de tensiune.

În regimurile cu $N-1$ și $N-2$ elemente în funcțiune la VSI, VDV și GNV nu este respectat criteriul obligatoriu $N-1$. S-au identificat suprasarcini pe LEA 220kV Lacu Sărat - Fileți și Barboși - Focani la deconectarea LEA 400kV Smârdan (Independența) și Gutina, și, la unele contingente, suprasarcini pe LEA 400kV Smârdan (Independența) și Gutina, Gura Ialomiței și București S.

De asemenea, la declanșarea uneia din cele două linii de interconexiune cu Bulgaria din Dobrogea (Varna sau Dobrudja), se poate atinge valoarea de declanșare prin automatizare de pe cealaltă, ceea ce poate conduce la extinderea avariei.

Este deci necesar, încă de la o producție suplimentară în central noi de circa 3000 MW în Dobrogea (CEE, CNE, Brîila, Galați; în funcție de localizarea exactă a centralelor și încărcarea centralelor în restul SEN, limita poate apare de la 2500 MW ó 3500 MW), întărirea capacității de transport a rețelei pentru evacuarea puterii spre centrele de consum și stocare.

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

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să permit eliminarea congestiilor pe direcțiile principale ale fluxurilor de putere între centrele de producție din estul țării și centrele de consum și stocare din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport:

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

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

- Racordarea în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea (Rahmanu)-Dobruja și Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stația 400 kV Rahmanu și Stupina;
- LEA 400 kV d.c. Smârdan ó Gutina (inițial cu un circuit echipat);
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă ó Stâlp, cu un circuit racordat intrare-ieșire în stația Gura Ialomiței și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA Stâlp-Teleajen-Brazi V, care a fost construit cu gabarit de 400 kV, dar funcționează la 220 kV;
- LEA 400 kV s.c. Suceava ó Gâdlin.

Pentru întărirea culoarului de legătură între Dobrogea și zona municipiului București, au fost analizate și alte soluții, dar LEA 400 kV d.c. Cernavodă ó 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 adecvate totodată și evacuării unor CEE și CHE preconizate în zona Vrancea și a centralei OMV Brazi (893 MW).

În ceea ce privește întărirea culoarului de legătură între Moldova și SEN spre vest, soluția de construire a LEA 400 kV Suceava ó Gâdlin corespunde și ca proiect corelat cu creșterea capacității de interconexiune cu Republica Moldova (ex.: prin LEA 400 kV Suceava ó Bili).

Valorile limitate ale capacității de transfer a RET depind de distribuția în teritoriul de producție. Astfel, în cazul în care se dorește evacuarea, la VSI, a unei puteri de 1000MW produse în CEE în Moldova, menținând în funcțiune la puterea maxim disponibilă CHE din Moldova, o producție de 880MW de la Brîila, dar fără a considera un grup nou de mare putere și la Galați, puterea produsă în CEE din Dobrogea nu poate depăși 1600MW. Puterea generată admisibilă în CEE din est, cu trei linii noi de 400kV în funcțiune, rezultă în acest caz în jur de 2600MW (1600MW în Dobrogea și 1000MW în Moldova).

Limitarea apare pe LEA 220kV Gheorghieni-Stejaru, înc de la schema N pentru GNV și (N-1) pentru GNV și VSI.

Valorile limit de mai sus sunt valabile până la finalizarea celor două uniti nucleare noi preconizate la Cernavod . Atunci când grupurile nucleare vor fi finalizate, trebuie avut în vedere faptul că limita se referă la suma producției în centralele din zonă .

Termen lung

Analiza regimurilor de funcționare pentru orizont de timp de 10 ani, în care se consideră creșterea puterii instalate în centralele din Dobrogea și Moldova, în special prin instalarea unităților 3 și 4 din CNE Cernavod 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 faptul că nu există nici o depășire a curenților admisibili sau a benzii admisibile de tensiune.

Criteriile obligatorii N-1 și N-2 elemente în funcțiune nu sunt respectate în toate scenariile de producție analizate, la palierele VSI și GNV. Principalele depășiri la mai multe contingențe sunt pe LEA 220kV Stejaru și Gheorghieni la VSI și la GNV; la GNV mai sunt depășiri de capacitate pe LEA 400kV Gutina și Brașov, Gura Ialomiței și București Sud, Brașov și Sibiu.

De asemenea, pentru anumite scenarii de producție simultană în Dobrogea, la GNV nu se pot obține soluții de calcul convergente la deconectarea LEA 400 kV Gutina și Brașov și la (N-2), la deconectarea LEA 400kV Cernavod și Pelicanu și Cernavod și Stâlp, semnaland necesitatea întreprinderii de evacuare din zonă .

În regimurile de dimensionare analizate, în ipoteza funcționării simultane cu centralele eoliene din estul țării, a unor grupuri mari clasice suplimentare în zonă (ex.: CTE Brila grupul nou de 880 MW, CET Galați 400 MW), a rezultat necesar cel puțin 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 instalată 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.

De asemenea, din calculele de regim a rezultat necesară LEA 400 kV Medgidia și Constanța N, care va crește siguranța alimentării consumatorilor din zona Constanța și litoralul din Tulcea și a evacuării producției din zonă . Întreprinderile propuse au fost verificate în regimuri de N și N-1 elemente în funcțiune.

Analiza de scenarii cu considerarea:

- unei puteri instalate de 1000MW în CEE racordate în zona limitrof Dobrogei din Bulgaria;
- import de 400MW din Moldova/ Ucraina prin Isaccea,

a evidențiat că întiririle RET identificate pentru etapa TM, la care se adaugă continuarea LEA 400 kV Cernavod -Stâlpuri până în Brașov, sunt suficiente.

10.1.2 Analiza zonei Moldova s-a făcut în RD, în care CEE au fost încercate la circa 350-600 MW în zona Moldova, respectiv 1000-1400 MW în zona Dobrogea și cu 30% P_{nom} în restul sistemului. S-a avut în vedere influența puternică a situației energetice din Dobrogea asupra regimurilor de funcționare a rețelei din Moldova.

Alte ipoteze privind capacități de producție noi în zonă:

- în Borzești s-a considerat, conform declarațiilor de intenții, un grup nou de 400MW racordat la 220 kV (de la orizontul de Termen Mediu);
- în CNE Cernavod s-a considerat intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 (de la orizontul de Termen Lung);
- în nodul Lacul Sărat 400kV s-a considerat racordat un grup de 880MW la Brăila (la orizontul de Termen Mediu sau Termen Lung); s-au considerat variante cu diferitele grupuri existente de 220MW din CTE Brăila în funcțiune;
- pe platforma Galați s-a considerat CET $2 \times 25\text{MW} + 1 \times 400\text{MW}$ (de la orizontul de Termen Mediu).

Termen mediu

În regim cu N elemente în funcțiune:

- la VSI și GNV nu apar depășiri de capacitate sau ale benzii de tensiune.

În regimuri cu (N-1) elemente în funcțiune, la deconectarea LEA 400kV Gutina -Brașov, atât la VSI (dacă se consideră în funcțiune grupul de 880 MW de la Brăila), cât și la GNV, apar depășiri de capacitate pe LEA 220kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele, în cazul funcționării grupului din Borzești (400 MW), simultan cu CEE încercate la aprox. 1600 MW în zona Dobrogea + Moldova.

Termen lung

În regim cu N elemente în funcțiune:

- la VSI nu apar suprasarcini de capacitate sau ale limitelor de tensiune;
- în regim de gol de sarcină, dacă se consideră în funcțiune grupul de 880 MW de la Brăila, apare depășirea capacității LEA 220kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele; aceste depășiri se elimină prin realizarea LEA 400kV Suceava-Gâdlin.

În regimuri cu (N-1) elemente în funcțiune

- la VSI sunt suprasarcini pe artera de 220kV Stejaru ó Gheorghieni ó Fântânele și pe AT 220/110kV Stejaru;
- la GNV sunt suprasarcini pe artera de 220kV Stejaru ó Gheorghieni ó Fântânele; dac se consider în funcțiune și centrala din Brila, se pot înregistra suprasarcini și pe LEA 400kV Gutina ó Braov și LEA 400kV Braov ó Sibiu.

LEA 400kV Suceava-G d lin elimin o parte din suprasarcinile pe LEA 220kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele, dar nu în toate situa iile. Congestiile se pot elimina prin înlocuirea conductoarelor acestei linii cu unele având o limita de înc rcare superioar .

10.1.3 Analiza zonei de Sud-Vest

Verificarea dimension rii s-a efectuat pentru un regim care, pornind de la RMB, a luat în considerare suplimentar CHE din zon la puterea maxim disponibil , CEE din zon (conform declara iilor de inten ie ale p r ilor interesate - putere instalat de cca. 1000 MW) cu o produc ie 70% Pi (fa de 30% Pi în RMB) și cu CTE Turceni la maximum.

Analizele s-au efectuat considerând finalizate LEA 400 kV nou Por ile de Fier ó Re ia, sta ia de 400/220 kV Re ia și LEA 400 kV Re ia ó Pancevo, la care se adaug pe termen lung trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Re ia ó Timi oara ó Arad.

Pe termen mediu, la N-1 elemente în funcțiune apar:

- dep iri de capacitate pe AT 400/220kV Por ile de Fier la declan area unuia din cele trei în funcțiune, în regim maxim de func ionare a amenaj rii CHE Por ile de Fier;
- dep iri de capacitate pe un circuit al LEA 220kV Re ia-Timi oara, la declan area celuiilalt;
- la declan area LEA 400 kV ân reni-Ureche ti, suprasarcini pe AT 400/220 kV Ureche ti.

Pe termen lung, la N-1 elemente în funcțiune apar:

- dep iri de capacitate pe AT 400/220kV Por ile de Fier la declan area unuia din cele trei în funcțiune, în regim maxim de func ionare a amenaj rii CHE Por ile de Fier;
- la GNV, la declan area LEA 400kV Re ia ó Timi oara, suprasarcini pe liniile de 220kV din zona Ureche ti ó Tg. Jiu ó Paro eni ó Baru Mare ó H dat;
- la GNV, la declan area LEA 400 kV ân reni-Ureche ti, suprasarcini pe AT 400/220 kV Ureche ti (în func ie și de produc ia din CTE Rovinari).

La etapele analizate, din regimul de dimensionare a rezultat:

- necesitatea unui al patrulea AT 400/220kV, 500MVA în stația Porțile de Fier 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.

10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord

Analiza a avut în vedere punerea în funcțiune, în etapa de termen lung, a CHEAP Tarnița 1000 MW, cu funcționare în regim de surse 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. Gărdlin-Cluj Est - Tarnița,

este corespunzătoare.

Atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, în scenariile în care nu este în funcțiune centrala Luduș se înregistrează o hidraulicitate scăzută, astfel că CHE din Transilvania de Nord sunt oprite, rezultatul nu este satisfăcător criteriul N-1, capacitatea transformatoarelor de injecție de la 400 kV spre 220 sau 110 kV fiind insuficientă. Aceste congestii se pot elimina prin instalarea a 1-2 transformatoare suplimentare în Cluj Est/Iernut.

10.1.5 Analiza privind alimentarea municipiului București

Regimul actual de funcționare a rețelei de alimentare a municipiului București este 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;
- Consumul alimentat din stația Fundeni de 10 kV este în creștere și a atins deja 38 MVA, criteriul N-1 nemaifiind îndeplinit în permanență;
- În timpul verii, în cazul unor retrageri în RED (liniile de 110 kV din zona Domnești-Grozvești), pot apărea congestii;
- În ipoteza opririi centralelor București Sud, Progresu, Grozvești, la VDV, criteriul N-1 nu este satisfăcător și apar suprasarcini, la declanșarea unuia din AT 400/220 kV, AT 220/110 kV, T 400/110 kV Domnești, la declanșarea unui alt AT/T din aceeași stație.

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

Au rezultat necesare realizarea unor noi injecții de putere din RET spre rețeaua de distribuție a orașului București și întărirea rețelei de distribuție astfel încât să fie posibil preluarea consumului de pe o zonă pe alta. Se vor evita, astfel, 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 (înănd cont de programele de opriri totale pentru termoficare în sezonul de vară).

Soluțiile de dezvoltare a RET în perspectivă sunt:

- Recondiționarea LEA 220 kV d.c. București și Fundeni;
- Realizarea inelului de 400 kV și a unor injecții de 400 kV tip racord adânc;
- Înlocuirea T3 și T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV 40 MVA în stația electrică Fundeni.

10.2. Gradul de încărcare a elementelor RET

În regimurile staționare medii de bază, fluxurile de putere pe elementele RET se situează sub limitele termice. Gradul de utilizare a RET este scăzut în RMB față de capacitatea de transport la limită termică a elementelor componente.

Trebuie avut în vedere, însă, faptul că, în exploatare, regimurile de funcționare se pot îndepărta semnificativ de RMB, ca urmare a 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, este obligatorie o rezervă, deoarece elementele RET trebuie să poată prelua în orice moment sarcina suplimentară, în cazul declanșării oricărui element din SEN: linie, transformator, grup sau consumator.

10.3. Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive.

Din studiile efectuate, a rezultat faptul că valorile tensiunilor în noduri se înscriu în limitele normate conform Codului Tehnic al RET și cuprinse în Tabelul 10.3.

Tabelul 10.3 [kV]

Tens. nominal	Marja de variație normat
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.

Studiul dedicat analizei pe termen mediu a capacității de reglaj al tensiunii [16] nu a indicat necesitatea unor noi instalații în RET pe termen mediu.

10.4. Pierderi de putere în RET, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină

Valorile obținute din calcule pentru pierderile de putere activă, în regimuri medii de bază cu toate elementele de rețea în funcțiune, la palierele caracteristice de sarcină, au rezultat între 150-200 MW.

Pierderile în diferite regimuri de funcționare pot varia mult față de cele calculate pentru regimurile medii, în special ca urmare a modificării încălzirii centralelor. Astfel, în intervalele cu producție mare în CEE din Dobrogea sau/ în Moldova, pierderile vor crește foarte mult, datorită concentrării producției departe de zonele principale de consum.

Pentru reducerea pierderilor în RET sunt avute în vedere următoarele măsuri:

- înlocuirea bobinelor de compensare uzate moral, cu pierderi mari;
- înlocuire unităților de transformare vechi, cu pierderi mari;
- utilizarea configurației și secțiunii optime a conductoarelor active la LEA 400 kV (ex.: trecerea de la 2x450 mm² la 3x300 mm² / 3x450 mm²) pentru reducerea pierderilor corona, respectiv pierderilor Joule;
- reducerea duratei de retragere din exploatare a elementelor de rețea.

10.5. Solicitățile 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 din SEN, sunt, de regulă, următoarele:

- la tensiunea de 400 kV: 31,5 ó 50 kA (20 ó 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).

Termen mediu

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 Vest 110 kV, $I_{2p} = 35,8$ kA.

Valorile curenților de scurtcircuit calculate au fost comparate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor din stațiile electrice analizate. În urma acestei analize, pe termen mediu au fost estimate depășiri ale plafonului de rupere al întreruptoarelor din următoarele stații electrice:

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

Termen lung

Calculule efectuate au 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, au rezultat depășiri ale plafonului de rupere al întreruptoarelor din următoarele stații electrice:

- o Domnesti 110 kV ($I_r = 40$ kA), $I_1 = 40,8$ kA, $I_{2p} = 42,2$ kA;
- o Grozavesti 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, au fost reținute următoarele aspecte:

- Stația Mintia 220 kV, aflat în curs de re tehnologizare, a fost proiectat pentru o valoare a curentului de rupere de 40 kA, o astfel de echipare fiind justificata din perspectiva curentilor maximali de scurtcircuit atât pe termen mediu ($I_{2p} = 35,0$ kA), cât și pe termen lung ($I_{2p} = 33,2$ kA);
- Pentru stația Domnesti 110 kV, s-a considerat o valoare a curentului de rupere de 40 kA, o astfel de echipare fiind justificata din perspectiva curentilor maximali de scurtcircuit pe termen mediu ($I_1 = 32,0$ kA, $I_{2p} = 34,1$ kA). Cu toate acestea se remarca faptul ca pe termen lung este necesara functionarea restrictionata în stația 110 kV Domnesti (cuple deschise), functionarea în configuratie ó cuple închise ó conducând la depasirea plafonului de 40 kA ($I_1 = 40,8$ kA, $I_{2p} = 42,2$ kA);
- Este necesara re tehnologizarea statiilor 110 kV Medgidia Sud, respectiv Tulcea Vest, valoarea presupusa a curentului de rupere din aceste statii (31,5 kA) fiind depasita atât pe termen mediu, cât și pe termen lung;
- Este necesara re tehnologizarea statiilor 110 kV Grozavesti, respectiv Pipera, pe termen lung fiind depășit valoarea preconizata a curentului de rupere din aceste statii (31,5 kA). În stația 110 kV Pipera este suficient considerarea unui curent de rupere al echipamentului de comutatie de 40 kA ($I_1 = 31,7$ kA, $I_{2p} = 32,3$ kA). Pe de alta parte în stația 110 kV Grozavesti trebuie avuta 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 restrictionarea functionarii în aceasta stație (cupla deschisa).

10.6. Verificarea RET la condiții de stabilitate statică

10.6.1. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen mediu

Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie s-a făcut prin studii dedicate [5], [29]. Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei seciuni caracteristice a SEN, pe termen mediu, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 10.5:

Tabelul 10.5 ó Excedent/Deficit în seciunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Seciunea caracteristic	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	1544
S2	Deficitar	531
S3	Excedentar	746
S4	Deficitar	650
S5	Deficitar	423
S6	Excedentar	1169

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin seciunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D ó tabelele 1.1 - 1.6.

10.6.2. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen lung

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei seciuni caracteristice a SEN, pe termen lung, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 10.6:

Tabelul 10.6 Excedent/Deficit în seciunile caracteristice ale SEN, etapa TL [MW]

Seciunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung
S1	Excedentar	1272
S2	Deficitar	313
S3	Excedentar	2000
S4	Deficitar	398
S5	Deficitar	488
S6	Excedentar	2487

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin seciunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D în tabelele 2.1 - 2.6.

Pentru fiecare dintre seciunile 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 10.7:

Tabelul 10.7 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în seciunile caracteristice - RMB

Seciunea	Termen mediu		Termen lung	
	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 10.7 pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staționar mediu de bază:

- Seciunea S2 (Est-Vest) prezintă cea mai mare rezervă de stabilitate pentru ambele etape de analiză, atât în configurație N, cât și în configurație N-1;
- În configurație completă de funcționare (N elemente în funcțiune) seciunea S4 (Ardealul de Nord) prezintă cea mai scăzută rezervă de stabilitate atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, dar și cele mai puține incertitudini privind evoluția;
- Pe termen mediu, în configurație N-1, seciunea S5 nu prezintă rezervă de stabilitate în regimul mediu de bază, deci retragerea din exploatare a unei linii din

seciunea se poate face numai în anumite perioade de consum suficient de mic sau cu încărcarea suplimentară a unor centrale din zonă. Pe termen mediu, apariția în seciunea S5 a unei noi LEA 400 kV d.c. Gutina - Smâran ar conduce la existența unei rezerve de stabilitate în această seciune, în configurație N-1, de aproximativ 360 MW.

- Seciunea S6 (Dobrogea) prezintă o îmbunătățire semnificativă a rezervei de stabilitate de la etapa de termen mediu la etapa de termen lung (creșterea de 32 % în configurație N respectiv de 43 % în configurație N-1). Trebuie menționat însă că rezerva de stabilitate a seciunii S6 prezentate, corespunde unei puteri generate din surse eoliene în interiorul acestei seciuni, pe termen lung, de numai 990 MW (CEE sunt considerate încărcate la 30% P_i); valori mai mari ale producției în zonă se pot admite numai până la limita unei încărcări suplimentare care să nu depășească rezervele calculate pentru seciune, conform tabelului 10.7.
- Seciunile S4 și S5 prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim admisibile în seciune atât pe termen mediu, cât și la pe termen lung, fiind demonstrată necesitatea întinerii fiecăreia dintre aceste seciuni. În acest sens, întinerirea rețelei electrice de transport prin întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est și Nord-Vest a SEN (LEA 400 kV Gădlin - Suceava) este benefic în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru seciunile S4 și S5, cât și pentru seciunea 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, eventual S5) vor fi mai încărcate, rezervele suplimentare se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

10.7. 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 rețehnologizării 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 rețehnologizării 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 protecție, 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 protecție și automatizări, asigurare teletransmisiei, stabilirea seturilor 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 acoperit de Planul de dezvoltare, s-a realizat un set de calcule, cu scopul de a oferi o imagine asupra aspectelor semnificative ale funcționării sigure și stabile a SEN și de a identifica eventuale probleme majore, a căror rezolvare trebuie pregătit din timp, prin analize mai exacte și detaliate. În aceste calcule, pentru verificarea stabilității tranzitorii la scurtcircuite pe liniile RET, în regimuri staționare caracterizate prin rezervă normată de stabilitate statică, s-a utilizat în calcule o durată acoperitoare de eliminare a defectelor - referință de lucru - de 400ms (semnificativ mai mare decât timpii reali). 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 automatizate, de 130ms. S-a avut 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 ($t = t_{\text{emisie TP}} + t_{\text{propriu protecție}} + t_{\text{întrerupător}} = 20 \text{ ms} + 30 \text{ ms} + 80 \text{ ms} = 130 \text{ ms}$).

Termen mediu

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile potențial periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 706,5 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 4 \times 330 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 4 \times 330 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 194,4 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 4 \times 210 \text{ MW} + 1 \times 235 \text{ MW}$;
- CTE Ialomița, $P_i = 2 \times 315 \text{ MW}$;
- CCCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 290 \text{ MW} + 1 \times 313 \text{ MW}$.

Analizele efectuate nu au pus în evidență 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).

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminarea 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 10.8:

Tabelul 10.8 – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor, termen mediu

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t_{stabil}	t_{instabil}		[ms]	[%]	
	[ms]	[ms]	[ms]	[%]		
Cernavodă 400	269	278	130	139	52	G1,G2

kV						
ân reni 400 kV	278	287	130	148	53	G3,G4,G5, G6
Ureche ti 400 kV	231	241	130	101	44	G6
Por ile de Fier 220 kV	166	175	130	36	22	G1,G3
Mintia 220 kV	212	222	130	82	39	G2,G5
I alni a 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

¹⁾ TCED ó Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED ó Durat eliminare defect, ³⁾ RS ó Rezerv de stabilitate

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limita a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilit ii tranzitorii (termen mediu), situa iile periculoase ce pot apare în func ionarea SEN atunci când sec iunile caracteristice sunt înc rcate în apropierea limitelor de stabilitate static cu rezerv normat . inând seama de limitele admisibile ale circula iilor prin sec iuni din punct de vedere al stabilit ii statice, au fost analizate cele ase sec iuni caracteristice ale SEN în urm toarele condi ii:

- Sec iunea S1, excedent, $P_{8\%} = 3770$ MW;
- Sec iunea S2, deficit, $P_{8\%} = 3737$ MW;
- Sec iunea S3, excedent, $P_{8\%} = 2928$ MW;
- Sec iunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1269$ MW;
- Sec iunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1246$ MW;
- Sec iunea S6, excedent, $P_{8\%} = 3082$ MW;

Analizele efectuate au permis eviden ierea urm toarelor aspecte:

- În cazul scurtcircuitelor trifazate permanente eliminate, în urma ac ion rii corecte a protec iilor i întrerup toarelor, prin deconectarea elementului afectat de defect (pentru fiecare sec iune caracteristic au fost analizate 344 de cazuri distincte), se poate concluziona c majoritatea cazurilor analizate nu prezint risc de pierdere a stabilit ii tranzitorii în fiecare sec iune caracteristic fiind îns identificate o serie de incidente care se impun a fi eliminate sub 400 ms (durat eliminare defect aleas ca referin).
- În cazul scurtcircuitelor monofazate tranzitorii eliminate prin ac ionarea corect a dispozitivelor RAR (pentru fiecare sec iune caracteristic au fost analizate 344 cazuri distincte) nu au fost identificate situa ii periculoase care s conduc la pierderea stabilit ii tranzitorii.

Termen lung

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii (termen lung) 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 + 1×235 MW;
- CTE Ialomița, $P_i = 2 \times 315$ MW;
- CCCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 290$ MW + 1×313 MW;
- CHE Tarnița, $P_i = 4 \times 250$ MW.

Analizele efectuate au scos în evidență, similar analizelor de la etapa pe termen mediu, 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 asociați regulatorului PSS3B).

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 10.9:

Tabelul 10.9 – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor, termen lung

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}		[ms]	[%]	
	[ms]					
Cernavodă 400 kV	222	231	130	92	41	G1,G2,G3,G4
În rețea 400 kV	259	269	130	129	50	G3,G4,G5,G6
Urecheți 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
Ialomița 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
Tarnița 400 kV	194	203	130	64	33	G1,G2,G3,G4

¹⁾ TCED ó Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED ó Durată eliminare defect, ³⁾ RS ó Rezervă de stabilitate

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limita a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate din punct de vedere al stabilității tranzitorii (termen lung), situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată, înănd 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, $P_{8\%} = 5120$ 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 de eliminare defect aleasă ca referință).
- 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.

10.8. Concluzii privind regimurile de funcționare a RET în perspectivă

Analiza regimurilor de funcționare a RET a identificat necesitatea întăririi acesteia, în vederea asigurării calității normate a serviciului în ipotezele de evoluție a SEN preconizate.

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

Este necesară, încă de la o producție suplimentară în centrale noi de circa 3000 MW în Dobrogea (CEE, CNE, Brăila, Galați) întărirea capacității de transport a rețelei pentru evacuarea puterii spre centrele de consum și stocare. În funcție de localizarea exactă a proiectelor de centrale care se vor materializa și de încărcarea centralelor în restul SEN, necesitatea poate apărea de la o valoare 2500 MW / 3500 MW.

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să permit eliminarea congestiilor pe direcțiile principale ale fluxurilor de putere între centrele de producție din estul țării și centrele de consum și stocare din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport:

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

Au fost identificate câteva proiecte posibile, a căror adecvare la scopul urmărit a fost verificat prin mai multe studii de sistem, în mai multe scenarii de evoluție a SEN pe termen mediu și lung:

- Racordare în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea (Rahmanu)-Dobrudja și Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stația 400 kV Rahmanu și Stupina;
- LEA 400 kV d.c. Smârdan și Gutina;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă și Stâlpul, cu un circuit racordat în stația Gura Ialomiței și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA funcționând la 220 kV Stâlpul-Teleajen-Brazi V;
- LEA 400 kV s.c. Suceava și Gârlă;
- LEA 400 kV Medgidia Sud și Constanța Nord; deoarece extinderea stației Constanța N nu este posibil, se are în vedere și construirea în viitor a unei stații noi 400/110 kV, care va prelua o parte din consumul în creștere din zona litoralului Mării Negre și va permite racordarea de noi utilizatori;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni și LEA 220 kV Gheorghieni-Fântânele, prin înlocuirea conductoarelor;
- Pentru peste 1000MW racordarea în rețeaua de 110kV din zona Medgidia-Basarabi-Constanța, este necesar să se instaleze al treilea transformator 400/110kV 250MVA în stația Medgidia Sud; acesta va permite creșterea capacității de evacuare a unei puteri instalate în centrale noi în zona respectiv până la 1280MW, în scheme N și N-1;
- În cazul racordării unui grup suplimentar de cca 800 MW (ex.: Galați), este necesar încă o LEA 400 kV de evacuare din Dobrogea spre București.

Este necesară înlocuirea echipamentului stațiilor 110 kV Medgidia Sud, respectiv Tulcea Vest, deoarece puterea de rupere a echipamentului de comutație din aceste stații (31,5 kA) va fi depășită atât pe termen mediu, cât și pe termen lung.

Din analizele de stabilitate statică a rezultat că, pe termen mediu (fără linii noi, dar cu racordare în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Rahmanu-Dobrudja și Stupina-Varna), diferența între puterea admisibilă și excedentul inițial al S6 (Dobrogea) este 1913MW pentru RMB, fără întărirea rețelei. În RMB au fost considerate CEE cu producție de 694MW. Rezultă că, fără întărirea, nu se pot evacua, respectând rezerva normată de stabilitate, decât 2607MW (1913MW+694MW) produși, de exemplu, în CEE, valoare care poate corespunde unei puteri instalate în CEE de 3700MW la un grad de încărcare de 70%. Dacă se presupune că, pentru acoperirea cererii, funcționează suplimentar un grup de mare capacitate la Brila sau Galați, trebuie avut în vedere faptul că producția admisibilă totală în zona excedentară include și capacitatea acestui grup.

Pe termen lung, diferența între puterea admisibilă și excedentul inițial al S6 (Dobrogea) a rezultat în studiu 2633MW pentru rețeaua înțrită cu:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan ó Gutina ;
- LEA 400 kV d.c. Cernavod ó Stâlp (un circuit racordat intrare-ieire în Gura Ialomi ei), 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, din punct de vedere al stabilității statice, se pot evacua 3463MW (2633MW+830MW) produși în CEE, valoare care corespunde unei puteri instalate în CEE de aproape 5000 MW funcționând la 70%. Nu s-au considerat în funcțiune în acest caz grupuri noi la Brila (880MW) și Galați (400/ 800) MW.

Necesități de întărire a RET, corelat cu insuficiența producției în zone deficitare

Din analizele de stabilitate statică rezultă ca secțiunile S4 (Transilvania de N-V) și S5 (Moldova) prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim admisibile în secțiune atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, 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 benefic în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5 cât și pentru secțiunea S3.

Au fost identificate și câteva zone cu probleme locale de siguranță alimentării consumului, unde trebuie instalate capacități suplimentare de injecție din rețeaua de 400 kV spre rețeaua de tensiune inferioară (Iernut, Cluj, Brazi, Sibiu).

Necesități de întărire a RET, pentru creșterea capacității de schimb transfrontalier la granița de vest a țării și pentru transportul excedentului de producție din zona Porțile de Fier – Reșița spre centrele de consum

Pentru a asigura creșterea capacității de schimb cu Serbia și vestul Europei și evacuarea puterii din centralele eoliene și amenajările hidroelectrice din zona Porțile de Fier ó Reșița, este necesară întărirea rețelei de transport pe axul de vest (Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad). Ca soluții de întărirea rețelei de transport, s-au identificat ca oportune următoarele investiții:

- LEA 400 kV Reșița ó Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier ó Reșița;
- Stația 400 kV Reșița;
- mărirea capacității LEA 220kV d.c. Reșița-Timișoara-Arad prin trecerea la 400kV
- alăturarea AT 400/220kV, 500 MVA în stația Porțile de Fier sau racordarea la 400 kV a două grupuri din CHE Porțile de Fier I, racordate în prezent la 220 kV.

Necesități de întărire a RET, corelat cu scăderea producției și creșterea consumului în municipiul București

Pentru asigurarea alimentării în condiții de siguranță, pe termen lung, a municipiului București, a rezultat oportuna realizarea unor noi injectii de putere din RET spre rețeaua de distribuție a orașului București și întărirea rețelei de distribuție astfel încât să fie posibil preluarea consumului de pe o zonă pe altă. Din analize, au rezultat ca oportune următoarele proiecte:

- Realizarea inelului de 400 kV și a unor injectii de 400 kV tip racord adânc;
- Recondiționarea LEA 220 kV d.c. București S ó Fundeni.

În cazul în care se vor realiza liniile de 400 kV București Sud ó Pipera și Domnești ó Grozavești, este necesară rețehnologizarea stațiilor 110 kV Grozavești, respectiv Pipera, pe termen lung fiind depășită valoarea curentului de rupere a echipamentului existent din aceste stații (31,5 kA). În stația 110 kV Pipera a rezultat suficient un curent de rupere al echipamentului de comutație de 40 kA ($I_1 = 31,7$ kA, $I_2p = 32,3$ kA). 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).

În cadrul analizelor de stabilitate tranzitorie, s-a constatat situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secunlele caracteristice sunt încercate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată.

Analizele de stabilitate tranzitorie nu au pus în evidență potențiale situații periculoase cu excepția unui singur caz: evacuarea puterii generate în CTE Rovinari, ceea ce face necesară schimbarea setului de parametri asociați dispozitivelor PSS cu care sunt echipate grupurile generatoare (în locul setului 1 se utilizează setul 2 de parametri asociați regulatorului PSS3B).

Calculul indicatorilor nodali de siguranță arată următoarele:

- Rețehnologizarea stațiilor conduce la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță 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 acestea.
- Pentru stațiile rețehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a renunțat la bara de transfer, 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.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate.

11. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani

11.1. Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET

11.1.1. Aspecte generale privind activitatea de mentenanță – componentă a Managementului Activelor

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția Transelectrica de management al activelor și este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia.

Conform cerințelor ANRE, activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM), care realizează: planificarea activității, introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a activității.

PAM înglobează și menține toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță - asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea, actualizarea acestor documente, în funcție de necesități.

Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din Transelectrica 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, în special:

- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat cu Ordinul ANRE nr. 35/2002;
- Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice și aprobat cu Ordinul ANRE nr.17/2007;
- NTE 010/2011/00 și Regulament pentru executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110 și 750 kV;
- Regulamentul de mentenanță preventiv la instalațiile și echipamentele din RET și NTI și TEL și R600162012-02;
- Planul de dezvoltare a RET;
- Planul de Afaceri al CNTEE și Transelectrica S.A.;
- Alte reglementări specifice.

Starea tehnică 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 / modernizare, dezvoltare)* a instalațiilor RET.

Programele acțiunilor de mentenanță preventiv se stabilesc corelat cu *programele de investiții (re tehnologizare / modernizare, dezvoltare)*, atât la nivelul stațiilor electrice,

cât și al liniilor electrice, 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 șMaster Planö, 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 adugarea 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 Transelectrica-S.A.

Noua abordare a activității de mentenanță impune 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 preventiv - planificat (prin stabilirea, fundamentat pe diferite criterii, a frecvenței și a inutului acestora);
- 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, direcționat 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, în special 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 a personalului operațional din stații, pe măsură ce se introduc sistemele moderne de teleconducere, concomitent cu stabilirea și punerea în practică a unor structuri organizatorice de intervenție operativ 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/modernizate.

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.

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 planificate) 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 Întrerupere (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 următoare, în care urmează să se implementeze și urmări aplicarea unei strategii de mentenanță actualizate.

Principiile strategiei de mentenanță aplicate în cadrul CNTEE și 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 și sănătate ocupatională;
- Asigurarea unui stoc de echipamente de securitate și intervenție ce vor fi introduse în MIS.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanță s-a elaborat ca normă specifică, internă, Regulamentul de mentenanță preventiv la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2012-02).

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 faciliteze de control al calității acestora, s-a creat o bază de date specifică 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, urmărirea cheltuielilor, gestionării aparaturii 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/serviciilor.

În CNTEE șTranselectrica-SAö se efectueaz , dup caz, servicii/ lucr ri de mentenan :

- corectiv - dup detectarea defect rii, incluzând toate ac iunile destinate repunerii unei instala ii în starea care-i permite s - i îndeplineasc func ia specificat ;

- preventiv - profilactic , pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilit ii de defectare sau degrad rii, urm rindu-se ob inerea unui echilibru corespunz tor între aceste activit i, în func ie de influen a diferitelor categorii de ansambluri func ionale / sisteme, instala ii, structuri, componente asupra obiectivelor propuse în cadrul RET:

- ♦ siguran în func ionare,
- ♦ disponibilitate,
- ♦ eficien .

In cadrul programelor, serviciile / lucr rile de mentenan preventiv se încadreaz pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4), care reprezint gradul de complexitate al con inutului acestora, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori / executan i etc.

Nivelurile 1 i 2 reprezint servicii încadrate în categoria de **mentenanță minoră** (de regul inspec ii tehnice i revizii tehnice).

Nivelurile 3 i 4 reprezint lucr ri de **mentenanță majoră** (de regul repara ii curente i capitale).

Mentenan a **preventivă** este bazat , dup caz, pe:

→ **timp** (în cazul mentenan ei minore ó inspec ii, revizii tehnice), prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenan preventiv la instala iile i echipamentele din RET) în func ie de categoria lor, tensiunea i de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în func ie de stare, respectiv, dup caz, de condi iile locale, specifice i de importan .

→ **stare**, în func ie de condi ia tehnic a echipamentelor / instala iilor, determinat prin diferite procedee.

Fundamentarea programului de mentenan se face în mod diferen iat pentru fiecare ansamblu func ional, cu aplicarea principiilor de Mentenan Bazat pe Fiabilitate ó MBF (Reliability Centred Maintenance - RCM) - metodologie care poate servi i la orientarea unor propuneri asupra necesarului de noi investi ii. În cadrul metodologiei se cuantific i se conjug rezultatele privind *starea tehnică* a ansamblurilor func ionale i *importanța* acestora din punct de vedere al siguran ei în func ionare în cadrul SEN.

Pentru programarea i planificarea lucr rilor / serviciilor, având în vedere priorit ile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de perspectiv (pe termen mediu i lung) i pe termen scurt, urm rindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ine eviden a costurilor / volumelor planificate i realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru și determinarea oportunității acțiunilor utilizând lucrul sub tensiune (LST) se analizează comparativ costurile, luând în considerare și componentele determinate de consumul propriu tehnologic și congestii.

În conformitate cu principiile și criteriile enunțate, implementarea strategiei de mentenanță și elaborarea Programului de mentenanță se face parcurgând următorii pași:

- Generarea și structurarea Programului de mentenanță în conformitate cu strategia Companiei;
- Definitivarea Programului anual de retrageri din exploatare și a Programului anual de LST, corelat cu programele anuale de mentenanță și investiții;
- Stabilirea bugetului de mentenanță, pe baza programelor întocmite;
- Achiziția și contractarea serviciilor / lucrărilor de mentenanță în conformitate cu legislația în vigoare și criteriile de selecție riguroase proprii C.N.T.E.E. ȘTranselectricaö-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 ȘTranselectricaö-SA.

Există situații în care este necesară rectificarea în anumite situații a duratei/valorilor programului de mentenanță stabilit inițial, ca urmare a efectuării unor lucrări neprogramate inițial, 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 unor echipamente ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situații care au apărut pe parcursul derulării Programului de mentenanță și care impun necesitatea suplimentării/reallocării fondurilor prevăzute inițial:

- efectuarea inspecțiilor și reviziilor tehnice pe fondul creșterii tarifelor și prețurilor unitare pentru echipamentele din stațiile neretehnologizate/nemodernizate;
- intervenții în regim de urgență pentru rezolvarea situațiilor accidentale (înlocuiri de elemente sustrate la LEA, consolidare fundații borne LEA afectate de viituri, defriarea vegetației pentru întreprinderi la LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a detectării deteriorării parametrilor electrici ai echipamentelor, în special unități de transformare;
- 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. și de Standardul de performanță al Transelectrică S.A. și de Standardul de performanță.

Odată cu diversificarea surselor de energie în cadrul SEN există apariția surselor regenerabile, cu precădere cele eoliene, trebuie găsite soluții alternative de mentenanță, cum ar fi Lucrul sub tensiune (LST)- bazate pe tehnologii superioare. Provocarea este ca aceste soluții să nu conducă la o creștere a cheltuielilor de mentenanță.

Criterii de prioritizare a acțiunilor de mentenanță majoră/retehnologizare/modernizare în instalațiile existente

Volumul mare al instalațiilor care necesită lucrări de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră, coroborat cu situația favorabilă (încărcări încă relativ reduse) preconizată în RET în următorii ani, justifică un efort investițional și financiar sporit în această perioadă.

Este necesar să fie finalizată acțiunea de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră a tuturor instalațiilor aflate în administrarea Transelectrică (400 kV, 220 kV și 110 kV, 20 kV), pentru a se putea menține standardele de calitate impuse de reglementările de funcționare interconectate cu sistemul european 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 (vechimea instalațiilor)
- Importanța

În cadrul criteriului *Stare tehnică*, punctajele au fost acordate înându-se seama de anul de PIF al stației.

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 în condiții de siguranță: circulații de puteri în regimuri staționare, limitele de stabilitate statică în secunle caracteristice ale SEN, stabilitatea dinamică. S-au mai considerat și criteriile de impact al instalațiilor: nivel de tensiune, asigurarea serviciilor de sistem, alimentare consumatori importanți, evacuare putere din centrale, interconexiune etc.

În acest scop a fost utilizat un program de calcul special (DINLAP), parte componentă a pachetului de programe utilizate în cadrul proiectului Mentenanță Bazată pe Fiabilitate și MBF (Reliability Centred Maintenance - 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 aceste acțiuni s-au realizat în ultimii zece ani sau în care lucrările sunt în curs.

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	Fileți 220kV	59.45
4	Brașov 400/110 kV	57.82
5	Arefu 220/110 kV	57.10
6	Barboși 220kV	56.68
7	Timișoara 220/110 kV	56.29
8	Craiova Nord 220/110 kV	55.41
9	Lacul Sărat 400/220/110 kV	55.40
10	Bradul 400/220/110 kV	54.90
11	Hădat 220/110 kV	53.83
12	Grădița 220/110 kV	53.64
13	Reșița 220/110 kV	52.98
14	Mintia (400)/220/110 kV	52.55
15	Gura Ialomiței 400/110 kV	50.55
16	Pitești Sud 220/110 kV	50.45
17	Tulcea Vest 400/110 kV	49.48
18	Domnești 400/110 kV	48.05
19	Arad 220/110 kV	46.52
20	Râureni 220/110 kV	46.29
21	Alba Iulia 220/110 kV	45.95
22	Ungheni 220/110 kV	44.45
23	Baru Mare 220/110 kV	43.56
24	Sărdnești 220/110 kV	43.45
25	Iaz 220/110 kV	42.41
26	Pelicanu 400/110 kV	42.21
27	Săc laz 220/110 kV	42.14
28	Târgu Jiu Nord 220/110 kV	37.80
29	Dârste 400/110 kV	37.10
30	Calafat 220/110 kV	36.45
31	Medgidia Sud 400/110 kV	33.49
32	Oelrie 220kV	31.83
33	Mostița 220/110 kV	30.91
34	Suceava 220/110 kV	29.52
35	Isaccea 750/400 kV	29.00
36	Munteni 220/110 kV	28.76
37	Tihu 220/110 kV	28.72
38	Ghizdaru 220/110 kV	27.91
39	Câmpia Turzii 220/110 kV	27.56
40	Stâlpul 220/110 kV	27.37
41	Bacău Sud (400)/110 kV	25.32

42	Foc ani Vest 400/110 kV	24.45
43	Veti 220/110 kV	23.84
44	Teleajen 220/110 kV	21.72
45	Dr g ne ti Olt 400/110 kV	21.22
46	Cluj Est 400/110 kV	20.95
47	Roman Nord (400)/110 kV	16.72

11.1.2. Proiecte importante de mentenanță majoră finalizate/în curs de execuție în perioada 2005 – 2013

În perioada 2005 ó 2013 s-au derulat lucr ri sus inute de mentenană major , prezentate în continuare:

Programul de mentenanță la LEA

Anul 2005

RK LEA 220kV Gutina ó Dumbrava
RK LEA 400kV Por ile de Fier ó Ureche ti
RC LEA 220kV Alba Iulia ó ugag ó Gâlceag
RC LEA 220kV Alba Iulia ó Cluj Flore ti
RK LEA 220kV Re i a- Timi oara
RK LEA 220kV Brazi Vest ó Fundeni

Anul 2006

RK LEA 220kV Fântânele ó Gheorghieni
RK LEA 400kV Por ile de Fier ó Slatina

Anul 2007

RK LEA 220kV Gutina ó FAI ó Munteni
RK LEA 220kV Mintia ó Alba Iulia
RK LEA 220kVBrazi Vest ó Târgovi te
RK LEA 220kV Ghizdaru ó Turnu M gurele
Inspec ii aeriene multispectrale din elicopter
Montare balizaj de noapte a stâlpilor LEA

Anul 2008

RK LEA 220kV FAI - Suceava
RK LEA 400kV Gutina ó Bac u Sud
RK LEA 400kV Bucure ti Sud ó Slatina
RK LEA 400kV Isaccea ó Smârdan c1+c2
RK LEA 400kV ân reni ó Sibiu
RK LEA 220kV Re i a ó Iaz
Între inere culoar

Inspecții aeriene elicopter

Anul 2009

RC LEA 220kV Urechești ó Sardanesti;
RC LEA 220 kV Sardanesti ó Craiova Nord;
RK LEA 220 kV Pestis ó Mintia;
Intretinere culoar LEA;
Inspeccii aeriene elicopter

Anul 2010

LEA 220kV București Sud ó Ghizdaru;
LEA 220kV Iernut ó Baia Mare 3;
LEA 220kV Lotru ó Sibiu Sud 1+2;

Anul 2011

LEA 220kV Gutina ó Focani;
LEA 400kV Gutina ó Braov;
LEA 400kV Isaccea ó Smârdan c1+c2
LEA 220 kV Portile de Fier ó Cetate ó Calafat
LEA 400kV Mintia ó Sibiu Sud
LEA 220kV Paroseni ó Târgu Jiu Nord
LEA 220kV București Sud ó Ghizdaru 1/Derivaia Mosti tea
LEA 400 kV Isaccea ó Dobrudja

Anul 2012

LEA 400kV Mintia ó Sibiu Sud

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 kV Sălaj- 2007
5. Stația 220/110kV Cluj Florești -2008
6. Stația 220/110kV Stuprei -2009
7. Stația 220/110kV Pesti ó Finalizare 2010
8. Stația 220/110kV Gheorgheni- Finalizare 2010
9. Stația 220kV Baia Mare 3 ó Finalizare 2010
10. Stația 220/110kV Turnu Măgurele ó Finalizare 2011
11. Stația 220/110kV FAI ó Finalizare 2011

În pregătire:

1. Stația 220/110kV Arefu

2. Stația 220/110kV Râureni
3. Stația 400/110kV Cluj Est
4. Stația 220/110kV Dumbrava
5. Stația 110kV Bac u Sud
6. Stația 110kV Roman N

11.1.3. Programul de mentenanță a instalațiilor RET (stații și linii electrice)

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 reciprocă, 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.

Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2014 ÷ 2023 iese seama de prioritizarea stațiilor pe criteriul stării tehnice (vechimei) 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 funcționarea SEN, pe durata lucrărilor în stații, la nivelul standardului 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-comandă-protecție, inclusiv instalațiile și dotările necesare pentru asigurarea telecomenzii și supravegherii instalațiilor.

În afara lucrărilor de mentenanță majoră, în instalațiile RET se mai prestează / execută servicii / lucrări strategice (servicii / lucrări de mentenanță preventivă minoră, de rutină, precum și speciale, cu impact deosebit asupra securității și siguranței în funcționarea instalațiilor - lucrări în tehnologii speciale, provizorate în cadrul proiectelor majore de mentenanță / investiții etc.).

Soluții tehnice moderne, inovative

Se vor dezvolta tehnologiile de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN, în scopul creșterii capacității de transport, reducerii cheltuielilor de mentenanță și diminuării pierderilor de putere în RET, ca urmare a reducerii perioadelor de retragere programată din exploatarea LEA și stațiilor.

Pentru creșterea eficienței utilizării rețelei, sunt planificate investiții care au în vedere creșterea siguranței în exploatarea echipamentelor și instalațiilor RET, în paralel cu reducerea costurilor cu mentenanța acestora:

- sistem informatic pentru gestionarea acțiunilor de mentenanță a echipamentelor;
- sisteme de monitorizare on-line a echipamentelor electrice primare din stațiile de înaltă tensiune, pentru menținerea în exploatarea echipamentelor cu durată normală de funcționare și reducerea costurilor de exploatarea și întreținere, prin creșterea intervalului de mentenanță la echipamente și utilizarea tehnicilor de mentenanță predictivă, creșterea eficienței operației acestora;
- sisteme de monitorizare a LEA 220-400kV, în scopul creșterii capacității de transport a instalațiilor actuale și prevenirii/limitării acțiunilor de vandalism asupra componentelor LEA.

Proiectele de mentenanță major (Masterplan) pentru perioada 2014 ÷ 2023 sunt prezentate în tabelele 11.2 și 11.3 și în Anexele E-1 și E-2.

Tabelul 11. 2 Programul lucrărilor de mentenanță majoră pentru stațiile aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA - perioada 2014-2023

Nr. crt.	TRANSPORT - STATII	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	RK si modernizare Statia 220/110kV DUMBRAVA										
2	RK Statia 400/110kV CLUJ EST										
3	RK Statia 220/110kV AREF										
4	RK Statia 220/110kV RAURENI										
5	RK Statiile 110kV afernte Ax 400 kV Moldova-Bacau S-Roman N										
6	<u>Proiecte RC statii</u>										
7	<u>Proiecte RK, RC Transformatoare</u>										
8	Proiecte RK, RC Cladiri										
9	<u>Servicii/lucrari strategice in instalatii Statii, Transformatoare, Cladiri</u>										

Tabelul 11.3 Programul lucrărilor de mentenanță pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA - perioada 2014-2023

Nr. crt.	Denumirea obiectivului											
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	14	15	
TRANSPORT - LINII		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
1	LEA 220 kV Gutinas - Focsani Vest				4.0							
2	LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru											
3	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G1+2					2.0						
4	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G3+4					2.0						
5	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G5+6											
6	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G7+8											
7	LEA 220 kV Isalnita - Gradiste											
8	LEA 220kV Baia Mare 3-Tihau											
9	LEA 400kV Rosiori-Mukacevo											
10	LEA 400kV Rosiori-Gadalın											
11	LEA 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia											
12	LEA 400 (220) kV Retezat-Hasdat											
13	LEA 220 kV Lacu Sarat - Filesti											
14	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest											
15	LEA 220kV AREF--RAURENI											
16	LEA 220kV BRADU--STUPAREI											
17	LEA 220kV ISALNITA--GRADISTE											
18	LEA 220 kV Fantanele-Ungheni											
19	LEA 220 kV Gheorgheni-Stejaru											
20	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 1											
21	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord											
22	LEA 400 kV Roman Nord - Suceava											
23	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu											
24	LEA 400 kV CNE - Pelicanu											
25	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.2											
26	LEA 400 kV Urechesti - Domnesti											
27	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Slatina											
28	LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste											
29	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Domnesti											
31	LEA 400 kV Rosiori - Vetis											
32	LEA 400 kV Lacu Sarat - Smardan											
33	LEA 400 kV Isaccea - Smardan circ.1+2											
34	LEA 400 kV CNE - Constanta Nord											
35	LEA 400 kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat											
36	LEA 400 kV Porti de Fier - Urechesti											
37	LEA 400 kV Porti de Fier - Slatina											
38	LEA 220 kV Mintia - Alba Iulia											
39	LEA 220kV Alba Iulia-Sugag											
40	LEA 220kV Alba Iulia - Galceag											
41	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud											

11.2. Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare si monitorizare a calitatii energiei electrice

OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare si sistemului de monitorizare a calitatii energiei electrice, realizează mentenanța acestor sisteme în funcție de caracteristicile lor tehnice și utilizând metode moderne, precizate prin proceduri sau prescripții tehnice. Programele de mentenanță au în vedere contoarele, concentratoarele, terminalele de comunicație tip modem, echipamentele sistemului central de management al datelor, trusele portabile de verificare, masa de verificare a contoarelor,

instrumentele de măsurare și etalon, trusele de analiză a calității energiei electrice, sistemele de monitorizare a calității energiei electrice, echipamentele de parametrizare.

În conformitate cu Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET și NTI-TEL-R-001-2010-010, la nivelul OMEPA se întocmesc anual programe de mentenanță preventivă pentru echipamentele menționate pe fiecare tip de ansamblu și subansamblu funcțional. Periodicitatea verificărilor în instalații precum și a celor metrologice este procedurată conform legislației specifice. În urma verificărilor, 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 echipamentele depășite tehnologic (contoare electromecanice) și din imposibilitatea urmăririi de la distanță a acestora. Pentru îmbunătățirea performanțelor tehnice ale acestora, Transelectrica își propune înlocuirea acestor echipamente până la finalul anului 2015.

Având în vedere că, pentru piața angro de energie electrică, echipamentele utilizate sunt echipamente 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 nefiabile (în cadrul proiectelor de rețehnologizare a stațiilor electrice) cu contoare statice, electronice, fiabile, va permite aplicarea unei strategii unitare întregului parc de echipamente de contorizare, ceea ce va conduce la reducerea costurilor aferente activității.

12 Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe

Investițiile pentru dezvoltarea RET reprezintă componenta principală a Planului de investiții în active fixe al CNTEE Transelectrica, asigurând rețehnologizarea/modernizarea echipamentelor din stații uzate fizic și moral și creșterea capacității de transport a rețelei. Acestor investiții li se adaugă investiții în sistemele asociate RET, care asigură îndeplinirea, la nivelul stabilit de performanță, a cerințelor privind monitorizarea și controlul rețelei și a SEN, măsurarea cantităților de energie electrică, protecția infrastructurii critice.

12.1 Necesitatea dezvoltării activelor fixe

Evoluțiile determinante care conduc la investiții pentru dezvoltarea activelor fixe sunt:

- uzura fizică și morală a echipamentelor;
- modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor/tranzitelor transfrontaliere;

- modificarea regulilor pieei de electricitate, care conduc la modificări ale modului de echilibrare a balanței producție-consum, cu influența asupra nivelului și volatilității fluxurilor de putere prin rețea;

- modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor, care impune adecvarea sistemelor de monitorizare și control și modificarea condițiilor la interfața între acestea și RET.

- Uzura fizică și morală a echipamentelor

Instalațiile de transport au durate normale de funcționare (corelate cu duratele de amortizare aferente regimului de amortizare liniar), aprobate prin Hotărârea de Guvern nr. 2139/2004, actualizat, privind clasificarea și duratele normale de funcționare a activelor fixe.

Uzura fizică și morală influențează negativ costurile de mentenanță, 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 teleconducerii în stații.

Deși în ultimii ani s-a desfășurat un program intens de modernizare/retehnologizare, 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 reparate sau, acolo unde se justifică, retehnologizate/modernizate.

Se are în vedere înlocuirea echipamentelor vechi cu:

- aparate de comutație cu putere și viteză de rupere a arcului mici, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor;
- sisteme de protecție 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 conducere și control adaptate la numărul în creștere de noduri și la caracteristicile tehnice noi ale instalațiilor monitorizate;
- sisteme de măsurare performante, la nivelul impus de cerințele funcționării pieei de electricitate.

Vor fi introduse sisteme de monitorizare a calității energiei electrice, prioritar în stațiile la care sunt racordate consumatori cu specific de funcționare potențial perturbator.

- Evoluții ale nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor transfrontaliere

Modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției are ca efect modificarea fluxurilor prin elementele de rețea, putând conduce la suprasarcini sau la fenomene de instabilitate a tensiunilor și neîncadrare a acestora în limitele admisibile în anumite zone.

Creșterea schimburilor de energie electrică între sistemele electroenergetice din regiune, ca urmare a dezvoltării pieței de energie electrică, este un alt element care conduce la încălzirea rețelei.

- Modificarea regulilor pieței de electricitate

Introducerea unor instrumente noi de piață în sectorul energiei electrice impune, pentru a putea fi aplicate, dezvoltarea corespunzătoare a instalațiilor de monitorizare și conducere a sistemului și a sistemelor de măsurare a energiei electrice. Aceasta permite încadrarea în standardele actualizate de performanță a serviciilor de transport și de sistem și implementarea etapizată a conceptului de rețea inteligent în SEN.

- Modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor

Creșterea rapidă a volumului de centrale electrice cu funcționare intermitentă, în special eoliene, impune dotarea cu instrumente noi, de prognoză a producției în Centralele Electrice Eoliene din SEN, de integrare a acestora în programarea operativă a funcționării centralelor și de control rapid al producției/consumului în caz de necesitate.

Încadrarea în sistem a unui volum important de centrale cu funcționare intermitentă necesită dotarea rețelelor electrice de transport și distribuție a energiei electrice cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligent (smartgrid): infrastructură performantă de telecomunicații, sisteme inteligente de măsurare a energiei electrice, dispozitive și echipamente electrice inteligente, cu aplicații informatice dedicate, care să permită transformarea rețelelor dintr-o zonă pasivă a sistemului electroenergetic în zone active capabile să sesizeze modificarea unor parametri de stare importanți și să modifice configurația și parametrii proprii pentru a răspunde optim noilor condiții. Transelectrica a demarat procesul de consolidare a strategiei privind implementarea conceptului de rețea inteligent.

12.2 Strategia de dezvoltare a RET

12.2.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2014-2023

Planul de dezvoltare a RET se elaborează pornind de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor, în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționarea SEN în conformitate cu reglementările în vigoare.

Dezvoltarea adecvată a RET este o componentă a dezvoltării durabile, contribuind la susținerea bunăstării sociale, prin punerea la dispoziția societății a unei infrastructuri favorabile dezvoltării economiei și scderii prețurilor energiei electrice ca urmare a creșterii competitivității pe piețele de electricitate.

Principalele direcții de evoluție a SEN, care determină necesitatea întinerii RET în perioada 2014-2023, sunt:

- Apariția de noi capacități de producție, în special bazate pe surse regenerabile (eoliene, fotoelectrice, biomasă), o mare parte cu funcționare intermitentă și regim prioritara, racordate atât la RET, cât și în rețeaua de distribuție;
- Dezvoltarea Pieței de energie electrică, la nivel național, regional și european;
- Dispariția sau diminuarea producției sau creșterea consumului, până la un nivel la care este periclitată alimentarea consumatorilor din anumite zone la parametrii normativi de calitate și siguranță;

În capitolul 10 au fost prezentate rezultatele analizelor de regimuri pentru ipotezele considerate pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani) și soluțiile de întinerire a RET care vor permite evitarea congestiilor de rețea.

Principalele zone în care, din studiile de sistem și simulare a pieței, a rezultat necesar dezvoltarea RET, sunt prezentate în continuare.

Zona Dobrogea

Parcul de producție din zona Dobrogea cunoaște o dezvoltare accentuată. Au apărut și continuă să apară numeroase centrale electrice eoliene și, mai nou, fotovoltaice.

Sunt preconizate unitățile nucleare 3 și 4 de la Cernavodă (2x700 MW), ca o componentă a strategiei guvernului de dezvoltare a sectorului energiei electrice. Instalarea unităților nucleare 3 și 4 impune creșterea capacității de evacuare a puterii din stația Cernavodă, pentru satisfacerea criteriului N-2.

Au solicitat soluții de conectare mai multe grupuri termoelectrice: la Brăila (880 MW), Galați (800 MW; 400 MW), Alunul Tulcea (400 MW).

Chiar dacă nu se vor materializa toate aceste proiecte, este de așteptat încărcarea peste limita admisibilă a secțiunilor caracteristice de transport S3 (evacuarea puterii din zona de est a sistemului: Dobrogea+Moldova) și S6 (evacuarea puterii din zona Dobrogea).

Este necesară întinerirea acestor secțiuni, care asigură transportul puterii excedentare din est spre centrele de consum și stocare situate la vestul lor.

Deoarece încărcarea rețelei va crește în viitor, este oportun repararea capitală sau rețehnologizarea cu prioritate a stațiilor care asigură evacuarea și tranzitul de putere din zonă spre restul sistemului. Acțiunea a fost demarată cu câțiva ani în urmă și trebuie continuată în ritm susținut.

Zona de Vest a SEN

Analiza regimurilor în perspectivă indică necesitatea eliminării congestiilor preconizate atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit N- S, prin întinerirea țăxului de vestă Porțile de Fier și Reșița și Timișoara și Arad.

Congestiile sunt determinate atât de evacuarea puterii din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existente, cât și de creșterea schimburilor și a tranzitului de energie prin zonă.

Interconexiunea cu alte sisteme

Atât istoria schimburilor în ultimii ani, cât și simul rile de piață la nivel regional și european au indicat faptul că, în balanța SEN domină tendința spre export, dar există și situații de import, în funcție de situația energetică a sistemelor din regiune. Rețeaua de transport asigură, totodată, conform regulilor de funcționare interconectată sincron, tranzitul de energie între sisteme vecine României, în special pe direcția N→S.

În vederea creșterii capacității de schimb cu alte sisteme, au fost încheiate memorandumuri de înțelegere cu partenerii pentru următoarele proiecte, aflate în diferite stadii de analiză și promovare:

- Realizarea celei de a doua linii de interconexiune de 400 kV cu Serbia (LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo);

Pentru realizarea liniei de interconexiune cu Serbia (LEA 400 kV Reșița-Pancevo), cei doi OTS au semnat un Document de poziție comun, care prevede finalizarea liniei până în 2015.

- Creșterea capacității de schimb de energie electrică cu Republica Moldova.

S-a analizat și realizarea unei interconexiuni cu Sistemul Electroenergetic al Turciei prin cablu submarin în curent continuu.

Aceste proiecte presupun întărirea RET interne, pe direcțiile fluxurilor de putere tranzitate prin stațiile de interconexiune.

Zone de consum deficitare

S-au analizat necesitățile de dezvoltare determinate de: creșterea consumului în București cu o rată peste media pe țară, informațiile și solicitările privind amplificarea consumului unor mari consumatori și apariția unor consumatori noi în zonele Tulcea, Brașov, Constanța.

Un alt element important avut în vedere în analizele realizate este casarea anunțată a unor grupuri, care va amplifica deficitul unor zone (ex.: București, Transilvania, Moldova).

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 și intențiile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de întărirea 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:

- zona municipiului București și limitrof;
- zona Tulcea;
- nordul Transilvaniei;
- zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecții din RET.

Apari ia unor instala ii de stocare a energiei - Realizarea CHEAP Tarni a-L pu te ti

Realizarea CHEAP Tarni a-L pu te ti ó 1000 MW, va impune realizarea sta iei de 400 kV Tarni a i a liniilor de conexiune a acesteia la sistem.

12.2.2 Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET

În conformitate cu *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, Planul de dezvoltare a 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 livrărilor către clienți, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie, în condițiile legislației aplicabile.

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 întreprinderi nejustificate. De aceea, estimările puterii medii și energiei consumate și generate anual la nivelul întregului SEN, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanță limitată asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

În ceea ce privește consumul, având în vedere ritmul lent de evoluție a acestuia și capacitatea existentă a rețelei, 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 foarte consecințe majore asupra planului de dezvoltare a rețelei. 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 au fost declarate un număr mare de intenții de instalare de centrale noi, iar dezvoltarea parcului de producție se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor. Nu există un organism care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un grafic de evoluție în timp pe care să se bazeze planificarea dezvoltării rețelei. Sursa principală de informare pentru OTS sunt comunicările de intenții primite la solicitarea sa de la producătorii existenți și cererile de racordare la rețea primite de la potențialii utilizatori conform legislației în vigoare privind accesul la rețea.

Intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt însă informații sensibile din punct de vedere comercial, iar realizarea lor este dependentă de reușita financiară, deci credibilitatea informațiilor primite de OTS este limitată. Ele nu reprezintă

un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

Timbul 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 dezvoltare, OTS susține 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 mai multe scenarii de evoluție a consumului și acele proiecte ale utilizatorilor și termenele asociate lor 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 unor centrale eoliene însumând o putere instalată de
 - o 4000 MW până în 2018;
 - o 4500 MW până în 2023.
- Punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, menționate în documentele privind strategia energetică a Guvernului;
- Punerea în funcțiune a unei capacități de producție de 800 MW în centrale termoelectrice în zona Galați și Brila ca scenariu de analiză suplimentară;
- Punerea în funcțiune a CHEAP Tarnișoara (1000 MW), având în vedere asocierea acestui proiect cu necesitatea de echilibrare a balanței producție/consum a SEN în condițiile creșterii producției la CNE Cernavodă și în CEE.

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 încercare a grupurilor pentru acoperirea sarcinii și cu mai multe scenarii de export.

Deoarece, cu excepția CHEAP Tarnișoara, 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 (o analiză mai detaliată este prezentată în capitolul 9).

Din analizele efectuate de Transelectrica S.A. și consultanții (menționați contribuția semnificativă a ISPE S.A. și TRACTEBEL ENGINEERING S.A.), a rezultat necesitatea unor întreprinderi importante ale RET în zonă, fără de care puterea nou instalată preconizată nu poate fi transportată spre centrele de consum și stocare.

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 determinate pentru fiecare din 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.

12.2.3 Programul de dezvoltare, re tehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET

Pentru a asigura adecvarea rețelei astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozat să fie produs, importat, exportat și tranzitat în condițiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pe zece ani și se vor realiza două categorii de investiții:

- re tehnologizarea stațiilor existente;
- extinderea RET prin construcția de linii noi, creșterea capacității de transport a liniilor existente, extinderea stațiilor existente și creșterea capacității de transformare în stații.

Se vor finaliza proiectele de re tehnologizare aflate în derulare și se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică și importanța stațiilor.

Proiecte de re tehnologizare aflate în derulare :

- Stația București Sud 400/220/110/10 kV;
- Stația Lacu Sărat 400/220/110/20 kV;
- Stația Mintia 220/110 kV;
- Stația Brașov 400/110/m.t. kV;
- Barboși 220/110 kV
- Tulcea Vest 400/110 kV/ m.t.
- Inlocuiri AT și T în stații.

Proiecte noi de re tehnologizare a stațiilor

- Domnești 400/ 110 kV/m.t.
- Bradu 400/220/110 kV/m.t.;
- Suceava 110 kV/m.t.
- Turnu Severin 220/110 kV/m.t.
- Smârdan 400/110 kV/m.t.
- Ungheni 220/110 kV;
- Medgidia Sud 110 kV;
- Fiești 220 kV;

- H dat 220/110 kV;
- O el rie Electric Hunedoara 220 kV;
- Modernizarea sistemelor de comand -control în sta iile 220/110kV Arefu, Râureni, H dat
- Componenta de modernizare la lucr rile din sta iile la care se realizeaz i RK: Arefu, Râureni, H dat, Cluj Est, Dumbrava;
- Isaccea (750)/ 400 kV - eliminarea unor strangul ri, prin aducerea capacit ii racordurilor în Isaccea ale LEA 400 kV Varna i Dobrudja la capacitatea liniilor respective i înlocuirea bobinelor de reactan .

Sunt prev zute, de asemenea, cu un orizont mai îndep rtat, sta iile :

- Timi oara 110 kV (corelat cu lucr rile la axul de vest)
- Arad 110 kV (corelat cu lucr rile la axul de vest)
- S c laz 110 kV (corelat cu lucr rile la axul de vest)
- Craiova Nord 220/110 kV/m.t.
- Alba Iulia 220/110 kV;
- Baru Mare 220/110 kV/m.t.;
- Teleajen 110 kV (corelat cu sta ia noua 400 k Teleajen);
- Munteni 220/110 kV/m.t.;
- Gr di te 220/110 kV/m.t.;
- Foc ani Vest 220/110 kV/m.t.;
- Iaz 220/110 kV/m.t..

Cre terea capacit ii de interconexiune transfrontaliere

➤ *Pentru creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României sunt planificate urm toarele dezvolt ri ale re elei:*

- LEA 400 kV d.c. Re i a (RO) ó Pancevo (S);
- LEA 400 kV Por ile de Fier ó Re i a i extinderea sta iei 220/110 kV Re i a prin construc ia sta iei noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Re i a ó Timi oara ó S c laz ó Arad, inclusiv construirea sta iilor de 400 kV Timi oara i S c laz.

Aceste proiecte vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direc ia E - V la grani a cu Ungaria i Serbia, cât i pe direc ia N- S, prin înt rirea culoarului Por ile de Fier ó Re i a ó Timi oara ó Arad.

Proiectele vor permite i integrarea în SEN a produc iei din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a rii (Banat) i din amenajarea hidroelectric Por ile de Fier existent .

- *Creșterea capacității de schimb pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum și stocare:*

Proiectele de evacuare a puterii generate în Dobrogea (atât pe teritoriul României, cât și al Bulgariei) asigură rolul de facilitare a schimburilor pe axele N-S și E-V.

- *Pentru creșterea capacității de schimb pe interfața cu Republica Moldova sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:*
- LEA 400 kV Suceava (RO) - Bălți (Republica Moldova);

Utilizarea acestui proiect la capacitate maximă este condiționată de construirea LEA 400 kV Suceava - Gâdlin, inclus în Plan.

La momentul finalizării Planului sunt în analiză și alte proiecte de creștere a capacității de schimb cu Republica Moldova, prin construirea unei a 3-a linii de 400 kV, în zona Iași - Ungheni și întărirea rețelei interne care să conecteze linia cu rețeaua de transport existentă. Soluția finală urmează să se convină cu partenerii.

- *Au fost realizate analize pentru construirea unei instalații de interconexiune a rețelelor de transport din România și Turcia:*
 - Cablu submarin de 400 kV, în curent continuu, România - Turcia
- Soluția are în vedere capacitatea limitată de transfer a rețelei de transport în curent alternativ prin Bulgaria și Grecia spre Turcia. Finanțarea acestui proiect este în analiză, nefiind luată o decizie finală.

Integrarea în sistem a puterii generate din SRE și alte surse în Dobrogea

- Racord intrare - ieșire LEA 400 kV Stupina - Varna și LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia S;
- Extinderea stației de 400/110 kV Medgidia S și rețehnologizarea stației de 110 kV, pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit;
- LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutina ;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței, continuat în viitor cu LEA 400 kV Stâlpu - Brașov/ Dârste;
- Trecerea la tensiunea de funcționare 400 kV a LEA 220 kV Brazi V - Teleajen - Stâlpu (construit pentru 400 kV), inclusiv construcția stațiilor de 400 kV Stâlpu și Teleajen;
- LEA 400 kV d.c. Medgidia S - Constanța N;
- LEA 400 kV s.c. Suceava - Gâdlin;
- Recondiționarea LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni - Fântânele;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 8 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV București Sud - Pelicanu;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu.

Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale

- Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrică SA evacuarea 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.
- Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la centralele termoelectrice Craiova și Ialniș, s-a planificat mărirea capacității de transport pe tronsonul de 34 km cu secțiune mai mică pe LEA 220 kV Ialniș și Craiova circ. 1.

Siguranța alimentării consumului din zone deficitare

- Instalarea celui de al treilea T 400/110kV 250MVA, în stația Tulcea V;
- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV în stația Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injecții din RET în zona Sibiu;
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în stația Iernut, pentru asigurarea alimentării consumului în zona de N-V a rețelei, în lipsa unei puteri instalate suficiente în centralele din zonă;
- Realizarea LEA 400 kV d.c. Medgidia S și (Constanța S) și Constanța N (și stația de 400 kV Constanța S, dacă se va confirma necesitatea);
- Inlocuirea conductoarelor active ale LEA 220 kV d.c. București S și Fundeni, pentru creșterea puterii transportate admisibile;
- Inlocuirea trafo T3 și T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV 40 MVA în stația electrică Fundeni.

O situație specială există în rețeaua de alimentare a municipiului București. Evoluția prognoțată a consumului conduce la necesitatea realizării în viitor a unui inel de înaltă tensiune din care să se asigure alimentarea sigură a orașului, prin mai multe injecții spre rețeaua de distribuție.

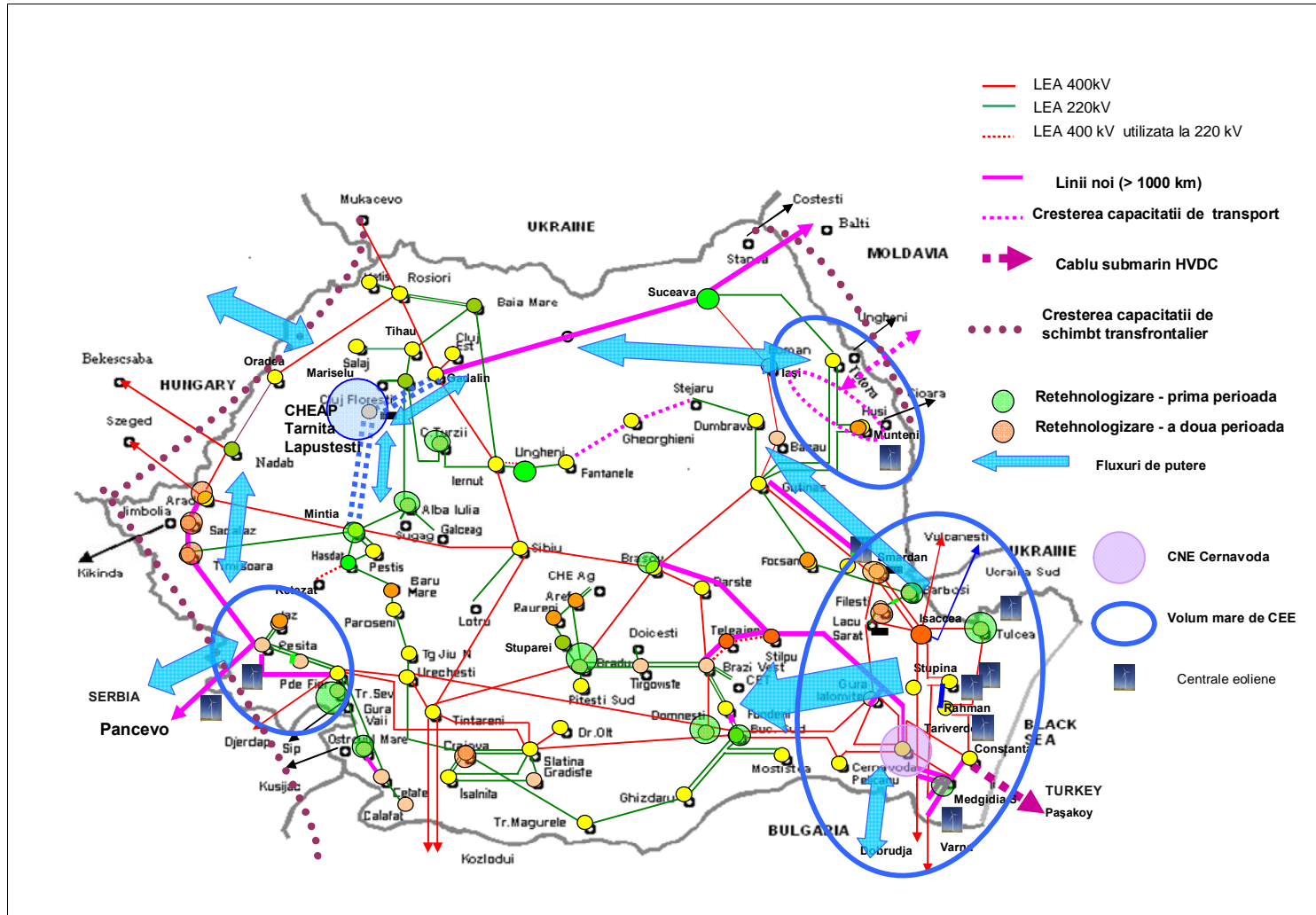
Pentru includerea acestor proiecte în planul de dezvoltare, este necesar să se convină cu operatorul de distribuție din zonă stațiile de distribuție în care se vor realiza injecțiile din RET și un plan comun de acțiune. Până atunci, în Planul de dezvoltare nu a fost inclus dezvoltarea RET de alimentare a municipiului București.

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 anumit de utilizatori 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 Fig.12 sunt prezentate proiectele de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2014 - 2023, iar în Tabelul 12 este prezentat etapizarea acestor lucrări. Ealonarea anuală estimată a cheltuielilor este detaliată în Anexa F2 (nu se publică).

Fig.12



Tabelul 12

SECTIUNEA I - Esalonarea lucrarilor si cheltuielilor de investitii - perioada 2014 - 2023														
Nr. Crt	Denumire proiect	Crt. ANR F	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE													
1	Stia ia Bucure ti Sud 10 kV	N												
2	Stia ia Lacu S rat 400 / 220 / 110 / 20 kV	N												
3	Stia ia Mintia 220 / 110 kV	N												
4	Stia ia Bra ov 400 / 110 kV / MT	N												
5	Stia ia Barbo i 220/110 kV	N												
6	Stia ia Tulcea Vest 400 / 110 kV / MT	N												
7	Stia ia Bradu 400 kV+ 220 / 110 kV / MT	N												
8	Stia ia Turmu Severin Est 220 / 110 kV / MT	N												
9	Stia ia Cămpia Turzii 110 kV +220 si MT	N												
10	Stia ia Suceava 110 kV / MT	N												
11	Stia ia Domne ti 400 / 110 kV / MT	N												
12	Inlocuiri AT-uri i trafo în sta ii electrice (1)	N												
13	Inlocuiri AT-uri i T în sta ii electrice (2)	N												
14	Statia.220/110 kV Ungheni	N												
15	Modernizare sisteme comanda-control (in statiile 220/110 kV Arefu, Raureni si Hasdat)	N												
16	Componenta Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu - echipament primar	N												
17	Componenta Modernizare statia electrica 220/110 kV Raureni - echipament primar	N												
18	Componenta Modernizare statia 400/110 kV Cluj E	N												
19	Componenta Modernizare statia 220/110 kV Dumbrava	N												
20	Stia ia Smardan 400 / 110 kV / MT	N												
21	Stia ia Craiova Nord 220 / 110 kV	N												
22	Stia ia Sacalaz 110 kV	N												
23	Stia ia Timi oara 110 kV	N												
24	Stia ia Arad 110 kV	N												
25	Statia Baru Mare 220/ 110 kV / MT	N												
26	Statia Iaz 220/ 110 kV	N												
27	Statia 220/110 kV Hasdat	N												
28	Stia ia O el rie Electric Hunedoara 220 kV	N												
29	Stia ia Teleajen 110 kV	N												
30	Statia Fiesti 220 kV	N												
31	Retehnologizare statia Munteni 220/ 110 kV/ MT	N												
32	Retehnologizare statia Gr di te 220/110 kV/MT	N												
33	Stia ia Alba Iulia 220 / 110 kV /MT	N												
34	Stia ia Focsani V 220 / 110 kV / MT	N												
35	Organizare sistem de teleconducere al instalatiilor RET	N												
36	Centru de cercetare si dezvoltare a tehnologiilor LST si interventie rapida in SEN	N												
37	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	N												
38	Conectarea statiilor Turmu Magurele , Mostisea, Stalpu, Teleajen la retea de fibr optic a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	N												
39	Modernizare CT SI Craiova prin utilizarea protocolului de comunitate IEC 60870-5-104	N												
40	Modernizare sistem de comand -control-protec ie al sta iei de 220/110/20 kV S rd ne ti	N												
41	Modernizare sistem de comand -control-protec ie-metering 220 kV, 110 kV în sta ia 220/110/20 kV Ghizdaru	N												
42	Modernizarea sistemului de control protec ie i a sta iei 20 kV din sta ia 220/110/20 kV Veti	N												
43	Modernizarea sistemului de control protec ie al sta iei 220/110 kV Tih u	N												
44	Modernizarea sistemului de control protec ie al sta iei 400/110 kV Cluj Est	N												
45	Modernizare sistem comand -control-protec ii 220 kV, 110 kV, servicii interne i celule 20 kV sta ia Munteni	N												
46	Retehnologizarea statiei 400 kV Isaccea - etapa 1: Inlocuire bobine compensare si celule aferente	N												
47	Retehnologizarea statiei 400 kV Isaccea - etapa 2	N												
B	ALTE INVESTIȚII LA NIVEL DE SUCURSALE ȘI EXECUTIV (planificate anual)	N												
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI													
1	Montare Trafo 1 - 250 MVA, 400 / 110 kV Oradea S	E												
2	T3 Sibiu Sud - 250 MVA, 400 / 110 kV	E												
3	Extindere statie si racordare AT4 Brazi Vest - 400 MVA, 400/220 kV	E												
4	AT2 Iemut - 400 MVA, 400/220 kV	E												
5	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV d.c. Bucuresti Sud - Fundeni	N												
6	Inlocuirea trafo T3 si T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV 40 MVA in statia electrica Fundeni	E												

12.2.4 Soluții tehnice promovate prioritar

Se promovează prioritar următoarele soluții tehnice:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructiv dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial în funcție de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul pe termen lung asupra mediului;
- Stațiile electrice vor fi proiectate cu scheme flexibile, cu dublu sistem de bare sau 1,5 ó 2 întreruptoare pe circuit, în funcție de importanță și de încadrarea lor în sistem.
- Se va lua în considerare renunțarea la bara de transfer în toate stațiile la care se realizează rețehnologizare/ modernizare, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne și fiabile, reducându-se astfel amprenta asupra mediului;
- Se vor adopta soluții care să reducă pierderile în rețea;
- Se vor adopta soluții care să permită alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor Transelectrica 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 rețehnologizarea/ modernizarea sistemelor de protecție și automatizare și dotările necesare pentru asigurarea teleconducerii.

Pentru zonele care vor deveni în perspectivă puternic excedentare, deficitare sau supuse unor tranzite de putere mari, se are în vedere mentenanța majoră sau modernizarea/ rețehnologizarea cu prioritate a stațiilor aflate în traseele de interconectare a acestora 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 mică.

Se va continua procesul de dotare a RET cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligent (Smart Grid).

Din mai multe soluții posibile de întărire a RET, se alege varianta estimată drept cea mai bună, luând în considerare:

- cheltuielile;
- reducerea pierderilor în rețea;
- capacitatea de a face față unor evenimente în sistem a căror gravitate depinde de condițiile normate de dimensionare, corelat cu consecințele acestora;
- adecvarea la un număr cât mai mare de scenarii de evoluție posibilă a SEN;
- impactul social;
- impactul asupra mediului;
- acceptabilitatea proiectului pentru comunitățile locale afectate;
- fezabilitatea din punct de vedere al obținerii drepturilor asupra terenurilor și autorizațiilor necesare.

12.3. Sisteme asociate RET

12.3.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA – DEN

Starea sistemului EMS/SCADA ó DEN și a elementelor logistice suport (echipamentele și rețeaua de telecomunicații, tipul și nivelul tehnologic al echipamentelor din stațiile electrice de transport), așa cum a fost descris succint în subcapitolul 4.10, impune derularea unui program de înlocuire și extindere a sistemului actual și de modernizare a echipamentelor suport. Având în vedere că durata ciclului de viață a unui astfel de sistem informatic de proces este de aproximativ 10 ó 15 ani, acest program este corelat cu evoluțiile strategice și cu proiectele existente la nivel de Companie pentru cel puțin următorii 15 ani.

Corelarea cu programul de re tehnologizare a stațiilor electrice din RET

Programul de dezvoltare a sistemului de conducere operativ prin dispecer EMS/SCADA ó DEN este în strânsă corelare cu programul de re tehnologizare a stațiilor electrice aparținând Transelectrica S.A., astfel încât la final să fie atins obiectivul realizării teleconducerii integrale a acestora în condițiile monitorizării și telecontrolului atât de la nivelul centrelor de teleconducere și supraveghere cât și de la nivelul centrelor de conducere operativ (dispecer). Finalizarea re tehnologizării stațiilor și implicit a implementării sistemelor de comandă-control din stații (micro-SCADA) va conduce la o integrare și funcționalitate integrală a sistemului EMS/SCADA ó DEN. Sistemele micro-SCADA, introduse în stațiile re tehnologizate, sunt implementate în tehnologie redundantă, cu înele de fibră optică realizate local în interiorul stațiilor, liniile de comunicație folosite de traductori fiind de asemenea redundante și asigurând interfața directă cu sistemul EMS/SCADA, fără echipamente terminale suplimentare de conversie. Astfel, sistemele vor interacționa la nivel de servere cu sistemul EMS/SCADA furnizând acestuia în mod selectiv doar informațiile care îi sunt necesare pentru conducerea operativă a Sistemului Electroenergetic Național. Schimbul de date și integrarea completă în sistemul EMS-SCADA se va face într-o primă etapă pe baza obligației de a folosi protocolul de comunicație IEC 60-870-101 și apoi prin trecerea la protocolul IEC 60-870-104.

Corelarea cu procesul de integrare a producției din resurse regenerabile

Dezvoltarea intensivă și integrarea în SEN a producției din resurse regenerabile care beneficiază de sistemul reglementat de promovare și susținere ó în special centralele electrice eolice și cele fotovoltaice, atât sub forma producției distribuite și dispersate la nivelul RED cât și prin apariția unor centrale de foarte mare putere (ordinul sutelor de MW) racordate direct în RET ó conduce la necesitatea de acțiuni complexe de integrare a acestor centrale în sistemul EMS/SCADA ó DEN, atât ca surse dispecerizabile distribuite cât și ca surse mari concentrate, fapt care va impune dimensionarea corespunzătoare a echipamentelor hardware pentru asigurarea achiziției și prelucrării unui volum foarte mare de date.

Caracterul specific al acestui tip de producție, dat de gradul ridicat de variabilitate și volatilitate cu implicațiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN și de modul de operare în piața de echilibrare impun integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/ASCADA și asigurarea monitorizării și a managementului energetic specific (prin funcții și aplicații EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau de control centralizat). Sunt deja adoptate soluții integrate de comunicare între platforma DEC și sistemele de comandă-control și de management energetic al CEE și CFE.

Totodată, acest context reprezintă un argument în plus pentru necesitatea unei corelări funcționale și informatice mult mai strânsă între aplicațiile informatice ale pieței de echilibrare și aplicațiile din EMS/SCADA pentru asigurarea funcționării optime și cât mai aproape de operarea în timp real a pieței de echilibrare și a pieței serviciilor de sistem, mai ales în condițiile apariției noii piețe de energie intra-zilnic. Astfel se conturează în mod evident ideea integrării celor două sisteme informatice, în acord cu nivelul de dezvoltare software existent la nivel mondial și cu soluțiile practice de ultimă generație oferite de către dezvoltatorii de sisteme informatice de proces.

Opțiunea strategică privind arhitectura viitoare EMS/SCADA

În contextul anterior descris, modernizarea sistemului EMS/SCADA la nivelul sistemului de ansamblu (adică DEN, sub-sistemele regionale, SCC din stații, dispozitivele inteligente din rețea și facilitățile de comunicații care le conectează) este o necesitate pentru Transelectrica spre a beneficia de tehnologiile actuale de IT și comunicații și pentru a se menține la nivelul tehnologic al partenerilor/OTS din interconexiune. În plus, piața românească de electricitate se maturizează și se extinde și necesită funcții tot mai complexe și integrate pentru a susține operarea sistemului. Actualmente noile aplicații de piață se introduc prin proceduri adaptate sau prin extinderi slab integrate funcțional în contextul facilităților suport existente.

Din punct de vedere strategic Transelectrica recunoaște această evoluție iar viziunea sa de viitor cuprinde:

Este dezvoltarea unor comunicații sigure și de mare viteză pe bază de IP pentru a achiziționa datele din stații și de la echipamentele din teritoriu. Acest lucru necesită interfețe de date (inclusiv protocoale) la nivelul dispozitivelor RTU din stații, care acum au la bază protocoale seriale și trebuie modernizate sau dotate cu convertoare de interfațe. Mai mult, vor fi necesare adaptări ale echipamentelor de telecomunicații folosite pentru telemetrie. De asemenea trebuie elaborate politici și tehnici aferente privind securitatea cibernetică și prevederea de echipamente aferente;

Este decongestionarea traficului de telecomunicații prin crearea de noduri concentratoare cu protocoale de conversie inter-protocol pentru transmisie pe magistrale de date pe fibră optică, în mod flexibil între punctele de interes (DEC-DET-Operatori distribuitori);

Este înlocuirea ierarhiei EMS/SCADA pe bază de schimb de fișiere cu un mediu de computerizare integrat și distribuit, în care sistemul regional devine parte integrantă a unui singur sistem de tip EMS/SCADA care poate funcționa și cu servere virtuale;

- É stabilirea/adoptarea unei interacțiuni sistematizate între EMS/SCADA și sistemele de automatizare din stații;
- É facilitarea schimbului de informații cu participanții la piață și cu ceilalți, utilizând canale securizate;
- É crearea posibilității integrării sistemului de metering AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) în sistemul EMS/SCADA;
- É dezvoltarea aplicațiilor de organizare a muncii, pe principiul corelării activității de întreținere cu starea reală a rețelei electrice;
- É facilitarea planificării coordonate a activității de mentenanță prin intermediul funcțiilor performante de programare ale noului sistem EMS/SCADA;
- É permiterea optimizării economice a producerii, transportului și furnizării energiei electrice;
- É crearea condițiilor pentru integrarea celor mai noi dispozitive inteligente de monitorizare și control al rețelei, precum cele din sistemul de sincrofazori PMU;
- É asigurarea funcției de monitorizare și control a producerii dispersate de energie (energie regenerabilă);

Ideea de referință este de a implementa o platformă integrată pentru dispecer (EMS-SCADA, AGC, piața de echilibrare, sistem metering, nod ENTSO-E, sistem PMU ș.a.), care urmează să fie implementat în următorii 5-7 ani. Se dorește ca această platformă să răspundă noilor necesități impuse de legislația actuală referitoare la conducerea prin dispecer a SEN și operarea piețelor de echilibrare, alocare de capacități și servicii tehnologice de sistem. Această platformă va fi proiectată și realizată astfel încât să asigure cel mai ridicat nivel de redundanță posibil, cu funcții identice cu sistemele de bază (sau îmbunătățite), funcții suplimentare pentru situații de urgență, să aibă un grad de fiabilitate ridicat și să fie protejat corespunzător împotriva atacurilor informatice.

Nivelul de integrare, structura funcțională și arhitectura finală a platformei informatice vor fi decise în urma unui proiect de consultanță internațional în funcție de cerințele funcționale exprimate la momentul derulării proiectului ó în strânsă corelare cu evoluția dezvoltării SEN și a piețelor de energie la nivel național și european (cuplarea piețelor), de nivelul de dezvoltare al sistemelor informatice de proces la nivel internațional, de evoluția tehnologică a sistemelor extinse de monitorizare a sistemelor electroenergetice, de evoluția sistemelor inteligente de măsurare și de posibilă apariție și implementare a noilor soluții și aplicații de tip *SMART GRID* la nivelul SEN.

Modernizarea achiziției și schimbului de date

Finalizarea instalării rețelei de fibră optică pe toate liniile Transelectrica și trecerea infrastructurii de comunicații către tehnologiile noi care permit schimburi de informații de ordinul a 100 MB/s sau mai mult va conduce la creșterea semnificativă a capacității acestora. Această conversie necesită însă modernizarea echipamentelor de telecomunicații precum și a interfețelor de date din centrele de dispecer subordonate, a terminalelor RTU și a celorlalte echipamente/dispozitive inteligente, sau chiar înlocuirea echipamentelor cu dispozitive capabile să funcționeze cu noile tehnologii.

Este important ca schimbul de date dintre sistemul central EMS/SCADA și cele teritoriale să fie revizuit, structura ierarhic având la bază principiile de bază, ceea ce implică o abordare puternic integrată pe bază tehnologiilor moderne. Totodată se vor reevalua comunicațiile dintre sistemele de control ale societăților de producere, a operatorilor de piață și a participanților externi asociați în sistemul EMS/SCADA - DEN pentru a identifica oportunitățile de îmbunătățire a proceselor operaționale interactive. În acest context, integrarea sistemelor EMS/SCADA ale tuturor operatorilor de distribuție reprezintă un obiectiv principal pe termen mediu.

Se vor adopta soluții noi de modernizare și reconcepție a sistemului de comunicații cu interconexiunea ENTSO-E, denumit „ENTSO-E node”, la nivelul Transelectrica prin modernizări atât la nivel de sistem informatic cât și la nivel de comunicații în deplin acord cu cerințele ENTSO-E, având în vedere că magistrala de date ENTSO-E a suferit mai multe modificări și adaptări pe parcursul anilor, impuse de creșterea volumului de date în cadrul schimburilor inter-TSO iar procesul de modernizare și adaptare este dinamic și continuu.

Securitatea sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA

Strategia de securitate energetică adoptată de Transelectrica va impune adaptarea arhitecturii sistemului EMS/SCADA conform cu cerințele de securitate din domeniul infrastructurilor critice (NERC CIP) și a ultimelor standarde de securitate specifice sistemelor de proces EMS/SCADA (IEC 62351, ISO/IEC 27001), precum și înființarea unei structuri organizatorice care să dispună de capacitatea necesară pentru prevenirea, analiza, identificarea și reacția la incidentele de securitate cibernetică ale sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA și din alte sisteme critice din Companie. Noua structură va avea obligația de a duce la îndeplinirea obiectivelor și direcțiile de acțiune prevăzute în Hotărârea nr. 271/2013 „Strategia de securitate cibernetică a României” și în Planul de acțiune la nivel național privind implementarea Sistemului național de securitate cibernetică, cu respectarea prevederilor legale în vigoare. Această strategie necesită existența unui personal de specialitate cu înaltă pregătire profesională atât în domeniul IT&C cât și în domeniul energetic.

12.3.2 Strategia de dezvoltare a sistemelor de control a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice

Dezvoltarea sistemelor de control 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 CNTEE – Transelectrica SA în domeniul măsurării și calității energiei electrice pentru perioada 2011-2020;
- Planul de afaceri al Companiei;
- Alinierea la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E.

În acest sens, Transelectrica S.A., prin OMEPA, fiind o entitate neutră față de participanții la piața de energie electrică, asigură dezvoltarea și operarea sistemelor de telecontrol 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.

Obiectivele prioritare ale dezvoltării domeniului

Domeniul măsurării și monitorizării calității energiei electrice este parte integrantă a sectorului energetic, care este un sector dinamic, susținând activ dezvoltarea economică a țării și reducerea decalajelor față de Uniunea Europeană.

În concordanță cu dezideratele majore mai sus enunțate, dezvoltarea în cadrul *Transelectrica* a acestui domeniu are în vedere atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, cu prioritate următoarele obiective:

1. asigurarea de servicii performante de măsurare și de monitorizare a calității energiei electrice;
2. implementarea celor mai moderne concepte și tehnologii de măsurare și monitorizare a energiei electrice;
3. implementarea unor sisteme informatice performante pentru managementul datelor măsurate/agregate;
4. dezvoltarea celor mai bune practici în domeniul managementului resurselor umane, managementului general și al celui tehnic;
5. dezvoltarea de noi servicii pentru clienții pieței de energie (consultanță privind sistemele de măsurare și monitorizare e.e.; asigurarea de servicii de training pentru operatorii de măsurare atestați, asigurarea de servicii la cerere pentru implementarea unor proiecte aparținând operatorilor economici, servicii de verificare metrologică).

Direcții de acțiune

Pentru ca Strategia Transelectrica specific operatorului de măsurare și monitorizare energie electrică OMEPA să fie o **strategie de succes**, vor fi îndeplinite următoarele acțiuni:

1. Se vor revizui, adopta și elabora politici functionale specifice următoarelor domenii:
 - telecontorizare pentru piața angro;
 - contorizare locală în stațiile Transelectrica;
 - monitorizarea calității energiei electrice;
 - Standardul de dotare tehnică pentru îndeplinirea obiectivelor OMEPA.
2. Se va menține structura organizatorică OMEPA ca entitate organizatorică distinctă de alți operatori din piața de energie, respectiv Operatorul Pieței de Echilibrare (OPE), Operatorul Comercial (OPCOM), Dispecerul Energetic Național etc.
3. Strategia și politicile specifice sistemelor de măsurare și monitorizare calitate energie electrică vor sta la baza elaborării cerințelor Transelectrica în cadrul:
 - Temelor de proiectare pentru obiective noi sau supuse acțiunilor de mentenanță, modernizare;
 - Normelor Tehnice Interne (NTI TEL) specifice sistemelor administrate de către OMEPA;

- Procedurilor Operationale TEL care asigura functionarea coordonata si structurata a diferitelor entitati organizatorice;
- 4. Implementarea conceptului SMART Metering ca parte componenta a conceptului SMART Grid;
- 5. Certificarea standardului Securitatea Informatiilor 27001 pentru activitatea OMEPA;
- 6. Compania va urmări dezvoltarea prioritar a capabilităților strategice specifice OMEPA, respectiv:
 - *Capabilitati umane*
 - *Capabilitati tehnice;*
 - *Capabilitati manageriale;*
 - *Capabilitati de inovare.*

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

▪ Măsuri generale

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012 stipulează faptul că OTS (Transelectrica) are obligația de a presta serviciul de măsurare a energiei electrice pentru utilizatorii RET.

Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică prevede că OTS și OM (OMEPA) trebuie să asigure agregarea unitară pentru întreaga piață de energie.

Alinierea performanțelor tehnice a echipamentelor de măsurare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice, la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E este un obiectiv prioritar al Transelectrica.

▪ Măsuri specifice domeniilor

Implementarea principiilor strategiei Transelectrica de dezvoltare a sistemelor de (tele)controlare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice vehiculate prin RET, precum și încadrarea în limitele stabilite prin *Codul tehnic al RET* și alte reglementări tehnice la care compania a aderat, constituie obiective prioritare pentru îndeplinirea corectă a misiunii Transelectrica- OMEPA și propune măsuri specifice domeniilor măsurării energiei electrice și monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice.

- Măsuri în domeniul măsurării energiei electrice tranzitate pe piața anglo (sistemul de telecontrolare al Transelectrica pentru piața anglo)
 - Promovarea în Planul de Afaceri și în Planul de dezvoltare a noului proiect de platformă informatică de telecontrolare;
 - Asigurarea de servicii integrate îmbunătățite pentru clienții platformei de măsurare;
 - Promovarea de tehnologii și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător, să promoveze cerințele conceptului SMART Metering;
 - Soluția platformei de telecontrolare a pieței anglo trebuie să permită interfatarea automată cu sistemele de controlare locală aparținând

Transelectrica, altor sisteme aparținând diferiților operatori de măsurare din SEN, în vederea asigurării de date măsurate redundante pentru clienții de pe piața de energie electrică;

- Managementul CPT în instalațiile Transelectrica impune ca majoritatea elementelor de rețea (LEA RET 220-750 kV) să fie telecontrolate și, pentru aceasta, toate sistemele locale de controlare existente sau viitoare trebuie să permită achiziția de date măsurate automată de către platforma de măsurare;
 - OMEPA prin Atelierele OMEPA va asigura, cu personalul propriu, activitățile de mentenanță preventivă și corectivă conform Planului Anual de Mentenanță;
 - Mentenanța periodică pentru întregul sistem tehnic va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
 - Transelectrica, prin politica sa în domeniul stocurilor, va asigura un stoc minim de intervenție pentru echipamentele critice din cadrul sistemului de telecontrolare;
 - Se va asigura neutralitatea OMEPA, în raport cu participanții la piața și operatori recunoscuți de către ANRE, respectarea reglementărilor legale cu privire la obligațiile OMEPA și drepturile participanților la piața de energie;
 - Noua platformă informatică de telecontrolare trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea și stocarea datelor măsurate prin procese automate, sigure, care să garanteze corectitudinea și securitatea datelor;
 - Soluțiile IT&TC trebuie să fie performante și să valorifice la maximum infrastructura IT&TC existentă a companiei;
 - Echipamentele de măsurare din cadrul sistemelor locale de controlare care îndeplinesc și funcția de contoare pentru determinarea CPT pe elementele de LEA 220- 400 kV, trebuie să permită citirea datelor măsurate direct de către sistemul de telecontrolare;
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
 - Spațiile tehnice unde sunt amplasate sistemele tehnice, precum și spațiile în care personalul de exploatare își desfășoară activitatea, vor găzdui numai infrastructura tehnică destinată platformei de măsurare, accesul fiind considerat permis doar pentru persoanele autorizate;
 - Toate echipamentele de măsurare din cadrul platformei de telecontrolare vor fi proprietatea Transelectrica și vor fi administrate de către OMEPA.
- Măsurări în domeniul măsurării specifice sistemelor de controlare locală
- Implementarea de sisteme locale de măsurare în vederea atingerii obiectivului privind telecomanda stațiilor electrice de transformare;
 - Promovarea în cadrul fiecărui proiect de modernizare, sau înființare stație nouă, a unui sistem local de controlare;
 - Se vor promova tehnologiile și sistemele deschise, care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător, să promoveze cerințele specifice conceptului SMART Metering;

- Echipamentele de masurare din cadrul sistemelor locale de contorizare, care indeplinesc si functia de contoare martor/ redundante pentru decontare pe piata de energie electrica, trebuie sa permita citirea directa datelor masurate direct de catre sistemul de telecontorizare;
 - Echipamentele de masurare din cadrul sistemelor locale de contorizare care indeplinesc si functia de contoare pentru determinarea CPT pe elementele de LEA 220- 400 kV, trebuie sa permita citirea datelor masurate direct de catre sistemul de telecontorizare;
 - Solutiile sistemelor de contorizare locala trebuie sa permita interfatarea automata a acestora cu platforma de contorizare a pietii angro in vederea asigurarii de date masurate redundante pentru clientii de pe piata de energie electrica, cat si accesul reglementat la date masurate pentru alti clienti ai Transelectrica;
 - Managementul CPT TEL impune ca majoritatea elementele de retea (LEA RET 220-750 kV) sa fie telecontorizate si, pentru aceasta, toate sistemele locale de contorizare, existente sau viitoare, trebuie sa permita achizitia automata de date masurate de catre platforma de masurare; achizitia de date din contoare pentru piata de energie si determinare CPT apartinand sistemelor locale se va face utilizand solutii tehnice care permit citirea automata si directa de catre sistemul central de telecontorizare;
 - Toate sistemele de contorizare locala vor fi administrate si exploatate in acord cu procedurile operationale standard elaborate de catre personalul OMEPA;
 - Noile sisteme de contorizare locala trebuie sa asigure achizitia, prelucrarea, afisarea si stocarea datelor masurare prin procese automate, sigure care sa garanteze corectitudinea si securitatea datelor;
 - Solutiile IT&TC trebuie sa fie performante si sa valorifice la maxim infrastructura IT&TC existenta a companiei, montajul acestora se va face in dulapuri rackabile si corespunzatoare gradului de protectie;
 - La baza elaborarii normelor tehnice interne (NTI), a procedurilor operationale, instructiunilor tehnice interne de exploatare, temelor de proiectare vor sta Cerintele stipulate in ***Politica Transelectrica specifica contorizarii locale in statiile TEL***;
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie sa aiba caracteristici tehnice care sa exceleze in domeniul protectiei mediului, eficientei energetice, securitatii personalului;
 - Spatiile tehnice unde sunt amplasate sistemele tehnice, precum si spatiile in care personalul de exploatare isi desfasoara activitatea vor gazdui numai infrastructura tehnica destinata sistemelor de protectie-automatizare, accesul fiind considerat permis doar pentru persoanele autorizate.
- M suri în domeniul verificărilor metrologice

In vederea verificării cu resurse proprii a contoarelor de energie electrică supuse controlului metrologic obligatoriu al statului, aflate în patrimoniul Transelectrica, dar și pentru obținerea de venituri prin practicarea tarifelor specifice pentru prestarea de servicii

metrologice c tre de in torii terci de astfel de echipamente de m surare, Transelectrica î i propune urm toarele m suri:

- asigurarea permanent a condi iilor de spa iu i de mediu i a dot rilor cu instala ii i echipamente, impuse pentru laboaratoare metrologice, de c tre legisla ia în vigoare din domeniu;
 - obtinerea autoriz rii periodice, la intervalele de timp stabilite de legisla ia în vigoare din domeniu, de c tre BRML a laboratorului de metrologie Transelectrica cuprinzand cele trei laboratoare de metrologie din cadrul Sucursalelor de transport Craiova , Sibiu, Timisoara, în baza documenta iei valabile a Sistemului Calit ii pentru desf urarea activit ii de metrologie;
 - autorizarea periodic a verficatorilor metrologi care î i desfa oar activitatea în cadrul celor trei laboratoare de metrologie.
- M suri în domeniul monitoriz rii parametrilor de calitate a energiei electrice
- Promovarea de tehnologii, produse, echipamente si sisteme deschise care sa nu limiteze dependenta de un unic furnizor sau producator, sa promoveze cerintele conceptului SMART GRID;
 - Transelectrica va asigura, prin politica sa in domeniul stocurilor, un stoc minim de interventie pentru echipamentele critice din cadrul sistemului integrat de monitorizare calitate a energiei electrice;
 - Sistemul integrat de monitorizare a calit ii energiei electrice trebuie sa asigure achizitia, prelucrarea, afisarea si stocarea datelor masurare prin procese automate, sigure care sa garanteze corectitudinea si securitatea datelor;
 - Solutiile IT&TC trebuie sa fie performante si sa valorifice la maxim infrastructura IT&TC existenta a companiei, permitand integrarea tuturor analizoarelor de calitate compatibile cu sistemul existent;
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie sa aiba caracteristici tehnice care sa exceleze in domeniul protectiei mediului, eficientei energetice, securitatii personalului;
 - Spatiile tehnice unde sunt amplasate sistemele tehnice, precum si spatiile in care personalul de exploatare isi desfasoara activitatea vor gazdui numai infrastructura tehnica destinata sistemului integrat de monitorizare, accesul fiind considerat permis doar pentru persoanele autorizate;
 - Datele si informatiile la care au acces utilizatorii sistemului sunt considerate date care intra in categoria secretului de serviciu;
 - Toate echipamentele de monitorizare existente in cadrul sistemului sunt in proprietatea Transelectrica si vor fi administrate de catre OMEPA, inclusiv echipamentele si interfetele de comunicatie aferente montate in statiile tertilor si la care Transelectrica are responsabilitati in monitorizarea calitatii e.e.;
 - Se va asigura accesul nediscriminatoriu al utilizatorilor la RET, în condi iile reglementarilor în vigoare;
 - Se va asigura încadrarea indicatorilor CENEL în limitele stabilite prin Codul tehnic al RET i alte reglementari tehnice la care Compania a aderat;

- Se va asigura includerea în contracte, avize de racordare și convenții de exploatare a indicatorilor privind calitatea energiei electrice transportate și a serviciilor prestate, precum și a cerințelor pentru prevenirea propagării curenților de perturbărilor pe rute în instalațiile utilizatorului, care ar putea afecta calitatea energiei electrice;
- CEE dispenețabile vor fi monitorizate din punct de vedere al monitorizării calității energiei electrice cu echipamente de clasă A, în acord cu legislația în vigoare.

12.3.3 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații

O componentă importantă a misiunii Transelectrica 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, se urmărește consolidarea permanentă și extinderea infrastructurii IT&Tc, suport important pentru desfășurarea activității companiei, prin modernizarea sa cu tehnologii de ultimă oră prin diverse proiecte specifice acestor domenii.

Infrastructura de comunicații reprezintă un factor determinant în ceea ce privește funcționalitatea și securitatea aplicațiilor informatice din organizație. Echipamentele de telecomunicații și aplicațiile asociate, în funcție de specificul lor și destinația funcțională, sunt grupate în platforme interconectate.

Anumite componente ale infrastructurii, ce folosesc ca mediu de transport fibra optică, au durată de viață depășită. Aceasta impune ca, pe lângă lucrările întreprinse pentru menținerea actualului sistem în funcțiune, să fie realizată și înlocuirea echipamentelor ce nu prezintă siguranță în exploatare, cu echipamente adaptate noilor tehnologii.

12.3.4 Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurii critice

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, securitatea instalațiilor energetice este un obiectiv de interes constant pentru operatorii de transport și de sistem. Evoluțiile din ultimele două decenii au arătat creșterea vulnerabilităților cauzate de defectarea, distrugerea și/sau întreruperea infrastructurilor tehnologice (transporturi, energie, informatic etc.) provocate de acte de terorism, dezastre naturale, neglijențe, accidente, activități criminale.

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 al 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. Îmbunătățirea 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 că 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 canalele 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 aibă 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.

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 sporite, 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 aprobarea cererilor de acces
- transmiterea cererilor și 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.

Dupa finalizarea, în decursul anilor 2010 și 2011, a sistemelor integrate de securitate aferente unui număr de 42 de obiective din cadrul Companiei, în perioada 2012-2013 urmează să fie finalizate sistemele integrate de securitate aferente unui număr de alte 31 de obiective.

Pentru prevenirea și gestionarea evenimentelor care pun în pericol infrastructura de transport al energiei electrice, Transelectrica are în vedere în perspectivă, de asemenea, următoarele proiecte:

- Servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor;
- Soluție centru de urgență DET;
- Sistem de securitate a infrastructurii voce-date și managementul situațiilor de urgență.

13. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET

Pentru a se evalua, în etapele inițiale ale proiectelor, volumul cheltuielilor necesare pentru dezvoltare la nivelul întregii RET, au fost evaluați indicatori de costuri pe celule, pentru fiecare nivel de tensiune, și pe transformator/ autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune și putere instalat. Aceste costuri includ și cheltuielile cu construcțiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare și sistemele de comandă și control și protecție.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiții derulate după 2005. Acolo unde nu s-a dispus de experiență recentă proprie, s-au utilizat informații despre prețuri estimate în studiile consultanților sau obținute în procesul de estimare a costurilor realei desfășurate în vederea implementării mecanismului de compensare a pierderilor între OTS la nivel european.

Costurile unitare specifice, ale echipamentelor primare și secundare/conexe, care s-au utilizat pentru evaluări, sunt prezentate în Anexa F-1 (nu se publică).

După implementarea legislației care a stabilit sistemul de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, Transelectrica și operatorii de distribuție au primit un număr foarte mare de solicitări de conectare la rețeaua de astfel de centrale, în special eoliene, concentrate într-o zonă geografică restrânsă. Această situație a determinat includerea în plan a unui volum semnificativ de investiții pentru întărirea capacității de evacuare a producției acestor centrale, suplimentar necesităților de reabilitare/modernizare/dezvoltare a RET conform tendințelor istorice anticipate anterior.

Apariția simultană a unui volum mare de producție din surse regenerabile de energie care solicită racordarea la rețeaua 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 Planurile de dezvoltare anterioare anului 2008.

Transelectrica urmărește în permanență evoluția proiectelor anunțate ale utilizatorilor și își actualizează Planul de dezvoltare a RET în funcție de acestea și de proiectele financiare proprii. La fiecare actualizare, se urmărește stabilirea unui Plan

sustenabil, echilibrat atât din punct de vedere al posibilității de realizare a lucrărilor, cât și al capacității Transelectrica de a-l susține financiar.

Progresul mai rapid în ceea ce privește realizarea liniilor noi este întârziat de timpul foarte mare necesar pentru obținerea autorizațiilor și a drepturilor asupra terenurilor necesare. Planificarea cheltuielilor de investiții a ținut cont de aceste condiții, astfel încât cheltuielile pentru rețehnologizare și protecție a infrastructurii critice domină în prima jumătate a intervalului, în timp ce cheltuielile pentru construcția liniilor noi sunt preponderente în a doua parte a intervalului.

Ealonarea cheltuielilor pentru realizarea proiectelor de investiții directe în RET propuse în Planul de dezvoltare pe perioada 2014-2023 este prezentat în Tabelul 12 și Anexa F-2 (nu se publică).

În cazul rezolvării, mai rapide decât s-a estimat, a problemelor legate de obținerea autorizațiilor și terenurilor pentru liniile noi, investițiile se vor realiza în cel mai scurt timp posibil, utilizând eventualele economii realizate la celelalte investiții care le preced.

În fig. 13.1 sunt prezentate, comparativ față de ultima ediție aprobată a Planului (2010-2019), valorile cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2014-2023).

Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentat în fig. 13.2.

Figura 13.1

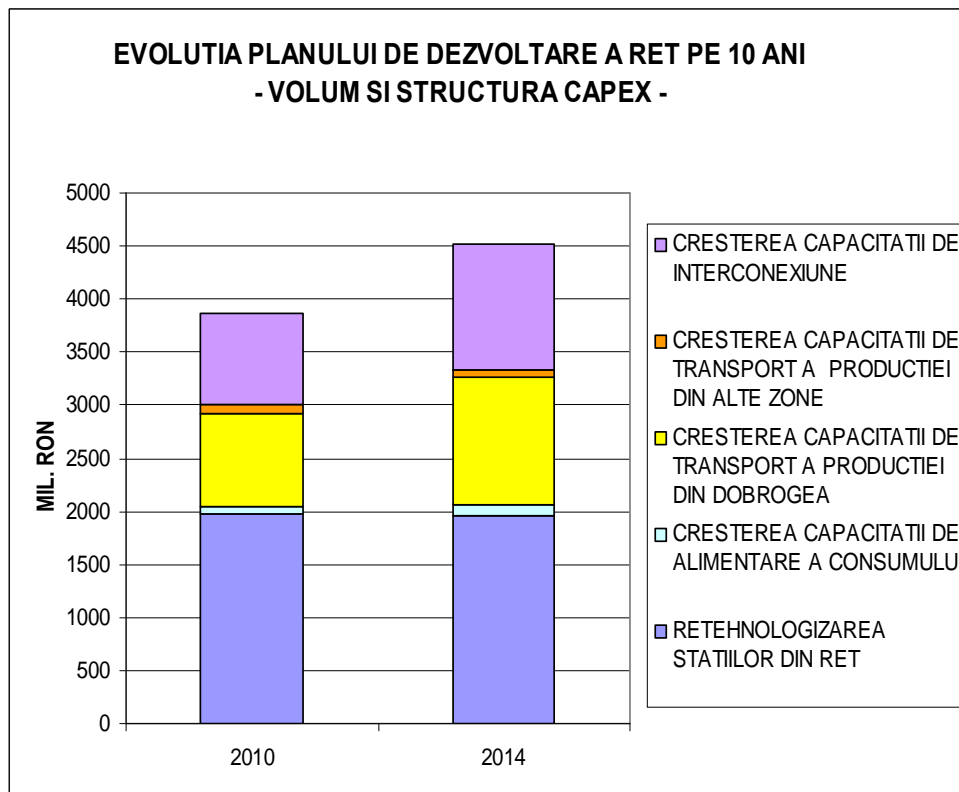
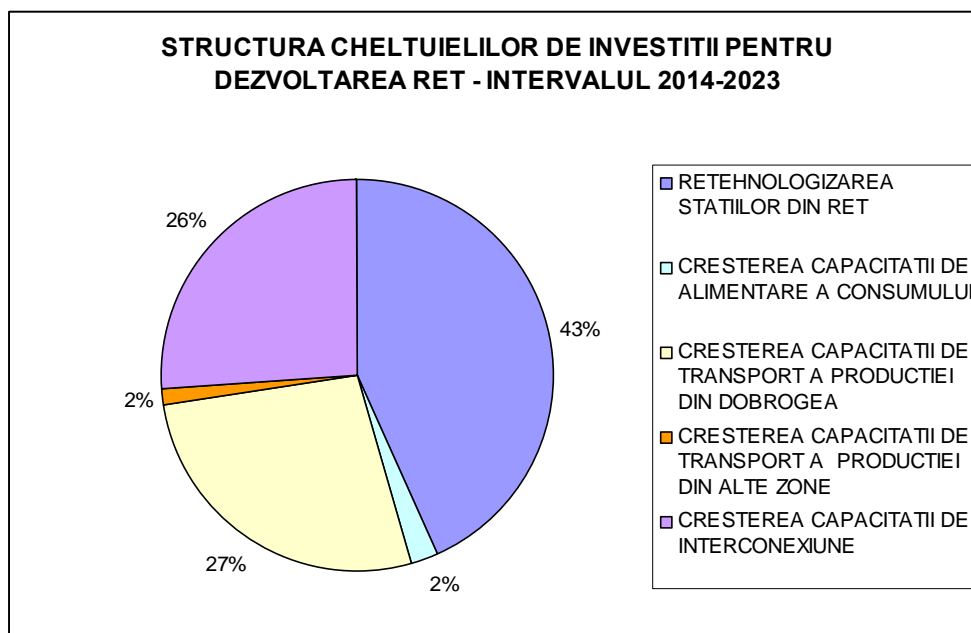


Figura 13.2



14. Surse de finanțare

14.1. Veniturile Transelectrica

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. La sursele de venit menționate mai sus se adaugă tariful pentru serviciul de sistem (componenta servicii tehnologice) și veniturile obținute pe piața de echilibrare, ambele surse, deși semnificative în termeni de volum, nefiind însă surse generatoare de profit (aceste venituri sunt limitate la nivelul costurilor asociate, acoperind categorii specifice de cheltuieli respectiv procurarea de la producătorii de energie electrică dispecerizabili a rezervelor de putere necesare pentru asigurarea echilibrării SEN și costurile aferente echilibrării în timp real a producției și consumului)

Mecanismul de compensare a utilizării rețelei între OTS europeni (ITC ó Inter- TSO Compensation) poate genera atât venituri, cât și cheltuieli, efectul net al mecanismului fiind compensat integral prin tariful de transport.

Ponderea venitului din transport în totalul veniturilor operaționale variază în funcție de evoluția volumului de venituri/cheltuieli înregistrat pe segmentele operaționale zero-profit (piața de echilibrare, SST).

În ultimi trei ani venitul din transport a de inut o pondere de aproximativ 30%-40% din totalul veniturilor opera ionale.

Activitatea Transelectrica are caracter de monopol natural reglementat i conform metodologiilor stabilite de reglement rile în vigoare, doar serviciul de transport i componenta de servicii de sistem func ionale sunt generatoare de profit.

Metodologia de stabilire a tarifului se bazeaza pe principiul de șvenit plafonö aprobat de ANRE. Aceast metodologie nu limiteaz profitul, ci stabile te rentabilitatea bazei reglementate a activelor, ca produs între valoarea BAR (care include valoarea activelor RET rezultata în urma investițiilor eficiente) și un nivel rezonabil al rentabilitatii capitalului dat de costul mediu ponderat al capitalului.

14.2. Sursele de finanțare a investițiilor Transelectrica

Din totalul veniturilor companiei, doar veniturile ob inute din tariful reglementat pentru serviciul de transport i tariful reglementat pentru serviciile func ionale de sistem genereaza surse de finan are a investi iilor, recunoscute prin metodologiile emise de ANRE. Veniturile realizate din tariful pentru serviciul de sistem/componenta servicii tehnologice și veniturile ob inute pe pia a de echilibrare nu cuprind costuri de capital i deci nu contribuie la sursele de finan are necesare companiei.

Finan area dezvolt rii RET are urm toarele componente:

- Surse interne Transelectrica (autofinan are)
 - Fluxul de numerar generat în opera iunile de baza (în principal prin tariful de transport).
 - Fluxul de numerar generat în alte activit i: dividende i dobânzi încasate; contribu ia acestor surse este nesemnificativ în raport cu fluxul de numerar din opera iunile de baz .
- Surse externe Transelectrica (finantare atrasa):
 - Nerambursabile (nerecuperabile prin tariful de transport)
 - Tarif de racordare ó tarif reglementat care reprezint acoperirea de c tre utilizatorul beneficiar a cheltuielilor efectuate de un operator de re ea pentru realizarea racord rii unui loc de producere sau de consum al acestuia;
 - Fonduri europene ó TEL are contracte de finan are pentru patru proiecte de retehnologizare sta ii electrice cu o valoare de cca. 170 mil. lei prin POS-CCE;
 - Rambursabile (recuperabile prin tariful de transport)
 - Emisiuni de obligatiuni (canal accesat în anul 2013);
 - Imprumuturi bancare;
 - Emisiuni de actiuni noi ó acest canal de finantare a fost accesat la momentul listarii companiei la bursa în anul

2006, constituind în continuare o opțiune deschisă pentru atragerea de fonduri.

Din punct de vedere al clauzelor restrictive și al garanțiilor financiare asociate împrumuturilor bancare, există limite în capacitatea de îndatorare care au în vedere indicatori cum ar fi raportul între datoriile financiare și capital (cea mai restrictivă plafonare a gradului de îndatorare a fost stabilit prin împrumutul BEI din 2010 la nivelul 0,95) dar și alți parametri, între care foarte important 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, concesionat CNTEE și Transelectrica S.A. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la prestarea 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 rețehnologizare.

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 de putere.

Până în prezent, de la semnarea Contractului de concesiune, statul nu a alocat surse directe de bugetare, care să suplimenteze tariful.

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 :

- alocarea bugetare pentru susținerea extinderii și consolidării RET;
- accesarea fondurilor europene de către Transelectrica a obținut în decembrie 2011 din partea MECMA-Direcția Generală Energie-Organismul Intermediar pentru Energie, aprobarea cererilor de finanțare pentru patru proiecte de investiții în valoare totală de cca. 170 milioane lei; intenționăm, de asemenea, să accesăm finanțare europeană pentru alte proiecte;
- alte mijloace de finanțare (ex.: credite clienți, care ar putea constitui un răspuns adecvat, parteneriat public și 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 până în anul 2020 este

1 trilion €. Din acesta, în documentul CE se estimează că circa 200 miliarde sunt necesare pentru rețelele importante de gaze și electricitate, dar, având în vedere angajamentele actuale, numai 50% din această valoare va fi realizat de piață, existând un deficit la nivel UE de 100 miliarde €.

15. Direcții de analiză pentru etapa următoare

Pentru etapa următoare, este necesar să se elaboreze analize și acțiuni privind următoarele aspecte:

- Dezvoltarea optimă a RET corelat cu evoluțiile din SEN, în vederea menținerii siguranței în funcționarea SEN;
- Stabilirea unui plan comun de acțiune pentru dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție în zona municipiului București, în baza concluziilor studiilor pentru identificarea celor mai bune soluții de dezvoltare a RET în zona limitrofă și urbană a municipiului București, realizate de Transelectrica și ENEL Distribuție Muntenia Sud;
- Reglajul tensiunii și circulația puterii reactive ó identificarea necesităților și studierea posibilităților de introducere a reglajului secundar;
- Creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine;
- Existența rezervelor necesare de putere și realizarea echilibrului producție/consum în perspectiva construirii centralelor electrice eoliene și a grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă, utilizând analiza statistică a funcționării CEE și CFE;
- Actualizarea analizelor de sistem necesare pentru asigurarea evacuării puterii excedentare din zona Dobrogea și zona Moldova, luând în considerare actualizarea ipotezelor, în baza evoluției cunoscute a proiectelor și a solicitărilor noi primite;
- Realizarea unor studii în vederea identificării măsurilor pentru asigurarea unei prognoze a producției CEE cu o precizie adecvată necesităților conducerii SEN de către OTS;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Pregătirea implementării reglementărilor naționale și europene cu impact asupra activității OTS, pe măsură ce acestea intră în vigoare;
- Creșterea eficienței energetice;
- Implementarea și diversificarea tehnologiilor de LST;
- Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET;
- Completarea și adaptarea cadrului de reglementare privind accesul la rețea și integrarea producției eoliene în SEN.

Bibliografie

1. *Planul de perspectivă al RET. Perioada 2010-2014 și orientativ 2019, Transelectrica S.A., 2011*
2. *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1069/ 2007*
3. *Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile, 2010 Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011-2035, 2011*
4. *Studiu privind structura RET pentru anii 2014-2019-2030, ISPE S.A., 2010*
5. *Analiza condițiilor de stabilitate statica si tranzitorie si a solicitarilor la scurtcircuit in RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2010*
6. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2011, Transelectrica - DEN, 2011*
7. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2011-2012, Transelectrica -DEN, 2011*
8. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2012, Transelectrica - DEN, 2012*
9. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2012-2013, Transelectrica -DEN, 2012*
10. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2013, Transelectrica - DEN, 2013*
11. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2013-2014, Transelectrica -DEN, 2013*
12. *Studiu privind planificarea dezvoltării rețelelor de transport din zona de est a SEN, în condițiile suplimentării semnificative a puterii produse în Dobrogea, TRAPEC S.A.,2008*
13. *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, TRAPEC, 2008*
14. *Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum și/ sau evacuare de putere produsă, ISPE S.A., 2008*
15. *Studiu privind factorii care influențează cpt în RET și modalități de reducere a acestuia”, ISPE S.A., 2010-2011*
16. *Studiu privind mijloacele necesare pentru reglajul tensiunii/puterii reactive în SEN – a pe 5 ani, ISPE S.A., 2011*
17. *Studiu de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET, ISPE S.A., 2011*
18. *Studiu „Evaluarea cantitativă a impactului proiectelor de dezvoltare a RET”*,

ISPE S.A., 2012

19. *Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2014-2018-2023), TRACTEBEL Engineering S.A., 2013*
20. *Studiu privind implicațiile racordării la SEN a centralelor eoliene, ISPE S.A., 2008*
21. *Procedura Operațională Transelectrica „Schimburile de date și informații tehnice între utilizatorii RET și operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării S.E.N. în condiții de siguranță”, Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002*
22. *Ten-Year Network Development Plan Package 2012, ENTSO-E, 2012*
23. *System Adequacy Retrospect report for 2011, ENTSO-E, 2012*
24. *Raportul “UCTE System Adequacy Forecast, 2011 – 2025”, ENTSO-E, 2010*
25. *Metodologie și program de calcul pentru stabilirea ordinii acțiunilor de rețehnologizare/mentenanță a stațiilor electrice din RET. Planul de perspectivă. Actualizarea bazei de date și extindere funcțiuni, Universitatea Politehnică București- Centrul EDUPERCO, 2006*
26. *Evaluarea necesarului de rezervă specifică pentru generarea eoliană din România, ISPE S.A., 2009*
27. *Studiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naționale, ISPE S.A., 2011*
28. *Procedura Operațională “Stabilirea puterii maxime instalabile în centralele eoliene din punct de vedere al siguranței SEN” COD: TEL - 07.38*
29. *Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET), TRACTEBEL Engineering S.A., 2013*

Echipa de Program care a elaborat
Planul de dezvoltare a RET ó Perioada 2014--2023

Nr. crt.	Numele i prenumele	Pozi ia
1.	Dana Petrescu	Manager ó Departament Planificare RET
2.	Daniela Bolborici	ef serviciu Dezvoltare re ea
3.	Anca Antemir	ef birou Prognoz consum
4.	Oana Udrea	Inginer principal specialist
5.	Oana St nescu	Inginer principal specialist
6.	Simona Oprea	Director proiect
7.	Virginica Zaharia	Director proiect
8.	Cristian R doi	Manager energetic planificare opera ional sistem
9.	Rodica Balaurescu	ef serviciu Planificare opera ional
10.	Mioara Miga	Manager energetic prognoz i management congestii
11.	Virgiliu Ivan	Manager energetic regimuri i analiza func ion rii
12.	Emanuel Ioni	Inginer specialist
13.	Doina Ili iu	Director proiect Monitorizare func ionare grupuri i analiz proiect
14.	Daniel Bucur	Manager Siguran sistem
15.	Alexandru Soare	Inginer principal specialist
16.	Mihai Cremenescu	Director proiect
17.	C t lin Li man	Director program
18.	Mircea Sârbu	Director OMEPA
19.	Girogiana Giosanu	Director proiect
20.	Tania Ecaterina Roman	Director proiect (ITC)
21.	Marius George Dumitrache	ef birou telecomunica ii
22.	Calin Ovidiu St nescu	ef serviciu (ITC)
23.	Christiana B rbulescu	Director proiect
24.	Roxana Marciu	Director proiect
25.	Florea Costin	ef compartiment
26.	Silvia Damian	ef Serviciu SMPI
27.	Gheorgi Micu	Expert Managementul activit ii investi ionale
28.	Adrian u a	ef proiect
29	tefan Marin	Inspector ef
29	Mariana Ilie	Inspector ef adjunct