

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018 - 2027

Responsabil de lucrare:
Virginica Zaharia
Expert rețele electrice

Aviz CTES Transelectrica: nr. 30 /2018

Aprobat,

Directorat:

<i>Președinte</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>
Adrian Constantin RUSU	Constantin SARAGEA	Viorel VASIU	Adrian Mircea TEODORESCU	Andreea Georgiana FLOREA

Cuprins

Lista de Anexe	6
Prescurtări	7
1. Scopul și obiectivele Planului național de dezvoltare a RET pe zece ani	9
2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport	10
2.1 Corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani	10
2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice ante și post 2020 - Proiecte de Interes Comun (PCI)	13
2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2016	14
3. Cadrul de reglementare	17
3.1 Legislația primară	17
3.2 Legislația secundară	21
4. Principii și metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	24
4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	24
4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	24
5. Analiza situației actuale a RET și infrastructurii asociate– perioada 2016-2017	26
5.1 Capacități de producere a energiei electrice	26
5.2 Adecvața sistemului la vârful de sarcină	27
5.3. Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni cu alte sisteme	34
5. 4 Gradul de încărcare a elementelor RET	38
5.4.1 Vara 2017	38
5.4.2 Iarna 2016-2017	40
5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne	42
5.4.3.1 Palier VSV (vara 2017)	42
5.4.3.2 Palier VSI (iarna 2016-2017)	43
5.4.4 Capacitățile de transfer totale și bilaterale pe granițe	43
5.4.4.1 Tipuri de capacități nete de schimb calculate/estimate	43
5.4.4.2 Capacități nete de schimb maxime	45
5.4.4.3 Capacități nete de schimb lunare	47
5.4.4.4 Factori ce influențează valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare	48
5.4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme 2014-2017	50
5.4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb	52
5.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii	53
5.6 Pierderi de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET	56
5.7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET	59
5.8. Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie	60
5.8.1. Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică	60
5.8.1.1. Premize de calcul	60
5.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică	62
5.8.1.3. Analiza secțiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condițiilor de stabilitate statică	64
5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire	65
5.8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul	65
5.8.2.2 Analize efectuate	66
5.8.2.3 Puncte slabe identificate și eventuale măsuri de îmbunătățire	66
5.9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport	67
5.10. Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA – DEN	73
5.11. Serviciile de sistem tehnologice	75

5.12. Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice	78
5.13. Sistemul de telecomunicații	79
6. Securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență	81
7. Protecția mediului asociată RET	82
7.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului	82
7.2 Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei	83
7.3 Măsurile pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2018 - 2027	86
8. Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție	88
8.1. Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport	88
8.2. Starea tehnică a Rețelei Electrice de Distribuție	104
9. Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă – perioada 2018 – 2022 - 2027	107
9.1. Principii generale de construire a scenariilor	107
9.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN	108
9.3. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică	111
9.4. Scenarii privind evoluția parcului de producție	111
9.5. Analiza adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2018-2022-2027	115
9.6. Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – cazuri analizate pentru verificarea adecvanței RET	119
10. Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă	121
10.1. Analiza regimurilor staționare	122
10.1.1. Analiza zonei Dobrogea	125
10.1.2. Analiza zonelor Dobrogea și Moldova	126
10.1.3 Analiza zonei Moldova	129
10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord	129
10.1.5 Analiza zonei de Sud-Vest	130
10.1.6 Analiza pentru zona Transilvania Nord, Moldova și Banatul de Nord denumită secțiunea Nord-Sud	132
10.1.7 Analiza privind alimentarea municipiului București	133
10.1.8. Oportunitatea înlocuirii conductorului activ de pe anumite LEA de 220 kV de la 400mm ² cu unul de secțiune 450mm ²	134
10.1.9. Analiza impactului asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2016-2025 și incluse în RMB	135
10.2. Gradul de încărcare a elementelor RET	138
10.3. Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive	138
10.4. Pierderi de putere în RET, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină	139
10.5. Solicitățile la scurtcircuit	141
10.6. Verificarea RET la condiții de stabilitate statică	142
10.6.1. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen mediu	142
10.6.2. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen lung	143
10.7. Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET	148
10.8. Concluzii privind regimurile de funcționare a RET în perspectivă	152
11. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani	154
11.1. Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET	154
11.1.1. Aspecte generale privind activitatea de mentenanță – componentă a Managementului Activelor	154
11.1.2. Programul de mentenanță al instalațiilor RET (stații și linii electrice)	160
11.2. Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare și monitorizare a calitatii energiei electrice	164
12. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe	165
12.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe	165
12.2 Strategia de dezvoltare a RET	168
12.2.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2018-2027	168
12.2.2 Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET	171
12.2.3 Programul de dezvoltare, re tehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET	173
12.2.4 Estimarea indicatorilor de beneficiu specifici pentru proiectele RET	185

12.2.5 Soluții tehnice promovate prioritar	186
12.3. Sisteme asociate RET	187
12.3.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA – DEN	187
12.3.2 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice	190
12.3.3 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații	195
12.3.4 Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurii critice	196
12.3.5. Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării	197
12.3.5.1. Provocări prezente și viitoare pentru operatorii de transport și sistem (OTS)	197
12.3.5.2. Obiectivele Strategiei în domeniul Cercetării și Inovării	199
12.3.5.3. Provocări privind managementul activelor la Operatorii de Transport și de Sistem (OTS)	201
12.3.5.4. Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid	202
13. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET	203
14. Surse de finanțare	205
14.1. Veniturile CNTEE Transelectrica SA	205
14.2. Sursele de finanțare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie	206
15. Direcții de analiză pentru etapa următoare	210
Bibliografie	211

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 2017
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2016-2017
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2017
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2016-2017
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit - 2017
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexele C	Proгноza balantei producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2018 – 2027
Anexa C-1	Proгноza consumului de energie electrică pe zone 2018 – 2027
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	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță LEA (nu se publică)
Anexa E-2	Eșalonarea 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	Eșalonarea cheltuielilor pentru investiții (nu se publică)
Anexa F-3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2016 și 2018
Anexa F-4	Prezentarea beneficiilor urmărite prin realizarea proiectelor de investiții
Anexa G	Încărcări elemente RET 2018, 2022 , 2027
Anexa H	Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării
Anexa H-1	Opțiuni Piloni domeniu cercetare în cadrul CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-2	Obiective generale aferente domeniilor cheie de interes TEL pentru structurarea sesiunilor de prezentare a conceptelor, soluțiilor, tehnologiilor și echipamentelor
Anexa H-3	Structura grupelor și obiectivelor specifice aferente strategiei cercetării și inovării
Anexa H-4	Arhitectura de Referință SMART GRID specifică CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-5	Lista sistemelor principale care fac parte din standardul “Smart Grid” și numărul de corespondență din arhitecturile “Smart Grid”

Prescurtări

AGC	Automatic Generation Control (control automat al generării)
AF	Ansamblu Funcțional
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	Centrală electrică în Cogenerare cu Ciclu Combinat
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CET	Centrală Electrică și de Termoficare
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompă
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi Joule și Corona, consumuri servicii interne)
CTE	Centrală Termoelectrică
CV	Certificate Verzi
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DRRI	Dispozitiv de rezervă la refuz de întrerupător
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere și achiziție date
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rețeaua europeană a operatorilor rețelelor de transport pentru electricitate)
GNV	Gol de Noapte Vară
LEA	Linie Electrică Aeriană
LST	Lucru Sub Tensiune
LSS	Limite de Stabilitate Statică
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	Părți Responsabile cu Echilibrarea
PSS	Stabilizator de oscilații de putere
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RD	Regim de Dimensionare

RED	Rețea Electrică de Distribuție
RES	Surse regenerabile de energie
RET	Rețea Electrică de Transport
RK	Reparație capitală
RMB	Regim Mediu de Bază
RTU	Remote Terminal Unit
SCC	Sistem Comandă Control
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Inițiativa de cooperare sud-est europeană)
Sn	Putere aparentă nominală
T	Transformator
TC	Transformator de Curent
TM	Termen mediu (5 - 10 ani)
TL	Termen lung (peste 10 ani)
Transelectrica	C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A.
UD	Unități Dispecerizabile
VDV	Vârf de Dimineață Vară
VSI	Vârf de Seară Iarnă

1. Scopul și obiectivele Planului național de dezvoltare a RET pe zece ani

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și Condițiilor specifice asociate Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. planifică dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE și proprietarului rețelei.

La baza elaborării Planului de dezvoltare au stat Strategiile și Politicile Guvernului României, obiectivele noii politici a Uniunii Europene pentru o Energie Competitivă și Sigură, studii asigurate de CNTEE Transelectrica SA.

Planificarea dezvoltării RET urmărește următoarele obiective:

- 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 serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*;
- Dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- Creșterea capacității de interconexiune a rețelelelor energetice;
- Sustenabilitatea prin integrarea energiei din surse regenerabile în rețea și prin transportul energiei generate din surse regenerabile până la principalele centre de consum;
- Integrarea și funcționarea pieței interne a energiei;
- Asigurarea accesului nediscriminatoriu al solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de normele în vigoare;
- 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 CNTEE Transelectrica SA 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 Politicii 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 pieței 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.

2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport

2.1 Corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani

Constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni are ca scop promovarea finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în asigurarea unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică. În conformitate cu articolul 8 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 în cadrul ENTSO-E se elaborează și se adoptă „Ten-Year Network Development Plan” – TYNDP. Acest plan se elaborează și se publică, la fiecare doi ani, fiind un plan neobligatoriu la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei pe zece ani, și cuprinde o evaluare cu privire la adecvanța sistemului electroenergetic pan-european, la fiecare doi ani.

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

Evaluarea cu privire la sursele 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 se realizează pe baza evaluărilor naționale, pregătite de fiecare operator de transport și de sistem individual.

În cadrul ENTSO-E au fost create șase grupuri regionale (fig. 2.1) în cadrul cărora se analizează și se finalizează planul european de dezvoltare a rețelei.

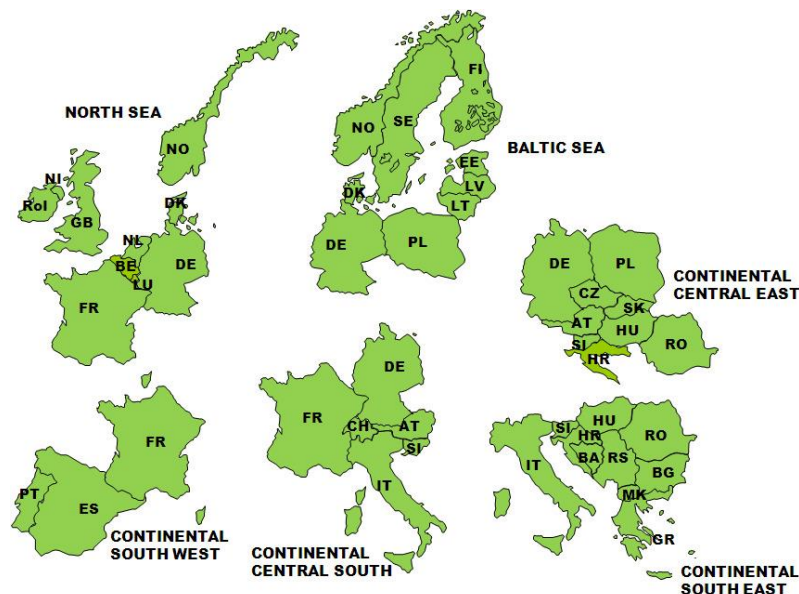


Fig. 2.1– Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

CNTEE Transelectrica SA face parte din Grupurile Regionale: Continental Central Est și Continental Sud Est.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP 2016 [16], s-au bazat pe politicile naționale și pe îndeplinirea țintelor energetice ale Uniunii Europene pentru 2020/2030/2050:

- pentru orizontul de timp **2020**:
 - ❖ **"Best Estimate Scenario of Expected Progress"** – construit pe baza datelor furnizate de OTS.
- pentru orizontul de timp **2030**:
 - ❖ **Viziunea 1 „Slowest Progress"** și **Viziunea 3 „National Green Transition"** sunt construite pe baza datelor furnizate de OTS.
 - ❖ **Viziunea 2 „Constrained Progress"** și **Viziunea 4 „European Green Revolution"** sunt construite pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP 2018 [30], s-au bazat pe politicile naționale și pe îndeplinirea țintelor energetice ale Uniunii Europene pentru 2020/2030/2050:

- pentru orizontul de timp **2020 și 2025**
 - ❖ **"Best Estimate Scenario"** – construit pe baza datelor furnizate de OTS.
- pentru orizontul de timp **2030**:
 - ❖ **„Sustainable Transition (ST)"** – construit pe baza datelor furnizate de OTS.
 - ❖ **„Distributed Generation (GT)"** construit pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.
 - ❖ **„EUCO 30 – External Scenario"** construit pe baza unui scenariu de la Comisia Europeană care urmărește îndeplinirea țintelor mai vechi pentru 2030 stabilite de Consiliul European în 2014 dar include ținta de eficiență de 30%.
- pentru orizontul de timp **2040 (pentru a face tranziția către 2050)**:
 - ❖ **„Sustainable Transition (ST)"** – construit pe baza scenariului „Sustainable Transition (ST)" 2030.
 - ❖ **„Distributed Generation (GT)"** - construit pe baza scenariului „Distributed Generation (GT)" 2030.
 - ❖ **„Global Climate Action (GCA)"** construit pe baza scenariului „Sustainable Transition (ST)" 2030.

Scenariile pentru 2040 au fost utilizate pentru identificarea de noi proiecte de dezvoltare a rețelei de transport europene iar scenariile pentru 2025 și 2030 pentru estimarea beneficiilor aduse de proiectele introduse în TYNDP 2018.

În contextul integrării piețelor europene, beneficiile aduse de proiectele de interes european au fost evaluate în cadrul ENTSO-E pe baza unor studii de piață de energie electrică, utilizându-se date de intrare furnizate de toți membrii (consum orar prognozat, evoluția parcului de centrale electrice, costuri standard de producție pe tipuri de centrale, date meteo prognozate etc.), cât și pe baza unor analize de circulații de puteri prin care se estimează creșterea capacității de interconexiune care se poate obține prin realizarea acestor proiecte.

Pentru fiecare Viziune, s-a elaborat o simulare, care a permis identificarea direcțiilor pe care apar cele mai mari diferențe de costuri marginale ale energiei electrice, obținându-se astfel estimări

privind direcțiile predominante ale fluxurilor viitoare între țări. Acolo unde capacitatea rețelei existente este insuficientă, este recomandată dezvoltarea rețelei.

Metodologia “ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” [22], stabilește criteriile de selecție a Proiectelor de Interes Comun (PCI) la nivel european, criteriile de evaluare a costurilor și beneficiilor proiectelor/investitiilor, în scopul elaborării Planurilor Regionale de Investiții și a Planului de dezvoltare pe zece ani al ENTSO-E, criterii ce au la bază obiectivele energetice strategice ale Uniunii Europene: asigurarea competitivității economiei UE, asigurarea dezvoltării durabile a sectorului electroenergetic, creșterea siguranței în alimentarea cu energie:

► **Beneficii:**

- GTC – Creșterea capacității transfrontaliere (MW)
- B1. Siguranța în alimentare cu energie electrică (MWh)
- B2. Bunăstare socială și economică (€)
- B3. Integrare RES (MWh)
- B4. Reducerea pierderilor de energie electrică (€)
- B5. Reducerea emisiilor de CO₂ (kt)
- B6. Reziliență/siguranța sistemului (++/--)
- B7. Flexibilitate (++/--)

► **Costuri:**

- C1. Costul total al proiectului (€)
- S.1. Impact asupra mediului (km)
- S.2. Impact social (km)

Conform procedurilor și criteriilor ENTSO-E, în Planul European pe zece ani de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2016”, elaborat de ENTSO-E conform Regulamentului Comisiei Europene nr.714/2009 au fost incluse, ca și Proiecte de Interes Comun, următoarele clustere de investiții care se regăsesc și în ediția curentă a Planului de dezvoltare – perioada 2018-2027:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței;

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița –Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Proiectele menționate mai sus se integrează în efortul armonizat, al tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) europeni, de a dezvolta rețelele transeuropene și de a asigura interoperabilitatea acestora.

Scenariile interne analizate în cadrul Planului național de dezvoltare a RET au fost corelate cu scenariile dezvoltate la nivel european și regional în cadrul ENTSO-E, în contextul elaborării Planului european de dezvoltare a rețelei pe 10 ani. Planul european ENTSO-E cuprinde proiectele de interes european, dintre care unele au statutul de PCI, cu impact mai mare asupra sistemului,

planurile regionale includ și proiecte al căror interes este doar regional, iar planurile naționale cuprind și 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 coerente.

2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice ante și post 2020 - Proiecte de Interes Comun (PCI)

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructura energetică transeuropeană, propune un set de măsuri pentru atingerea obiectivelor UE în domeniu, ca: integrarea și funcționarea pieței interne a energiei, asigurarea securității energetice a UE, promovarea și dezvoltarea eficienței energetice și a energiei din surse regenerabile și promovarea interconectării rețelelelor energetice.

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 a identificat, pentru perioada 2020 și după, un număr de 12 coridoare și domenii transeuropene prioritare care acoperă rețelele de energie electrică și de gaze, precum și infrastructura de transport a petrolului și dioxidului de carbon.

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: **“Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est” („NSI East Electricity”)**: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile. State membre implicate: Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croația, Italia, Cipru, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia.

În Regulamentul (UE) nr. 347/2013 sunt definite criteriile de selectare și evaluare a PCI-urilor pentru a fi eligibile pentru includerea de către Comisia Europeană pe listele următoare ale Uniunii; propunerile de proiecte privind transportul și depozitarea energiei electrice trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a rețelei pentru energia electrică, elaborat de ENTSO-E.

Prin **“Comunicarea privind realizarea obiectivului de interconectare electrică de 10%; Pregătirea rețelei de energie electrică a Europei pentru 2020”**, Comisia Europeană a prezentat nivelul de interconectare pentru anul 2014 și în 2020 după implementarea PCI-urilor actuale.

În prezent, valoarea de 7% a capacității de interconexiune prezentată în Raportul de țară al României, Semestrul european 2017, a fost calculată de către grupul de experți stabilit de către Comisia Europeană cu referire la țintele de interconectare în domeniul energiei electrice (interconnection target group), utilizând datele transmise de către CNTEE Transelectrica SA pentru raportul de adecvanță semestrială *Winter outlook 2016-2017*. Valoarea de 7% a rezultat din împărțirea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacității nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET.

Nivelul de interconectare al României ar crește de la nivelul actual de 7% la peste 9%, fiind așadar, mai aproape de obiectivul de 10%, prin realizarea interconexiunii cu Serbia în anul 2018.

În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Proiectul 138 “Black Sea Corridor” și Proiectul 144

“Mid Continental East Corridor” au fost incluse de Comisia Europeană în cea de a treia listă Europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), în coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est” („NSI East Electricity”): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2016

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

Proiectul “Black Sea Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și are rolul de a consolida coridorul de transport al energiei electrice de-a lungul coastei Mării Negre (România-Bulgaria) și între coastă și restul Europei.

Acest proiect contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune dintre România și 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 asemenea, prin intermediul implementării acestui proiect se va realiza consolidarea integrării pieței regionale și europene de energie, lucru ce va permite creșterea schimburilor din zonă. Dezvoltarea surselor regenerabile de energie cu caracter intermitent va fi posibilă prin capacitatea rețelei de a transporta energia produsă din surse regenerabile din sud-estul Europei până la principalele centre de consum și situri de depozitare localizate în centrul Europei și respectiv nordul Europei.

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 138, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [23], în cadrul TYNDP 2016 sunt prezentate în tabelul 2.3.1*):

Tabelul 2.3.1*) (sursa TYNDP 2016)

Nr. investiție (TYNDP 2014)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
273	Cernavodă	Stâlp	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Cernavodă și Stâlp cu un circuit intrare/ieșire în stația 400 kV Gura Ialomitei; lungime: 159 km.
275	Smârdan	Gutinaș	LEA nouă 400 kV d.c. (cu un circuit echipat) între stațiile existente Smârdan și Gutinaș; lungime: 140 km.
715	Stâlp	-	Extinderea stației 220/110 kV Stâlp prin contruirea stației 400/110 kV, 1x250MVA.

Scenariu	Δ GTC Direcția RO→BG (MW)	Δ GTC Direcția BG→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2020	1200	1000	Neglijabil sau mai puțin de 15 km	Neglijabil sau mai puțin de 15 km
2030	1350	800		

Scenariu	B1 SoS (MWh/an)	B2 SEW (M€/an)	B3 RES (GWh/an)	B4 Pierderi (GWh/an)	B4 Pierderi (M€/an)	B5 Emisii CO ₂ (kT/an)
2020	-	60±10	<10	50±25	2±1	700±100
Viziunea 1-2030	-	80±10	<10	25±25	1±2	1100±200
Viziunea 2-2030	-	50±10	<10	125±25	6±1	700±100
Viziunea 3-2030	-	40±10	30±10	-125±25	-8±2	-900±100
Viziunea 4-2030	-	270±40	140±30	-150±25	-10±2	-900±100

*) Informațiile prezentate în tabel au fost aprobate de Comisia Europeană și ACER

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

Proiectul “Mid Continental East Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și conduce la creșterea capacității de schimb pe granițele dintre România - Ungaria - Serbia; intensifică coridorul european nord-sud dinspre nord-estul Europei spre sud-estul Europei prin Romania, permițând integrarea mai puternică a piețelor și creșterea securității alimentării consumului în zona de sud-est a Europei.

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 144, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [23], în cadrul TYNDP 2016 sunt prezentate în tabelul 2.3.2*):

Tabelul 2.3.2* (sursa TYNDP 2016)

Nr. investiție (TYNDP 2014)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
238	Pancevo (RS)	Reșița (RO)	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Reșița (România) și Pancevo (Serbia); lungime: 131 km (63 km în RO și 68 km în RS).
269	Porțile de Fier	Reșița	LEA nouă 400 kV s.c. stația existentă 400 kV Porțile de Fier și noua stație 400 kV Reșița; lungime: 116 km.
270	Reșița	Timișoara-Săcălaz-Arad	Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad
701	Reșița	-	Extinderea stației 220/110 kV Reșița prin contruirea stației noi 400/220/110 kV Reșița, 1x250MVA+1x400 MVA.
704	Timișoara	-	Înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin contruirea stației noi 400/220/110 kV, 2x250MVA+1x400MVA.

Scenariu	ΔGTC direcția RO→RS,HU (MW)	ΔGTC direcția RS, HU→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2020	950	500	15 – 50	Neglijabil sau mai puțin de 15 km
2030	950	750		

Scenariu	B1 SoS (MWh/an)	B2 SEW (M€/an)	B3 RES (GWh/an)	B4 Pierderi (GWh/an)	B4 Pierderi (M€/an)	B5 Emisii CO ₂ (kT/an)
2020	-	50±10	<10	25±25	1±1	900±50
Viziunea 1-2030	-	90±10	<10	325±32	17±2	1700±300
Viziunea 2-2030	-	60±10	<10	125±25	6±1	1100±200

Viziunea 3-2030	-	<10	30±10	75±25	4±2	±100
Viziunea 4-2030	-	60±40	120±20	75±25	5±2	-400±100

*¹⁾ Informațiile prezentate în tabel au fost aprobate de Comisia Europeană și ACER

Informațiile și datele prezentate mai sus, pentru Proiectele 138 și 144, fac parte din ultima ediție a planului de dezvoltare a rețelei pentru zece ani pentru energie electrică TYNDP 2016 – ediție aprobată, elaborat de ENTSO-E în temeiul articolului 8 din Regulamentul (CE) nr.714/2009.

La data actualizării Planului de dezvoltare a RET – perioada 2018-2027 elaborat de CNTEE Transelectrica SA, este în curs de consultare publică ediția viitoare a ENTSO-E TYNDP 2018.

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 energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare ;
- Legea nr. 220/2008 „Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie”, modificată și completată prin OUG nr. 24/2017;
- 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. 557/2016 privind managementul tipurilor de risc;

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 în cazul operatorilor de transport și de sistem care gestionează o rețea electrică de transport:

(1) În cazul operatorilor de transport și de sistem care gestionează o rețea electrică de transport, proprietarul rețelei de transport:

- a) cooperează cu operatorul de transport și de sistem în vederea îndeplinirii atribuțiilor acestuia, furnizând toate informațiile relevante atât acestuia, precum și către ANRE, care monitorizează schimbul de informații dintre operatorul de transport și sistem și proprietar;
- b) finanțează și/sau își dă acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în rețeaua electrică de transport, stabilite de operatorul de transport și de sistem și aprobate în prealabil de ANRE, care are obligația să efectueze consultări atât cu acesta, cât și cu celelalte părți interesate;
- c) deține răspunderea privind activele rețelei de transport, cu excepția răspunderii privind atribuțiile operatorului de transport și de sistem;
- d) oferă garanții privind 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 membră 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;

- REGULAMENTUL (UE) NR. 347/2013 AL Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009;

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.

Articolele 4 și 5 ale REGULAMENTULUI (CE) NR. 714/2009 prevăd 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 sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică. Art. 8 alin. (3) litera b) prevede că ENTSO-E adoptă 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 la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei, conform prevederilor art. 8 alin. (10) din Regulament, cuprinde modelarea rețelei integrate, scenariul de dezvoltare, o evaluare europeană cu privire la adecvarea capacităților de producere, precum și evaluarea flexibilității sistemului, bazat pe planuri naționale de investiții, luând în considerare planuri regionale de investiții.

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

O prioritate actuală a Uniunii Europene este reducerea emisiilor de carbon și încurajarea consumului de energie electrică din surse regenerabile. Pachetul legislativ privind schimbările climatice și energiile din surse regenerabile, apărut în 23.01.2008, își propune ca 20% din consumul comunitar să fie acoperit din surse regenerabile până în anul 2020.

În România, Legea 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 alte măsuri de promovare a energiei din surse regenerabile, prioritatea acestor producători din punctul de vedere al accesului la rețelele de interes public și al transportului:

„Art. 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. 24/2017, vizând modificarea regulilor de funcționare ale schemei de sprijin cu certificate verzi. Cele mai semnificative modificări sunt:

- Modificarea formulei de calcul a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi:
 - Pentru a asigura cererea pentru întregul număr de certificate verzi emise producătorilor de energie electrică din surse regenerabile, se calculează cantitatea statică anuală de certificate verzi. Cantitatea statică este un număr fix, care va fi revizuit o dată la doi ani, începând cu 2018. Cota anuală obligatorie de achiziție de certificate verzi se stabilește de către ANRE ținând cont de cantitatea statică de certificate verzi și consumul final de energie electrică estimat pentru anul următor, fără a depăși impactul mediu în factura consumatorului final de energie electrică de 11,1 euro/MWh. Prin Ordinul ANRE nr. 27/2017 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi, pentru perioada 1 aprilie - 31 decembrie 2017 a fost fixată la 0,358 certificate verzi/MWh.
- Extinderea duratei de valabilitate a certificatelor verzi de la 12 luni până la data de 31 martie 2032;
- Tranzacționarea certificatelor verzi:
 - Începând cu data de 1 septembrie 2017, certificatele verzi vor putea fi tranzacționate fie pe piețele centralizate anonime de certificate verzi (de tip spot sau la termen) fie pe piața centralizată pentru energia electrică susținută prin schema de ajutor de stat, piața pe care energia electrică este vândută în mod asociat cu certificatele verzi asociate cantității de energie electrică tranzacționate.
 - De la data intrării în vigoare a OUG nr.24/2017 până la 31 martie 2032 valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi se modifică și se încadrează între:
 - O valoare minimă de tranzacționare de 29,4 euro/certificat și
 - O valoare maximă de tranzacționare de 35 euro/certificat.

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 concesiune 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" adoptată 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, CNTEE Transelectrica SA 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. 301 din 11 aprilie 2012 (pentru aprobarea normelor metodologice de aplicare a Legii 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 acesta să funcționeze coordonat și sincronizat. Următoarele reglementări reprezintă legislație secundară cu impact asupra dezvoltării și utilizării RET:

- Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004;
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 128/2008;
- Codul Comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE nr. 25/2004;
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin ANRE nr. 103/01.07.2015;
- Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 Iulie 2015 de stabilirea unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor și Regulamentul (UE) 1719/2016 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilirea unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (CACM);
- Regulamentul (UE) nr. 1719/2016 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilirea unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA);
- Regulamentul (UE) nr. 631/2016 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituirea unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (RfG),
- Regulamentul (UE) nr. 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilirea unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor (DCC);
- Regulamentul (UE) nr. 1447/2016 al Comisiei din 26 august 2016 de instituirea unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în current continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în current continuu (HVDC);
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilirea unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (OS);
- Regulamentul (UE) nr. 2195/2017 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energia electrică;
- Regulamentul (UE) nr. 2196/2017 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electronergetic;
- Licențe și Autorizații: activitatea CNTEE “Transelectrica” - S.A. se desfășoară în baza Condițiilor specifice asociate Licenței nr.161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al

- energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, modificată prin Decizia ANRE nr. 802 din 18.05.2016;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr.59/2013;
 - Ordin ANRE nr. 63/2014 pentru modificarea și completarea Regulamentului 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;
 - Ordin ANRE nr. 87/2014 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr.11/2014;
 - Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 96/18.10.2017;
 - Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016;
 - Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordin ANRE nr. 11/2016;
 - Ordin ANRE nr. 49/22.06.2017 privind modificarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2016;
 - Ordine și decizii pentru reglementarea tarifelor pentru activitățile de monopol (transport și distribuție) precum și pentru energia electrică produsă pe piața reglementată;
 - Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul nr. 53/2013 al președintelui ANRE;
 - Ordin ANRE nr.16/2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul nr. 53/2013 al președintelui ANRE;
 - Ordin nr. 45/2017 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem;
 - Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul nr. 102 / 1 iulie 2015 al președintelui ANRE;
 - Procedura operațională “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport și de sistem” aprobată prin Ordinul nr. 6/11 februarie 2010 al președintelui ANRE;
 - 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” aprobată 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”;
- Decizia ANRE nr. 1424 din 21.10.2006 pentru aprobarea “Normativului privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice” cod: NTE 005/06/00;
- Ordinul Ministrului Economiei și Comerțului nr. 660/2004 privind aprobarea Ghidului de identificare a elementelor de infrastructură critică din economie;
- Hotărârea nr. 1349 din 27.10.2010 privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate;
- Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediul de Afaceri nr. 1226/2010 actualizat prin Ordinul Ministrului Economiei, Comerțului și Turismului nr. 175/12.02.2015 prin care se aprobă ”Instrucțiunile privind accesul cetățenilor români și/sau străini în obiectivele, sectoarele și locurile care prezintă importanță deosebită pentru protecția informațiilor secrete de stat/sectoarele speciale ale operatorilor economici aflați în subordinea, sub autoritatea sau în coordonarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.”
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE STST, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și SUCURSALE și termenele de menținere a acestora în nivelurile de secretizare.
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE SERVICIU, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și SUCURSALE.
- Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA P.I.C2.
- Norme interne privind protecția informațiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA.,P.I.C.1, înregistrate cu nr. 21611/15.06.2017.

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.

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

- evoluția consumului;
- apariția unor noi grupuri producătoare;
- 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 eficacității și eficienței serviciului prestat:

- realizarea mentenanței bazate pe fiabilitate a 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.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerințele și prioritățile prevăzute în Strategia și Politica energetică națională [2], [4]. 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 (activă și reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezoanele 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 balanțelor de puteri active și reactive pe noduri ale RET și zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- Analiza regimurilor de funcționare a RET în perioada de referință:
 - circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii și extreme;
 - pierderile de putere în RET;
 - 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;
 - limitele și valorile curenților și puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
 - 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 întăririlor (proiectelor noi) 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– perioada 2016-2017

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 și fără producere combinată de energie electrică și termică) bazate pe cărbuni sau gaze, nuclearelectrice, 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 194,4MW (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 totală în CEE la sfârșitul anului 2017 a fost 3030 MW, iar Pi în CEF atingea 1375 MW, la sfârșitul anului 2017;
- tot la sfârșitul anului 2017 centralele pe biomasă totalizau 130 MW;
- Capacitatea electrică de înaltă eficiență totală, cu acreditare finală, în data de 29.05.2017 a fost de 1528 MW din care din care eligibilă pentru schema de pjiin pentru cogenerare a fost de 1501 MW.

În tabelul 5.1.1 sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil și puterile instalate în centralele electrice.

Puterea instalată în SEN la data de 01.01.2018 a fost de 24738 MW cu 24 MW mai mare decât cea instalată la data de 01.01.2017, creștere foarte mică, determinată, în principal, de evoluția puterii instalate în surse regenerabile (centrale electrice eoliene – creștere de 5 MW, centralele electrice fotovoltaice - creștere de 4 MW).

Tabelul 5.1.1

Tip centrală	Putere instalată*		
	[MW]		
	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018
TOTAL	24541	24714	24738
Cărbune	6435	6240	6240
Hidrocarburi	5562	5792	5789
Nucleară	1413	1413	1413
Hidro	6731	6744	6761
Eoliană	2978	3025	3030
Fotovoltaică	1301	1371	1375
Biomasă	121	129	130

* 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.

5.2 Adecvața sistemului la vârful de sarcină

După ce, în perioada 2000 ÷ 2008, cu excepția anului 2002, consumul mediu brut intern a crescut anual cu valori cuprinse între 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 lunile similare ale anului 2008. În perioada octombrie - noiembrie 2009, descreșterea consumului s-a mai redus, iar din luna decembrie s-a reluat un trend de creștere. În continuare, anul 2010 a înregistrat o creștere cu 5,4 % a consumului net (4,8% consum brut), față de anul 2009, iar în anul 2011 consumul brut a crescut cu 3,7 % față de 2010. Din anul 2012 consumul mediu brut a început din nou să scadă, înregistrând o scădere de 1,5 % față de 2011, respectiv o scădere de 4,4 % a anului 2013 față de anul 2012. Începând cu anul 2014, consumul mediu brut intern a înregistrat un trend pozitiv, crescând comparativ cu anii precedenți, cu valori medii cuprinse între cu 0,7 % ÷ 2,3 %.

În fig. 5.2.1 este prezentată evoluția consumului mediu brut, pe baza datelor primite de la producători. Aceste valori se regăsesc în rapoartele lunare și anuale elaborate de CNTEE Transelectrica SA. Unele date stocate pe site-ul www.transelectrica.ro sunt date operative, spre deosebire de cele din rapoarte, care conțin declarațiile producătorilor.

Variația consumului mediu brut anual în perioada
2000 - 2017 (MWh/h)

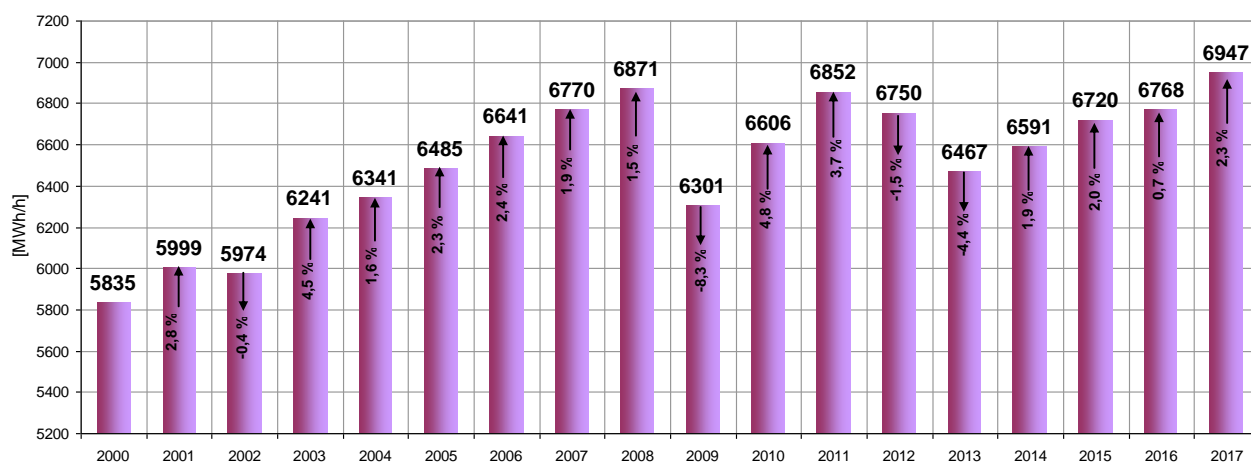


Fig. 5.2.1

Valoarea maximă brută a consumului instantaneu în anul 2017 a fost cu 160 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în 2016 și cu 452 MW mai mare decât vârful de consum al anului 2015. Astfel, consumul maxim brut a fost 9931 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 10 ianuarie 2017, în intervalul 19. Valoarea minimă brută a consumului (4383 MWh/h) s-a înregistrat în data de 5 iunie 2017 în intervalul 06 (Rusalii) (Fig. 5.2.2 – Valori instantanee stocate pe site-ul www.transelectrica.ro, Secțiunea Consum – Producție - Sold).

Evolutia consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim în anii 2015 - 2017

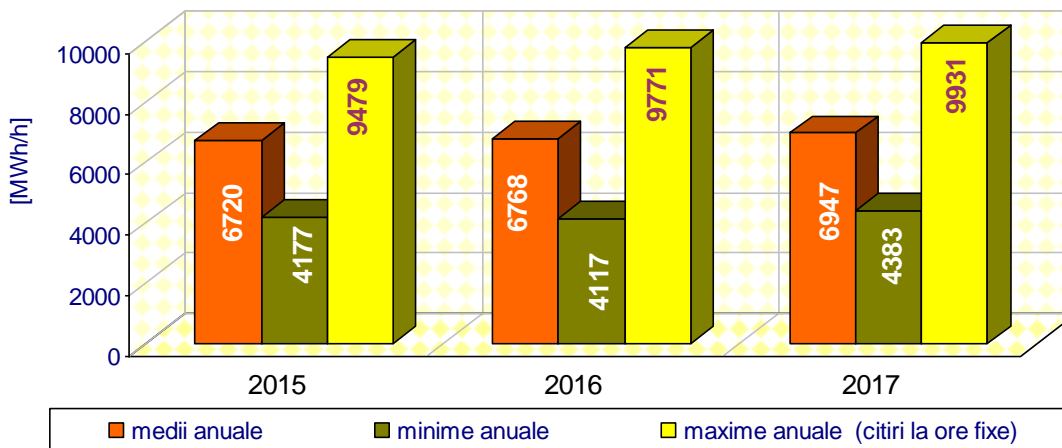


Fig. 5.2.2

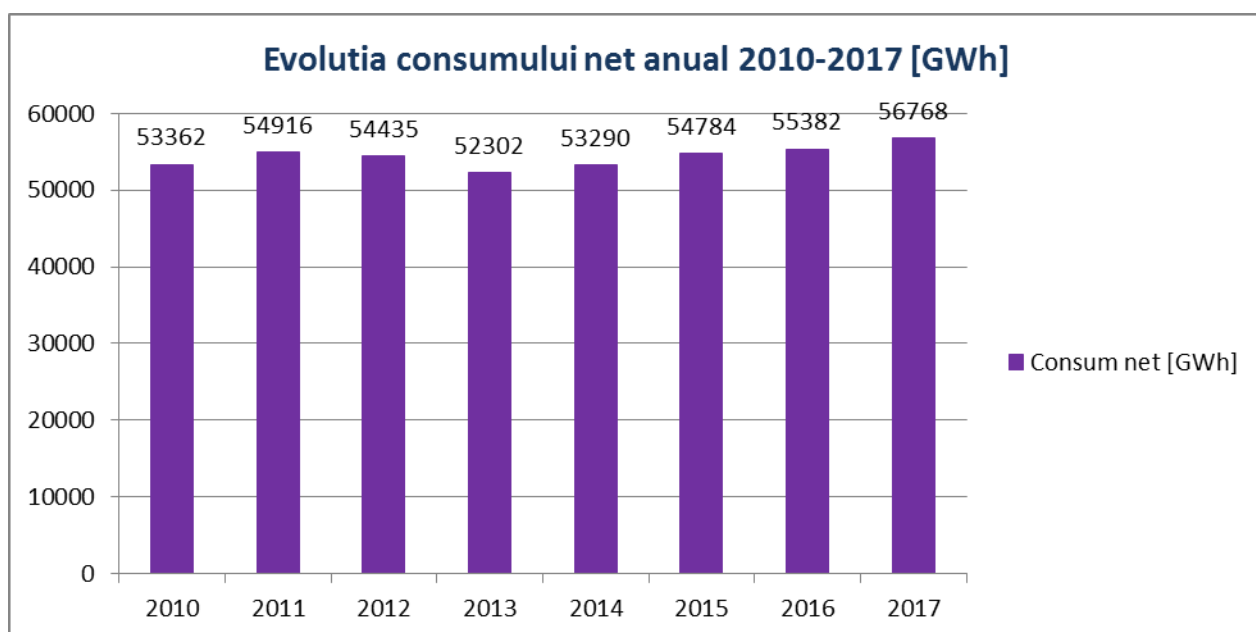


Fig. 5.2.3

Din evoluția consumului net din perioada 2010 – 2017, ilustrată în Fig. 5.2.3, se constată că între anii 2010 și 2011 consumul net a crescut cu 1554 GWh iar între anii 2012 și 2013 a scăzut cu 2133 GWh. Între anii 2014 – 2017 se remarcă o creștere de la 53290 GWh în anul 2014 la 56768 GWh în 2017.

Schimbările fizice de energie electrică cu sistemele vecine (ore CET) 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. 5.2.4 și 5.2.5).

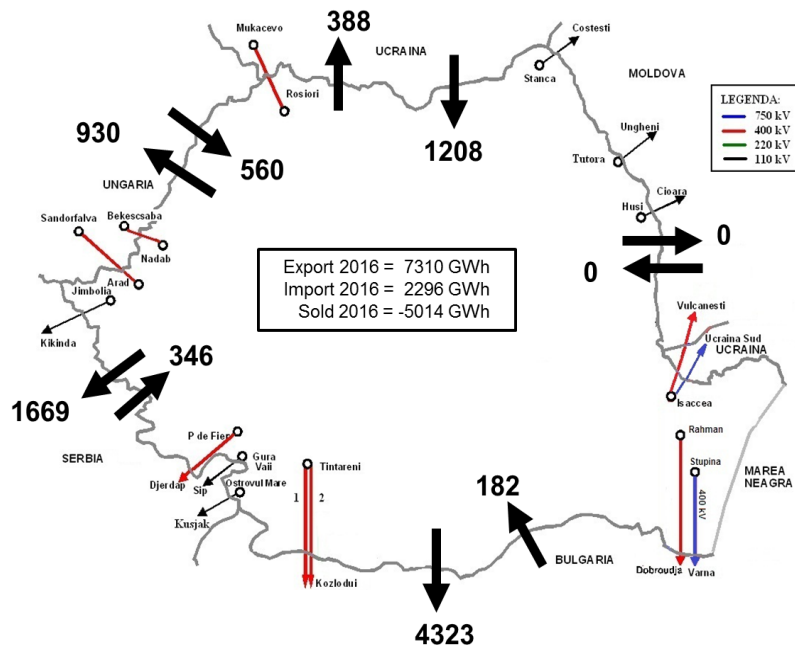


Fig. 5.2.4 – Schimburile de energie realizate pe granițe în anul 2016

Variatia importului, exportului si a soldului schimburilor de energie cu vecinii
in perioada 2009-2017
(valori medii anuale)

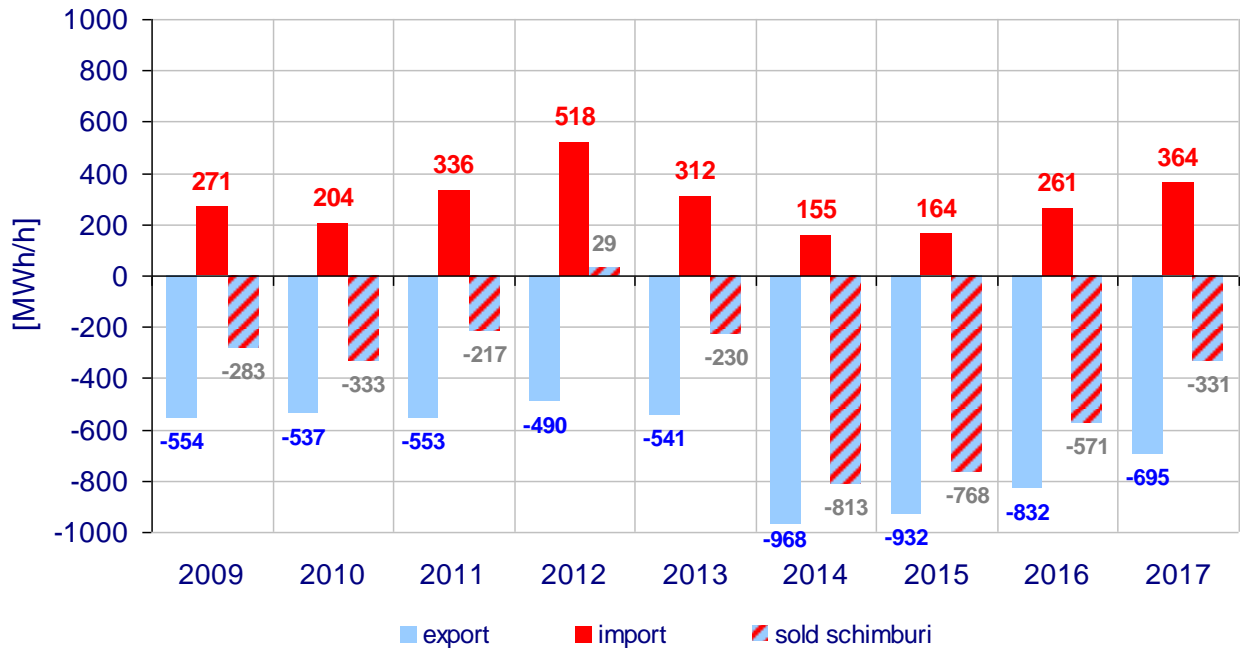


Fig. 5.2.5

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. În schimb, anul 2017 s-a încheiat cu un export net de 331 MWh/h.

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

În ceea ce privește structura pe resurse primare a producției de energie electrică, în 2009 s-a înregistrat o scădere accentuată a contribuției centralelor electrice pe cărbune și hidrocarburi (scădere a producției cu 16%, respectiv 19% față de anul 2008) la acoperirea consumului.

În 2010, contribuția centralelor electrice pe cărbune 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 (cărbuni: 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 2012 se remarcă creșterea semnificativă a contribuției centralelor electrice eoliene (5% din total producție în 2012) comparativ cu anul 2011 (2% din total producție).

În 2013 se remarcă creșterea în continuare a contribuției centralelor electrice eoliene (8% din total producție în 2013) comparativ cu anul 2012 (5% din total producție). Ca urmare a creșterii producției hidroelectrice cu 5%, s-a înregistrat o scădere a ponderii producției termoelectrice (cărbuni: de la 40% în 2012 la 30% în 2013, în special lignit).

În anul 2014, consumul brut intern a avut variații lunare cu valori cuprinse între -2,6 % ÷ + 5,4%, comparativ cu lunile similare din anul 2013. Pe întreg anul 2014 s-a înregistrat o creștere a consumului brut intern de 1,9 % comparativ cu anul 2013, în timp ce producția a înregistrat o creștere de 10,6%. De asemenea, în anul 2014 s-a menținut tendința de creștere a contribuției centralelor electrice eoliene, aceasta ajungând la 9,56% din total producție, comparativ cu anul 2013. Se remarcă de asemenea o creștere a ponderii producției de energie fotovoltaică, respectiv 2,52 % ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale.

În anul 2015, consumul brut intern a crescut în medie cu 2,0 % comparativ cu anul 2014. Referitor la mixul de resurse, acesta nu a înregistrat diferențe semnificative comparativ cu anul 2014, astfel: producția nucleară a înregistrat o ușoară scădere (0,26 %), respectiv cea hidroelectrică (3,88 %), creșterile înregistrându-se la cărbune (0,02 %) și biomasă (0,02 %), fotovoltaic (0,53 %), eolian (1,21 %), respectiv hidrocarburi (2,37 %). Scăderea producției hidroelectrice a fost influențată și de debitul fluviului Dunărea, acesta înregistrând o valoare medie de 4905 mc/s în anul 2015, comparativ cu 6024 mc/s în anul 2014.

În anul 2016, consumul brut intern a crescut în valori medii cu 0,7 % comparativ cu anul 2015. Referitor la mixul de resurse, acesta nu a înregistrat diferențe semnificative comparativ cu anul 2015, comparând ponderea fiecărui tip de resursă, astfel: producția nucleară a înregistrat o ușoară scădere (0,24 %), cărbune (3,01 %), eoliană (0,54 %), biomasă (0,10 %), fotovoltaică (0,23 %), ușoare creșteri înregistrându-se la producția hidro (3,00 %) și respectiv hidrocarburi (1,12 %). Creșterea producției pe hidrocarburi a fost influențată de intrarea în vigoare a „Codului rețelei pentru Sistemul

Național de Transport al gazelor naturale", prin care utilizatorii rețelei de gaze naturale sunt obligați să nominalizeze cantitatea de gaz introdusă/extrasă în/din rețeaua de transport, ceea ce a condus la asigurarea cantităților de gaz necesare funcționării centralelor pe hidrocarburi. Pe de altă parte, producția hidroelectrică a înregistrat creșteri și ca urmare a mobilizărilor de rezerva terțiară din Piața de Echilibrare, în vederea asigurării echilibrului producție - consum - putere de schimb, ca urmare a serviciului de sistem.

Având în vedere faptul că producția din surse regenerabile este foarte volatilă (poate prezenta variații mari de producție de la un interval la altul de dispecerizare (de peste 1000 MW), sau chiar în cadrul aceluiași interval) integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene a fost înlesnită, în mare măsură, de structura de producție existentă în România, în special a producției în centralele hidroelectrice, deoarece acestea au viteză mare de încărcare și permit preluarea cu succes a variațiilor de producție induse de centralele electrice eoliene.

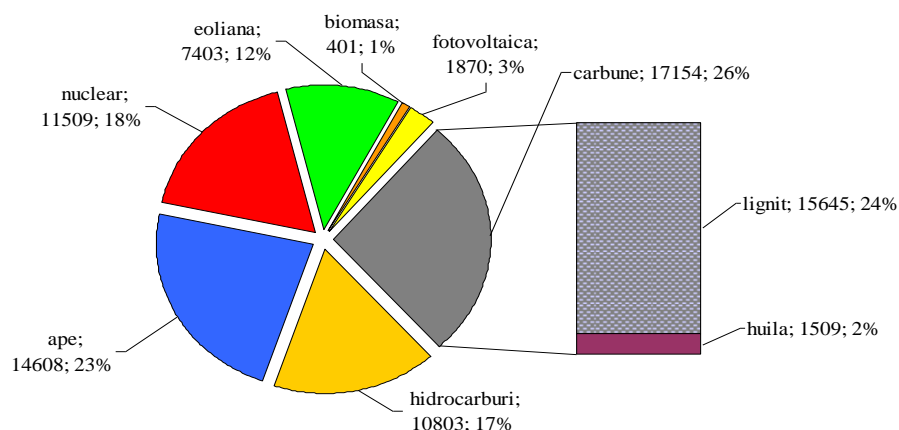
Structura producției este prezentată în Tabelul 5.2.1. și figura 5.2.6.

Tabelul 5.2.1

	anul 2017			anul 2016		
	[GWh]	[MW]	[%]	[GWh]	[MW]	[%]
TOTAL PRODUCTIE, din care:	63748	7277	100.0	64472	7340	100.0
Centrale pe carbune, din care:	17154	1958	26	16091	1832	25
lignit	15645	1786	24	14417	1641	22
huila	1509	172	2	1674	191	3
hidrocarburi	10803	1233	17	9959.8	1134	15
ape	14608	1668	23	18272	2080	28
nuclear	11509	1314	18	11286	1285	18
eoliana	7403	845	12	6590	750	10
biomasa	401	46	1	453	52	1
fotovoltaica	1870	213	3	1820	207	3

În anul 2017, comparativ cu anul 2016, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat creșteri cu valori cuprinse între 0,11 % (pentru energia din surse fotovoltaice), respectiv 1,95 % (pentru energia din combustibili fosili – carbune). Creșteri semnificative s-au înregistrat și în ceea ce privește producția pe hidrocarburi (1,5 %), precum și cea eoliană (1,39 %), respectiv producția nucleară (0,54 %). S-au înregistrat în schimb scăderi ale producției pe biomasă (0,11 %), respectiv hidroelectrică (5,42 %). Scăderea importantă a energiei din surse hidroelectrice a fost generată de hidraulicitatea energetică mai scăzută înregistrată în anul 2017 atât pe râurile interioare, cât și pe fluviul Dunarea, anul 2017 fiind un an secetos, spre deosebire de anul 2016 care a fost un an normal.

**Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției brute de energie electrică
în anul 2017**



**Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției brute de energie electrică
în anul 2016**

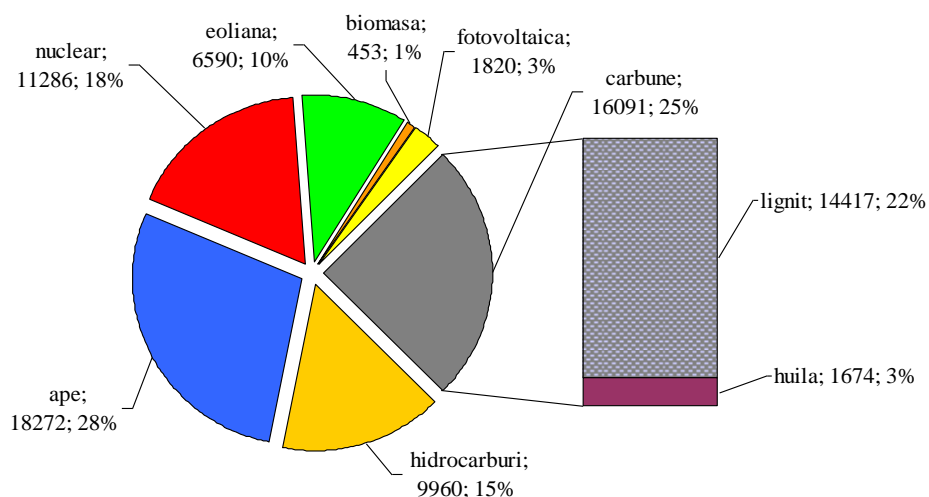


Fig. 5.2.6

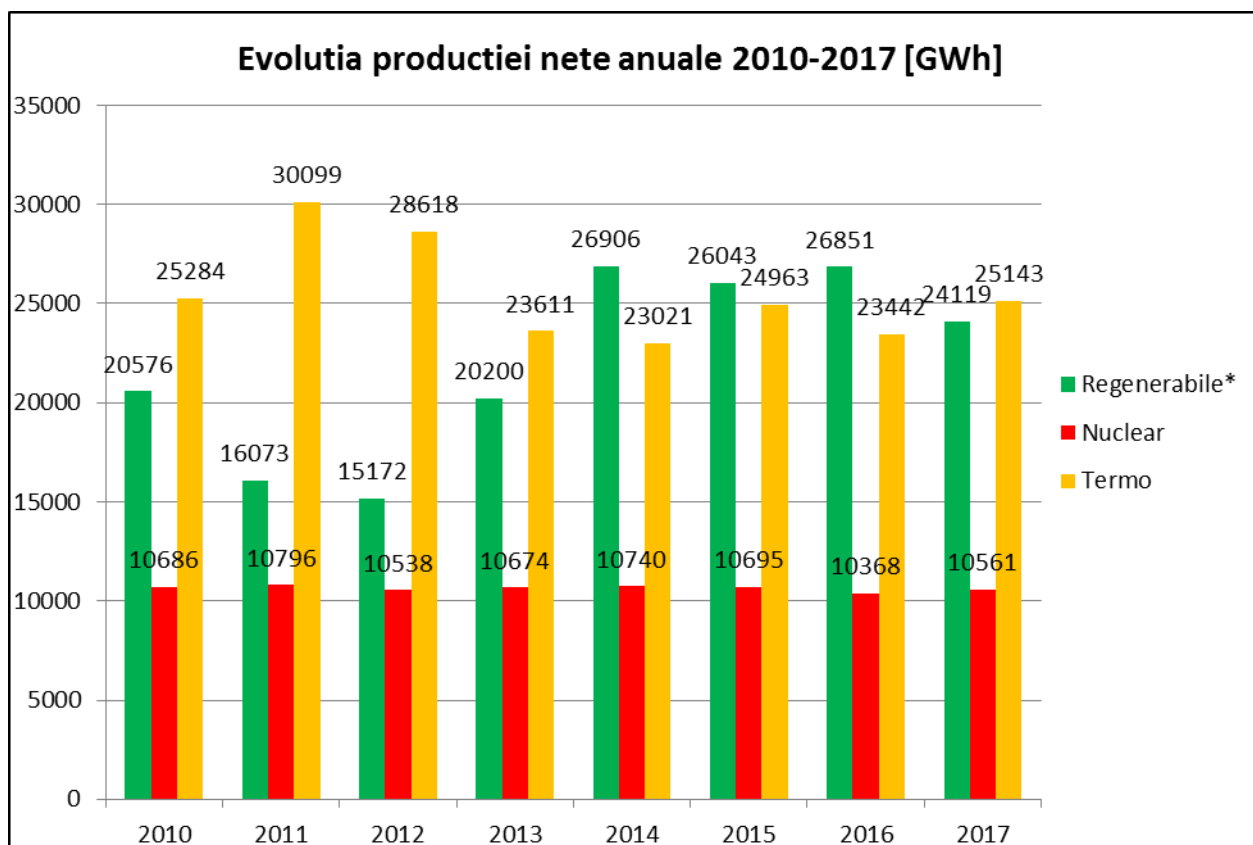


Fig. 5.2.7

*sunt incluse: CHE, CEE, CEF, centralele electrice pe biomasă

Din evoluția producției nete din perioada 2010 – 2017, ilustrată în Fig. 5.2.7, se constată că Fig. 5.2.7 energia produsă de CNE Cernavodă a fost aproape constantă în decursul anilor 2010 – 2017. Începând din anul 2014 energia produsă de sursele regenerabile a depășit energia produsă de centralele ce funcționează cu combustibili fosili.

Din Tabelul 5.2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvantei sistemului, determinată conform metodologiei ENTSO-E de elaborare a Raportului anual de statistică și adecvanță (Guidelines for Yearly Statistics and Adequacy Retrospect – 2017 version) capacitatea disponibilă netă în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din decembrie 2016 și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea capacității rămase, în luna decembrie 2016, a reprezentat cca 22% din puterea disponibilă netă în SEN.

Tabelul 5.2.2

Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii decembrie 2016 - ora 12 RO (ora 11 CET)	[MW]
1	centrale hidroelectrice	6405
2	centrale nucleare	1300

3	centrale termoelectrice convenționale	8186
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4384
5	alte centrale	0
6	Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]	20275
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	3673
8	Putere în reparație planificată	1086
9	Putere în reparație accidentală	1271
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1714
11	Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]	12531
12	Consum intern	8056
13	Abatere consum față de consumul maxim al lunii	696
14	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]	4475
	Schimbul de putere cu alte sisteme	
15	Import	207
16	Export	607
17	Sold Import-Export [17 = 15 - 16]	-400
18	Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]	4075

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 cu modificările și completările ulterioare, 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 SA, conform prevederilor Codului tehnic al RET și condițiilor asociate licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

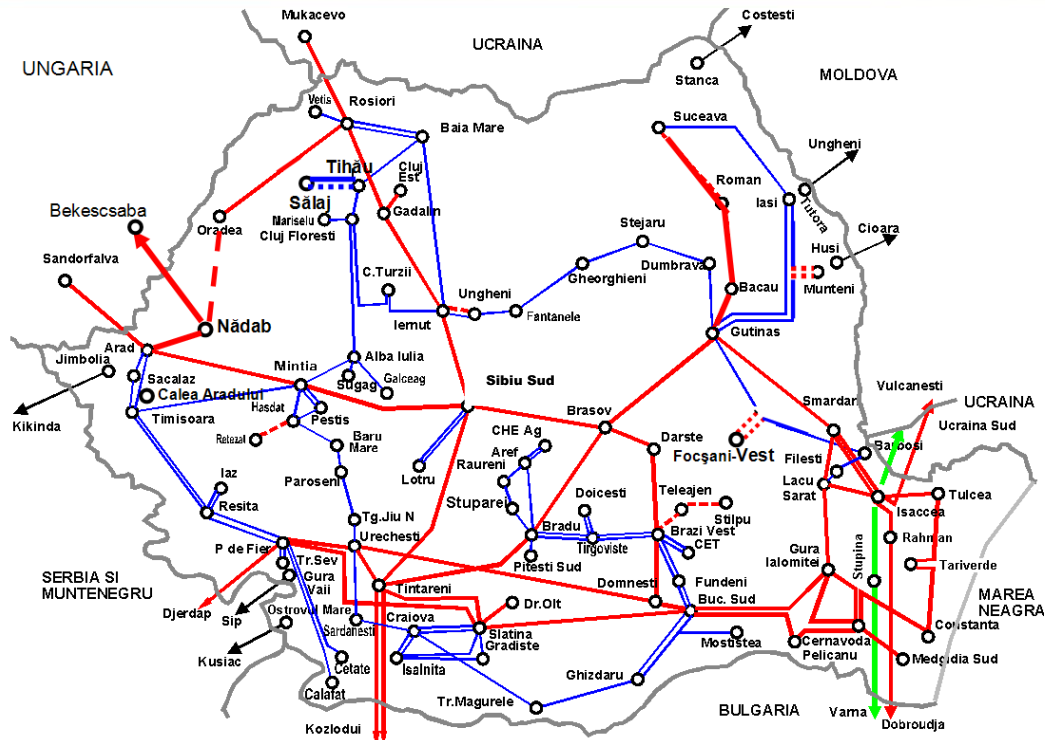


Fig. 5.3 Rețeaua Electrică de Transport – octombrie 2017

LEGENDĂ:

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

În Tabelul 5.3.1 este prezentată sintetic componența RET conform Deciziei ANRE nr.802/2016 pentru modificarea Licenței nr.161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, iar în Anexa B-2 (Linii, Stații, Bobine) sunt prezentate în detaliu elementele RET: linii, transformatoare, bobine pe care CNTEE Transelectrica SA le exploatează în calitate de concesionar, proprietar sau în baza altui temei legal, conform Licenței.

CNTEE Transelectrica SA exploatează toate liniile de interconexiune, inclusiv cele de 110 kV.

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 750 kV, 400 kV și 220 kV, conform tabelului 5.3.1.

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	1250	3,108
400	38	2	500	4915,2*
		20	400	
220	42	31	250	3875,64
		2	400	
		81	200	
110	0	1	100	40,418
		0	0	
TOTAL	81	139	36100	8834,4

*) În valoarea totală a LEA 400 kV în anul 2016 a fost inclusă LEA Oradea Sud-Nădab-59,2 km

Notă: lungimea liniilor este defalcată în funcție de tensiunea constructivă

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8834,4 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 426,9 km.

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.

A început și continuă un amplu program de re tehnologizare și modernizare în stațiile electrice de transport, fiind deja re tehnologizate circa 56% (45 de stații) din totalul de 81 de stații.

Au continuat lucrările de re tehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stații importante din RET; lucrări de implementare a sistemului de comandă – control – protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor, după cum urmează:

- în anul 2015: stația 400/110/20 kV Tulcea Vest, extindere stație 400 kV Cernavodă - etapa 1 - înlocuire bobine de compensare, înlocuire transformator 25 MVA 110/10 kV cu transformator 40 MVA în stația 220/110 kV Fundeni și modernizare sistem control - protecție în stația 220/110/20 kV Tihău;

- în anul 2016 au fost realizate următoarele lucrări:

- Stația București Sud: Trafo 1 – 63 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Fundeni: Trafo 3 – 40 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Gheorgheni: Trafo 1 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Stația Grădiște: Trafo 2 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Stația Râureni: AT 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Ungheni: AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Vetis: modernizare sistem control-protecție

- LEA 220 kV Ișalnița – Craiova Nord circ. 1, înlocuirea conductoarelor active, cu conductor activ cu capacitate de transport mărită (tip ACSS, $S = 558 \text{ mm}^2$, OI/Al, fabricație Iproeb)

- în anul 2017 au fost realizate lucrări de rețehnologizare în stația 220; 110/20 kV Câmpia Turzii și în stația 220/110 kV Tihău - echipament primar, au fost înlocuite AT 200 MVA în stațiile 220/110 kV Craiova Nord și 220/110 kV Pestiș, au fost înlocuite transformatoarele T1 și T2 2x16 MVA în stația 220/110/20 kV Vetîș, Modernizare sistem SCADA stația Constanța Nord.

S-au finalizat lucrări de mentenanță majoră aflate în derulare și s-au analizat, verificat și avizat Temele de proiectare, Expertizele tehnice, Caietele de sarcini de proiectare și execuție, Documentațiile de aprobare a lucrărilor de intervenție (DALI) și Studiile de fezabilitate aferente componentei de investiții (SF), Documentațiile de licitație (DL) pentru proiectele de mentenanță majoră cuprinse în Programele anuale de mentenanță RET. Aceste activități au avut ca obiect proiecte aflate în fazele de proiectare /demarare proceduri achiziție respectiv derulare contracte, după cum urmează:

- Stații-Analiza stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită.
- LEA-documentații de proiectare: „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; „RC LEA 220 kV Gutinaș - Focșani Vest”; „RK LEA 400 kV București Sud – Pelicanu”; „RC - LEA 220kV Ișalnița – Grădiște”; „RC - LEA 400kV Țânțăreni – Urechești”; RC LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest; RC LEA 220 kV Filești-Lacu Sărat; RC LEA 400 kV CNE-Constanța Nord st. 1-66; RC LEA 400 kV CNE Cernavodă-Gura Ialomiței circ.1 st. 1-64; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare3”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV d.c. Cluj Florești - Alba Iulia: Cluj Florești - Câmpia Turzii: Iernut - Câmpia Turzii”; „Mentenanță majoră LEA 400(220) kV Retezat – Hășdat”.
- LEA-execuție lucrări: „RK LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Fântănele-Gheorgheni”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni”; „RC LEA 220kV Bradu – Stupărei”
- Transformatoare: “Reabilitare izolație cu tratare ulei la AT1 200 MVA din stația Hășdat”; Expertizare și măsurători speciale unități de transformare, RC Trafo 2 250 MVA, 400/110/20 kV Smârdan.

S-au finalizat noi linii de interconexiune (Nădab – Beckescsaba, pe relația cu Ungaria), iar pentru altele este în curs de finalizare execuția (Reșița – Pancevo, pe relația cu Serbia).

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: rețea 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 rețehnologizare a stațiilor electrice cele mai importante din RET, precum și de dezvoltare a capacității de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/rețehnologizare 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 rețehnologizate 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.

5. 4 Gradul de încărcare a elementelor RET

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe câte un regim de referință pentru fiecare perioadă studiată : iarna 2016-2017 [7] și vara 2017 [6]. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de rețea în conformitate cu Programul Anual de retragere din exploatare a echipamentelor, ca urmare a desfășurării unor lucrări de investiții în instalațiile CNTEE Transelectrica SA. De asemenea au fost considerate și indisponibilitățile unor unități de transformare din RET, ca urmare a defectării acestora.

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

Trebuie menționat că în exploatare 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.

Rezultatele analizelor, ce sunt prezentate în continuare, sunt preluate din studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN pentru perioadele: iarnă 2016-2017 [7] și vară 2017 [6]:

5.4.1 Vara 2017

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru vara 2017 [6] este realizată pentru producție de cca. 96%*Pinst în CEE și pe o rețea cu următoarele caracteristici:

- LEA 110 kV Războieni-Roman Nord, LEA 110 kV Vatra-Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad-Glăvănești se mențin în funcțiune;
- LEA 110 kV Ostrov-Zatna-Lebăda-Lunca-Lacu Sărat, circ.1 și 2 va fi deconectată;
- RTh stația 110 kV Suceava este în evoluție pe parcursul mai multor luni;
- RTh Dumbrava, pe rând câte un AT 220/110 kV Dumbrava retras;
- LEA 110 kV Basarabi-Băltăgești este deconectată;

Se funcționează cu:

- LEA 110 kV Hârșova-Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă, deconectată în stația Hârșova;
- LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivație Fântanele, deconectată în stația Baia;
- LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, deconectată în stația Mihai Viteazu;
- RTh stația Medgidia Sud, T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare;
- LES 110 kV Fundeni-Obor, c2 echipat cu conductor nou;
- Stații noi 110 kV: Liviu Rebreanu, Academia Militară, Parc Drumul Taberei;
- Stația București Centru nouă: LES 110 kV Panduri este în funcțiune, LES București Nord în rezerva (la fel ca în iarna 2016-2017), CT 110 kV Centru conectată;
- CT 110 kV Sălaj conectată, LES 110 kV Vulcan-Sălaj deconectată;
- LES 110 kV Panduri-Cotroceni deconectată;
- Stația Pajura: LES 110 kV Băneasa este în funcțiune, LES 110 kV Timpuri Noi în rezervă.
- LEA 110 kV Argeș Sud-Jiblea, Valea Danului-Cornetu cu derivație Gura Lotrului sunt în funcțiune;
- Se va funcționa cu AT 220/110 kV Urechești, iar AT 220/110 kV Târgu Jiu Nord va fi în rezervă;

- CT 110 kV Vașcău și buclă LEA 110 kV Salonta-Ch. Criș sunt în funcțiune; LEA 110 kV Beiuș și Brad în funcțiune pe B1-110 kV; LEA 110 kV Sudrigiu și Virfurile în funcțiune pe B2-110 kV;
- Nu este încă finalizată și dată în exploatare LEA 400 kV Nădab-Oradea Sud;
- Consumatorul Cuptoare (Oțelu Roșu) alimentat din stația 110 kV Iaz este oprit, în insolvență;
- Consumatorii Oțelărie Reșița (alimentat din stația 220 kV Reșița) și Oțelărie Hunedoara (alimentat din stația 220 kV Hășdat / Pestiș) în funcțiune;
- În stația Hășdat este indisponibil AT2 220/110 kV Hășdat. Ca urmare, în stația Laminoare se conectează LEA 110 kV Hășdat c1 și c2 și se deconectează CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Pestiș c1 și c2. Astfel, zona Hășdat va fi buclată cu zonele Pestiș și Mintia. LEA 110 kV Simeria-Călan se conectează în Călan;
- RTh stația Câmpia Turzii finalizată și se pune în funcțiune AT 220/110 kV Câmpia Turzii;
- Zona 110 kV Câmpia Turzii va funcționa buclată cu zona Alba Iulia, se va funcționa cu un singur AT 220/110 kV Alba Iulia și cu CT 110 kV Alba Iulia conectată;

Calculul s-a efectuat cu producția în centralele electrice eoliene de 2790 MW (cca. 96% *Pinst), iar producția în centralele electrice fotovoltaice 0 MW. Soldul a fost de 1250MW export.

În regim staționar, circulațiile de putere prin echipamentele RET (linii 400kV, 220kV, AT 400/220kV, T 400/110kV, AT 220/110kV) se situează sub limitele termice ale conductoarelor sau sub puterea 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 că în regimul staționar analizat, LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=450-500$ MW) în proporție de cca. 83% din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii de 400kV sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea (cca. 900 MW)
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș (cca. 675 MW)
- LEA 400 kV Cernavodă-Pelicanu (cca. 645 MW)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-București Sud (cca. 630 MW)

În regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=120$ MW) în proporție de cca. 90% din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii de 220 kV sunt:

- LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu (cca. 240 MW)
- LEA 220 kV Târgu Jiu-Paroșeni (cca. 235 MW)
- LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița c1, c2 (cca. 205 MW)
- LEA 220 kV Paroșeni-Baru Mare (cca. 200 MW)

Încărcarea AT și T (% din S_n) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.1, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV (% 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 și din considerente de reducere a cpt.

Tabelul 5.4.1

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (%Sn)		Încărcare AT 220/110 kV (%Sn)		Încărcare T 400/110 kV (%Sn)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSV 2017	70	35	62	26	81	39

Tabelul 5.4.2

Regim	Linii 400 kV (%I _{adm})		Linii 220 kV (%I _{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSV 2017	81	24	63	22

5.4.2 Iarna 2016-2017

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru iarna 2016-2017 [7], pe o rețea cu următoarele caracteristici:

- liniile 110 kV Războieni-Roman Nord , Vatra-Tg. Frumos și Bârlad–Glăvănești în funcțiune;
- linia 110 kV Ostrov-Zatna-Lebăda-Lunca-Lacu Sărat, circ.1 și 2 deconectată în stația Ostrov;
- RTh stația 110 kV Suceava este în evoluție pe parcursul mai multor luni;
- linia 110 kV Basarabi-Băltăgești este deconectată.
- Se funcționează cu:
 - o linia 110 kV Harșova-Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă, deconectată în stația Hârșova;
 - o linia 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivație Fântânele, deconectată în stația Baia;
 - o linia 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, deconectată în stația Stejaru;
- RTh stația Medgidia Sud:
 - o T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare;
- Stația București Centru (nouă): LES 110 kV Panduri este în funcțiune, LES București Nord în rezervă;
- Stația Pajura: LES 110 kV Băneasa este în funcțiune, LES 110 kV Timpuri Noi în rezervă.
- liniile 110 kV Argeș Sud - Jiblea, Valea Danului - Cornetu cu derivație Gura Lotrului sunt în funcțiune;
- linia 110 kV Poiana Lacului-Căzănești este în rezervă în Poiana Lacului;
- linia 110 kV Pojaru-Berbești este în rezervă în Pojaru;
- RTh stația Bradu:
 - o Se consideră în funcțiune un singur AT 400/220 kV în stația Bradu (AT4), datorită lucrărilor de RTh din această stație;
 - o AT 220/110 kV Pitesti Sud retras din exploatare, se va funcționa cu ambele AT 220/110 kV în stația Bradu.
- CT 110 kV Vașcău și bucla LEA 110 kV Salonta-Chișinău Criș sunt în funcțiune;
- Nu este încă finalizată și data în exploatare LEA 400 kV Nădab-Oradea Sud;

- Consumatorul Cuptoare (Oțelu Roșu) alimentat din stația 220 kV Iaz este oprit.
- Consumatorii Oțelărie Reșița (alimentat din stația 220 kV Reșița) și Oțelărie Hunedoara (alimentat din stația 220 kV Hășdat / Pestiș) în funcțiune;
- În stația 220 kV Hășdat este indisponibil AT2 220/110 kV Hășdat. Ca urmare, în stația Laminoare se conectează LEA 110 kV Hășdat c1 și c2 și se deconectează CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Pestiș c1 și c2. Astfel, zona Hășdat va fi buclată cu zonele Pestiș și Mintia. LEA 110 kV Simeria-Călan se conectează în Călan.
- RTh stația Câmpia Turzii finalizată și se pune în funcțiune AT 220/110 kV Câmpia Turzii;
- Zona 110 kV Câmpia Turzii va funcționa buclată cu zona Alba Iulia, se va funcționa cu un singur AT 220/110 kV Alba Iulia;
- linia 110 kV Tăuni-Blaj se menține deconectată.

Calcululele s-au efectuat cu producția în centralele electrice eoliene de 2835 MW (cca.98%*Pinst), iar producția în centralele electrice fotovoltaice 0 MW. Soldul este de 800 MW export.

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

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

În regimurile staționare analizate, unele LEA 400 kV sunt încărcate peste puterea naturală ($P_{nat}=450-500$ MW), restul de cca. 81% dintre liniile de 400 kV fiind încărcate sub puterea naturală.

Cele mai încărcate linii 400kV sunt:

- linia 400 kV Tulcea Vest-Isaccea (cca. 922 MW)
- linia 400 kV Gutinaș-Smârdan (cca. 701 MW)
- linia 400 kV Pelicanu-Cernavodă (cca. 625 MW)
- linia 400 kV București Sud-Gura Ialomiței (cca. 595 MW)
- linia 400 kV Iernut-Sibiu Sud (cca. 517 MW)
- linia 400 kV Domnești-București Sud (cca. 515 MW)
- linia 400 kV București Sud-Pelicanu (cca. 503 MW)
- linia 400 kV Tulcea Vest-Tariverde (cca. 501 MW)

În regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=120$ MW) în proporție de cca. 86% din totalul LEA.

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

- linia 220 kV Baru Mare-Hășdat (cca. 248 MW)
- linia 220 kV Porțile de Fier-Reșița c1, c2 (cca. 242 MW)
- linia 220 kV Paroșeni-Baru Mare (cca. 222 MW)
- linia 220 kV Urechești-Târgu Jiu (cca. 219 MW)
- linia 220 kV București Sud-Fundeni c1, c2 (cca. 216 MW)

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

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

Tabelul 5.4.3

Regim	Încărcare AT 400/220kV(%Sn)		Încărcare AT 220/110kV (%Sn)		Încărcare T400/110kV (%Sn)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2016/2017	75	42	64	28	80	41

Tabelul 5.4.4

Regim	Încărcare linii 400kV (%I _{adm})		Încărcare linii 220kV (%I _{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2016/2017	82	26	74	25

5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

5.4.3.1 Palier VSV (vara 2017)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 83% încărcate sub puterea lor naturală. În condițiile unei producții mari în CEE cele mai încărcate linii 400kV sunt: LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu, LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud.
- Se constată că liniile de 220kV funcționează în proporție de cca. 90% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate linii 220 kV sunt: LEA 220kV Urechești-Târgu Jiu, LEA 220kV Târgu Jiu-Paroșeni, LEA 220kV Paroșeni-Baru Mare, LEA 220kV Porțile de Fier-Reșița c1, c2.
- Gradul de utilizare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor (I_{adm} de lungă durată) și cu Sn a unităților de transformare. Gradul de utilizare al RET, însă, nu este indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN. Starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din codul RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: *criteriul de siguranță (N-1)*, *criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie*.
- Se menționează că regimul pe baza căruia s-au furnizat rezultatele de mai sus (palier VSV 2017) este caracterizat prin producția maximă (cca 96 % *P_{inst.}) în CEE posibil a fi evacuată în condițiile respectării criteriului N-1 în RET și RED în schema completă și pentru palierul de consum și soldul de export analizat. Reducerea este necesară pentru evitarea unor congestii din RED 110 kV zona Dobrogea. În funcționarea reală au existat perioade cu producție a centralelor eoliene în apropierea valorii puterii instalate, dar sub 96% * P_{inst}. Din punctul de vedere al schemelor de funcționare cu un echipament retras din exploatare, se ține cont ca acestea să se realizeze în perioade cu o prognoză de producție redusă, astfel încât nu au fost necesare măsuri de reducere de puteri produse în CEE. În cazul unor retrageri din exploatare accidentale s-ar fi aplicat măsurile de reducere a puterii produse, însă nu au fost asemenea regimuri de funcționare în perioada analizată

5.4.3.2 Palier VSI (iarna 2016-2017)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 81% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate linii de 400kV sunt: LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea, LEA 400 kV Gutinaș - Smârdan, LEA 400 kV București Sud - Gura Ialomiței, LEA 400 kV Pelicanu - Cernavodă.
- Se constată că liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 86% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate linii de 220kV sunt: LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ.1 și circ.2, LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu, LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat, LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare.
- Gradul de utilizare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor (I_{adm} de lungă durată) și cu S_n a unităților de transformare. Gradul de utilizare al RET, însă, nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN. Starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din codul RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: *criteriul de siguranță (N-1)*, *criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie*.
- Se menționează că regimul pe baza căruia s-au furnizat rezultatele de mai sus (palier VSI 2016-2017) prezintă o imagine a unei situații valabile pentru ipoteza considerată din punct de vedere al balanței propuse, al palierului de consum considerat, precum și a producției în centralele eoliene la valoarea maxim admisibilă în condițiile respectării criteriului N-1 în RET și RED pentru schema completă (fara retrageri din exploatare). Rezultatele calculelor de regimuri indică că nu se poate evacua în schema completă cu respectarea criteriului N-1, producția de energie electrică corespunzătoare puterii instalate (cca 311 MW) în CEE din zona Hârșova – Medgidia. Puterea maximă admisibilă care se poate produce în CEE din această zonă este de 250 MW.

5.4.4 Capacitățile de transfer totale și bilaterale pe granițe

5.4.4.1 Tipuri de capacități nete de schimb calculate/estimate

În cadrul managementului congestiilor generate de schimburi transfrontaliere, CNTEE Transelectrica SA aplică prevederi din următoarele documente din legislația națională, proceduri operaționale și convenții internaționale cu OTS vecine MAVIR, EMS, ESO EAD:

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare ;
- Codul Comercial aprobat prin Ordinul ANRE nr. 25 din 22.10.2004;
- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20 / 27.08.2004 și completat prin Ordinul ANRE nr. 35 / 06.12.2004;
- Politica nr. 4 a Manualului de Operare al asociației ENTSO – E;
- Metodologie pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC), avizată cu Aviz ANRE nr. 16 din 29.07.2010;
- Convențiile de exploatare ale liniilor de interconexiune, încheiate cu OTS vecine;
- Convențiile bilaterale de alocare a NTC pe granițe, încheiate cu OTS vecine;

Obligațiile care îi revin C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. sunt de a determina valorile nete de interconexiune (NTC), de a le conveni cu OTS vecine și de a le furniza către piața de capacități NTC, în vederea alocării la nivel: anual, lunar, zilnic și intra – zilnic.

CNTEE Transelectrica SA calculează următoarele tipuri de capacități nete de interconexiune (NTC), având în vedere obiectivul principal de a optimiza valorile nete de interconexiune (NTC), ținând cont de programele de retrageri din exploatare, cu respectarea criteriului de siguranță N-1:

a) NTC anuale maxime negarantate

a.1 Se calculează sezonier capacitățile nete de schimb (NTC) 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, luând în considerare și punerile în funcțiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc în perioada respectivă.

Se consideră diferite variante de producție și cele mai favorabile scenarii de schimb, urmărind atingerea simultană a mai multor limitări pe toate direcțiile și maximizarea schimburilor în interfața de interconexiune a României.

a.2. Se calculează capacități de schimb totale între România și rețeaua europeană interconectată și se distribuie pe granițe funcție de scenariile de schimb considerate.

Se verifică criteriul N-1 și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând și măsuri preventive/postavarie.

Se menține o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni, pentru a permite întrajutorarea 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 cu partenerii, pentru calculul capacităților nete de schimb coordonate adiționabile în interfața României, valoarea TRM s-a stabilit la 100MW/fiecare graniță, ceea ce conduce la valorile 300/400MW pe interfața României export/import.

Valorile NTC maxime anuale sunt **indicative, negarantate** nu sunt furnizate către piață de capacități NTC și sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil. Pentru unele granițe valorile NTC bilaterale maxime anuale se utilizează pentru definirea unui plafon pentru alocare lunară, armonizat cu partenerul (C.N.T.E.E Transelectrica S.A - MAVIR).

b) NTC anuale și lunare ferme

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

- NTC anuale ferme (=ATC anuale), 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.

Ținând seama de:

- necesitatea furnizării NTC anuale ferme înaintea elaborării planului de retrageri anual al SEN și a planurilor de retragere coordonată 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 re tehnologizare 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 CNTEE Transelectrica SA– 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, CNTEE Transelectrica SA 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 realocărilor succesive, eliminarea soldării, utilizarea comună a interfețelor;
- Programele de reparații pentru luna respectivă; prognoza de producție și consum;
- Statutul automaticilor, măsuri 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, zilnică și intra-zi.

Situația istorică a congestiilor comerciale generate de schimburile transfrontaliere de energie electrică se află în pagina de web a C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. la adresa www.transelectrica.ro/web/tel/355, unde se regăsesc rapoartele anuale de congestii.

5.4.4.2 Capacități nete de schimb maxime

Capacități nete de schimb maxime în perioada 2010-2017:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Iarna 2016-2017	Vara 2017
	NTC^{*)} maxime negarantate (prognoza) [MW]							
RO export	1900	2050	2400	2300	2700	2750	2650	2250
RO import	1900	2100	2300	2100	2300	2700	2200	2050

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Iarna 2016-2017	Vara 2017
	NTC^{*)} maxime negarantate (proгноza) [MW]							
RO->HU	1100	700	700	800	900	1350	1100	1100
HU->RO	600	700	700	700	800	1000	600-800	950
RO->RS	600	700	800	700	800	950	850	600
RS->RO	300	500	600	550	600	800	600-500	400
RO->BG	600	600	700	650	800	350	550	450
BG->RO	600	600	800	550	600	750	750-550	400
RO->UA	300	200	200	150	200	100	150	100
UA->RO	400	400	300	300	300	150	250-350	300

*) Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5

<https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

Pentru iarna 2016-2017 s-au determinat valori NTC maxime negarantate pentru regim de bază cu / fără CTE Mintia și diferite scenarii (în număr de 3) de schimb simultan cu partenerii:

Scenarii	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp3- M
NTC^{**)}	R3	R3	R3	R3-M
Export RO	2350	2650	2150	1550
Import RO	2200	2200	2100	
RO->HU	850	1100	1100	750
HU->RO	600	800	900	
RO->RS	750	850	650	550
RS->RO	600	500	600	
RO->BG	650	550	300	200
BG->RO	750	550	400	
RO->UA	100	150	100	50
UA->RO	250	350	200	

***) Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5

<https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

Pentru vara 2017 s-au determinat valori NTC maxime negarantate pentru regim de bază în diferite scenarii (în număr de 7) de schimb simultan cu partenerii.

Scenarii	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5	exp6/ imp6	exp7/ imp7
Export RO	2050	2000	2200	2150	2150	2250	1950
Import RO	1950	2000	1850	2000	2050		
RO->HU	800	800	1000	1100	1050	1100	850
HU->RO	700	700	650	800	950		
RO->RS	750	600	650	600	700	600	700
RS->RO	500	400	550	400	400		
RO->BG	400	500	450	300	300	450	300
BG->RO	500	600	400	500	400		
RO->UA	100	100	100	150	100	100	100
UA->RO	250	300	250	300	300		

Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5
<https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

5.4.4.3 Capacități nete de schimb lunare

	Valori maxime ale profilelor NTC lunare ferme armonizate [MW]							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RO export	1400	1575	1550	1550	1650	1650	1700	1700
RO import	1300	1650	1500	1500	1700	2100	2150	2450
RO->HU	500	550	450	650	700	700	700	700
HU->RO	600	700	600	650	700	700	700	700
RO->RS	550	650	700	600	700	700	700	700
RS->RO	300	300	350	500	600	800	800	800
RO->BG	300	325	350	200	200	400	300	300
BG->RO	200	300	350	250	300	400	300	300
RO->UA	50	50	50	100	50	100	100	300
UA->RO	200	350	200	100	100	200	550	650

Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5
<https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

În funcție de actualizarea informațiilor privind desfășurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificari semnificative, valorile NTC garantate sunt recalculat și armonizate la nivel de subperioade. Capacitățile suplimentare se pot aloca în licitațiile comune zilnice și intra-zi pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

5.4.4.4 Factori ce influențează valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare

Analiza referitoare la factorii cu influență asupra NTC, valori maxime negarantate, se bazează pe rezultate și concluzii care provin din Studiile sezoniere de planificare operațională a funcționării SEN, respectiv cap. 3.5. din cuprinsul studiilor.

<https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime anuale de schimb din SEN și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare în perioada 2010-2017:

- Modificarea limitei de curent pe LEA 400 kV Porțile 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.De exemplu, în vara 2017 capacitatea maximă negarantată de export s-a redus cu 400 MW față de iarna 2016-2017.
- Scăderea volumului unor 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.
- Modificarea structurii export-import în interconexiune (import mare în Ungaria) 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 a mărit contribuția axei 400 kV Isaccea – Rahman - Dobrudja și axei 400 kV Isaccea – Stupina - Varna la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacității de export. Valoarea NTC de export pe interfața României este cu atât mai mare cu cât este mai mare producția în CEE din zona Dobrogea Această concluzie se bazează pe analiza comparativă a unor regimuri cu producții diferite în CEE, regimuri care au fost efectuate în cadrul Studiilor semestriale de planificare operațională a funcționării SEN;
- Funcționarea cu producție în CTE Iernut și deficit redus în zona de nord determinând creșterea NTC de import.
- Funcționarea fără producție în CTE Mintia determină o încărcare mai mare a axei Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad și poate duce la o reducere semnificativă a valorilor NTC de export pe granița cu Ungaria și în interfata RO (cca. 600MW în iarna 2016-2017).

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

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mulți parteneri prin interfețe multilaterale comune și alocări succesive pe mai multe granițe, determinând solicitarea preferențială a unor granițe ale SEN;
- Desfășurarea unor programe de lucrări în RET care au necesitat retrageri din exploatare a unor linii semnificative din RET și rețeaua externă chiar în perioada de iarnă. De exemplu, retragerea din exploatare a LEA 400 kV Gădălin - Iernut în iarna 2016 - 2017 pentru remedierea urmărilor unor condiții meteo severe asupra echipamentului; Nivele de producție maximă în anumite centrale și zone, semnificativ diferite de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime, de exemplu în centralele termoelectrice din zona Oltenia și/sau CHE din Amenajarea Hidroenergetică Olt;

- Nivel de producție considerat în centralele electrice eoliene 1000-1500 MW din puterea instalată, diferit de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime;
- Variația structurii schimburilor partenerilor de interconexiune și a circulațiilor paralele.

Valorile NTC în interfața României pot varia pe parcursul anului, sub influența unor factori ca:

- Retragerea unor linii de interconexiune și linii interne care influențează valorile NTC;
- Diferența de temperatură sezonieră, determinând:
 - trecerea la reglaje de vară reduse pentru unele protecții de suprasarcină în Serbia în perioada aprilie/mai – septembrie/octombrie, cu efect negativ asupra NTC de export;
 - curenți limită termică admisibili mai mari pe diferite linii din SEN și rețeaua externă, care influențează pozitiv valorile NTC de import și export în perioada noiembrie - februarie. Curenții limită termici sunt mai mari în sezonul de iarnă, deoarece corespund unor temperaturi mai mici. Cuantificarea efectului propriu al temperaturilor este greu de realizat deoarece se suprapun și mulți alți factori de influență. De exemplu efectul temperaturii poate fi alterat/amplificat de faptul că în timpul sezonului de iarnă sunt mult mai puține retrageri din exploatare. O astfel de analiză de sensibilitate, a fiecărui factor în parte, nu este realizată în cadrul procesului de determinare a NTC; deoarece nu conduce la maximizarea NTC.
- Producția în centrale cheie: CHE Porțile de Fier și Djerdap în special în perioada de vară, CTE Iernut în perioada de iarnă, CTE Mintia.

În ultimii ani, gama de variație a valorilor NTC lunare ferme în interfața de interconexiune a SEN s-a redus datorită următorilor factori:

- Creșterea producției instalate în CEE în zona de sud-est a SEN, determinând o mai bună 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, și la reducerea circulațiilor paralele nord spre sud, cu efect pozitiv asupra NTC de import și export;
- Funcționarea cu producție în CTE Iernut și deficit mai redus în zona de nord în perioada de iarnă, cu efect pozitiv asupra NTC de import;
- Îmbunătățirea coordonării programelor de retrageri din exploatare semnificative (în paragraful 5.4.4.5. sunt precizate liniile cu influența asupra NTC) între partenerii de interconexiune, în sensul că pe durata unei singure perioade de retrageri din exploatare a unei linii cu influență în interconexiune, trebuie să se execute toate lucrările, evitându-se și alte perioade de retrageri din exploatare;
- Implementarea de scheme de funcționare specifice la parteneri de interconexiune în cazul unor retrageri cu efect semnificativ sau al circulațiilor paralele mari.

În particular pentru iarna 2016-2017 se pot observa următoarele influențe referitoare la valorile NTC maxim negarantate:

- Funcționarea cu producție mare în CEE din Dobrogea determină o creștere a încărcării LEA de interconexiune din Dobrogea și limitarea NTC la declanșarea LEA 400 kV Rahman-Dobrudja și încărcarea LEA 400kV Stupina-Varna la limita impusă de automatică din Varna.
- Creșterea exportului spre Bulgaria peste 600MW poate determina reducerea NTC total în interfața României; reducerea cotei de export spre Bulgaria (datorită convenirii la valorile minime impuse de Bulgaria) a făcut posibilă creșterea semnificativă a NTC de export total în interfața RO și a NTC pe celelalte granițe.

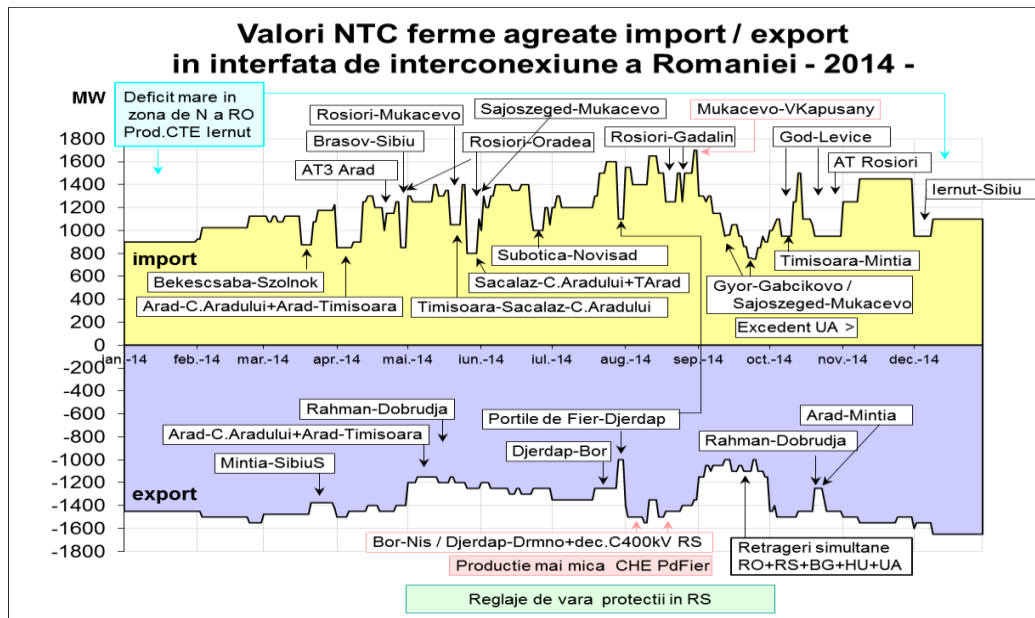
- Dacă o cotă mare din export este direcționată spre Ungaria, NTC de export este de asemenea limitat și de declanșarea unui circuit al LEA 220kV d.c. Porțile de Fier-Reșița și încărcarea celui de-al doilea circuit; ținând seama de posibilitățile de reducere rapidă a producției în CHE Porțile de Fier, s-a considerat posibilă funcționarea de scurtă durată cu un circuit Porțile de Fier-Reșița încărcat până la curentul termic limită la 20° și 120% încărcare a TC.

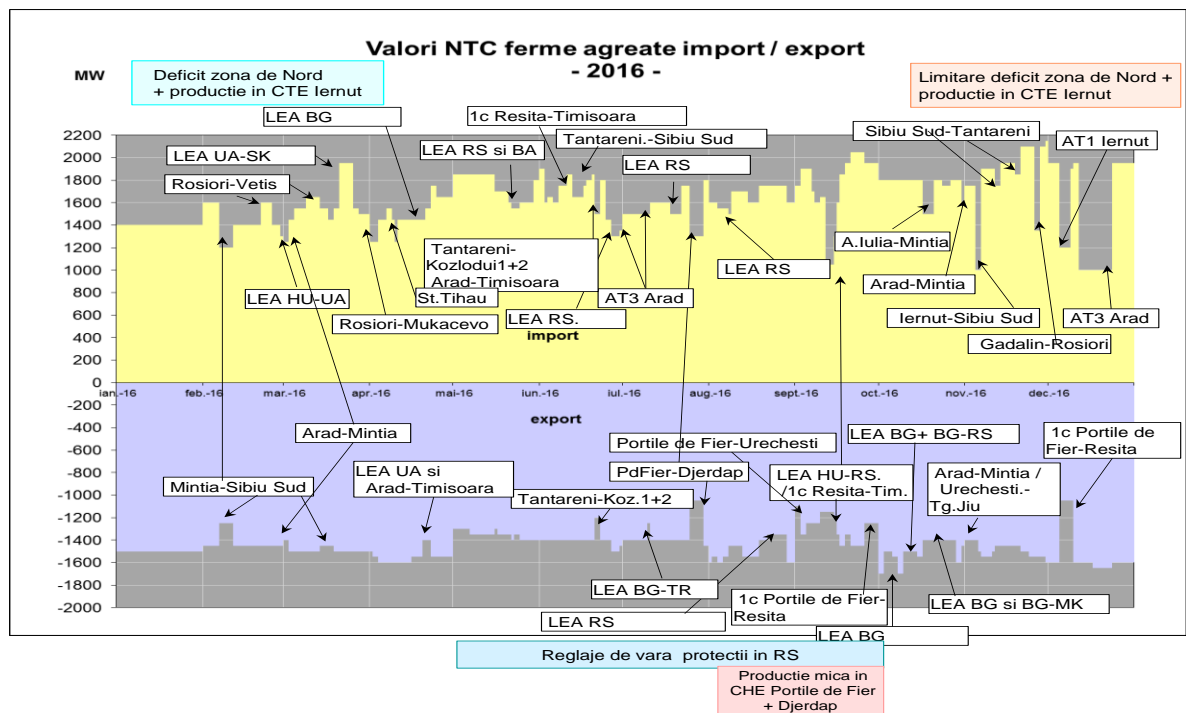
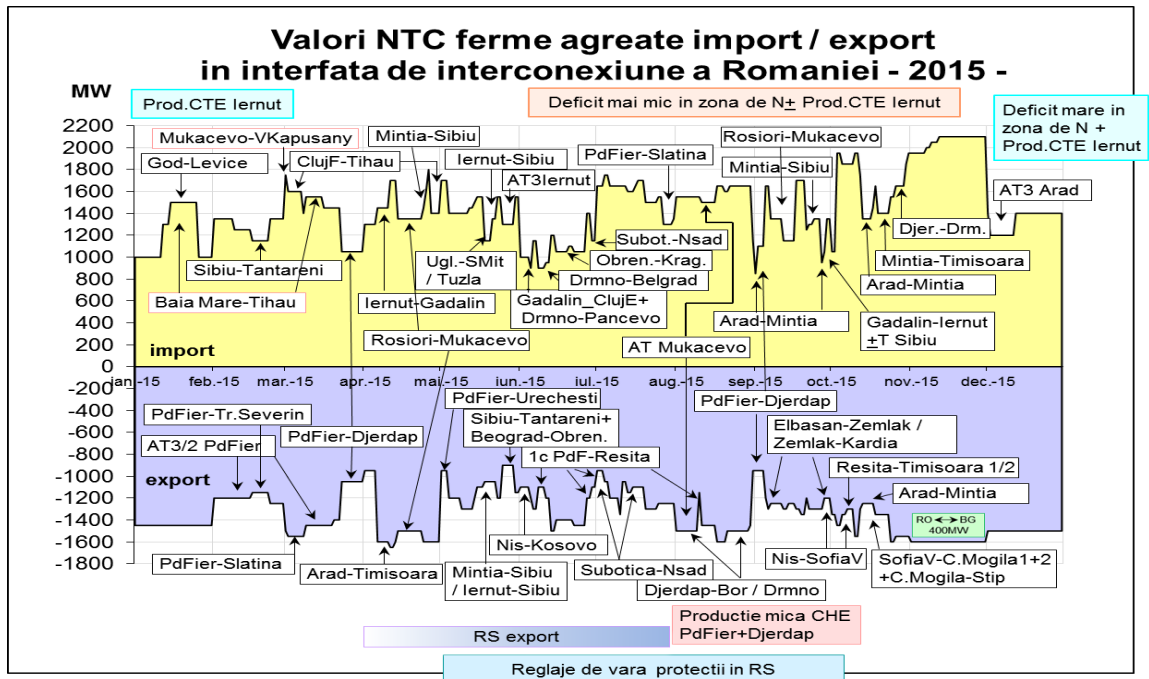
- Funcționarea fără producție în CTE Mintia determină o încărcare mai mare a axei Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad și poate duce la o reducere semnificativă a valorilor NTC de export pe graniță cu Ungaria (cu 350 MW) și în interfața RO (cu 600 MW).

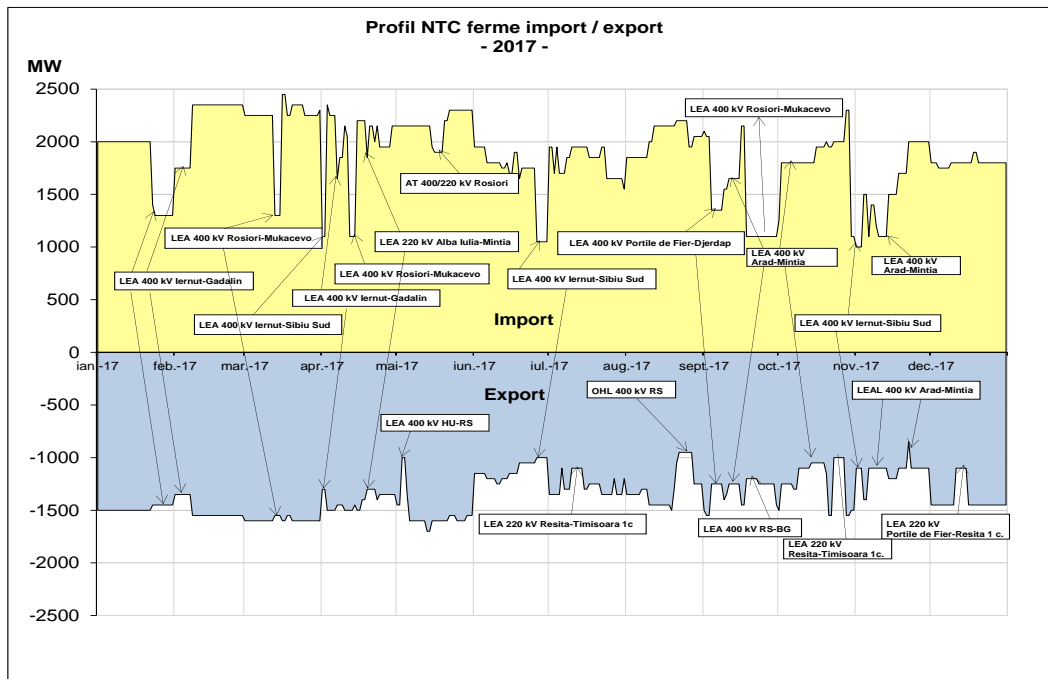
- O structură a importului cu cote mai mari dinspre Bulgaria și Serbia determină creșterea valorii NTC total în interfața SEN. Limitarea importului din Bulgaria de către partener nu poate fi compensată de o creștere similară a importului din Ungaria și Ucraina, care are un efect mult mai semnificativ asupra zonei de nord a SEN.

5.4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme 2014-2017

Reprezentarea profilului NTC, din graficele următoare, indică care sunt echipamentele a căror retragere din exploatare influențează valorile NTC pe interfața României. Se constată că reducerea valorilor NTC este datorată nu numai retragerilor din exploatare ale unor linii de interconexiune ale României sau ale unor echipamente interne din RET, dar și ale unor echipamente interne ale OTS din interconexiune.



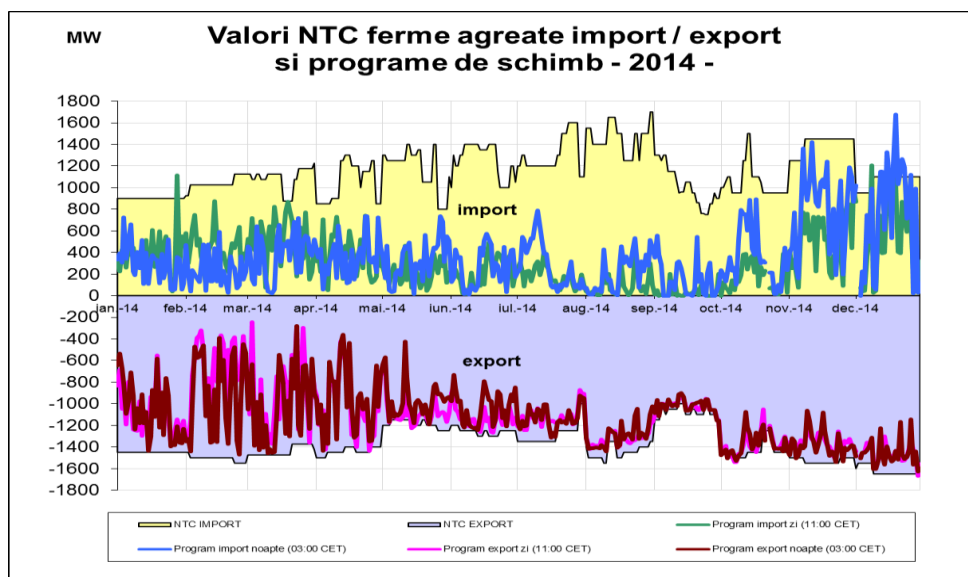


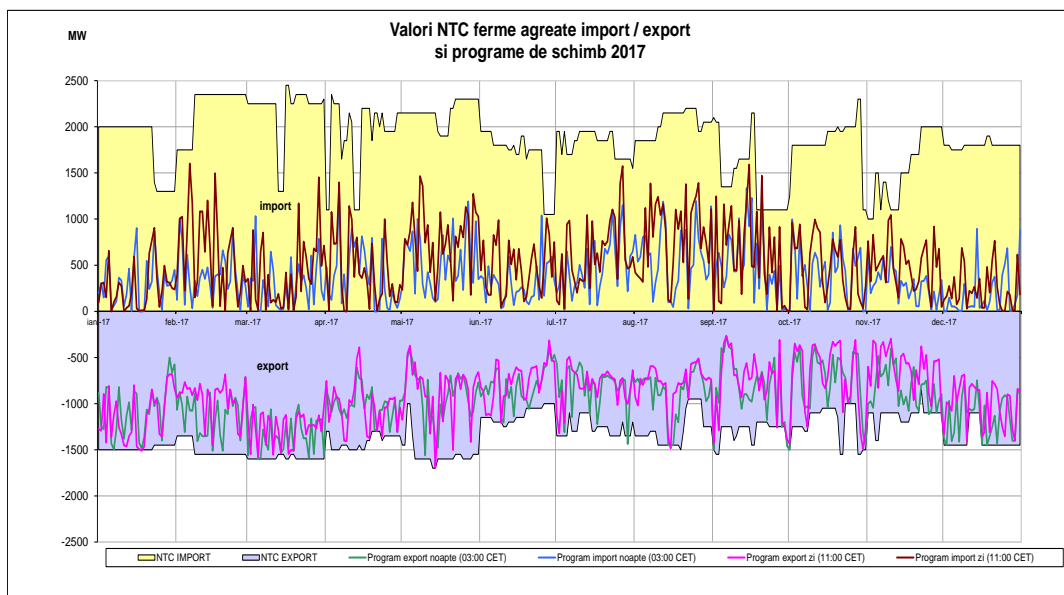
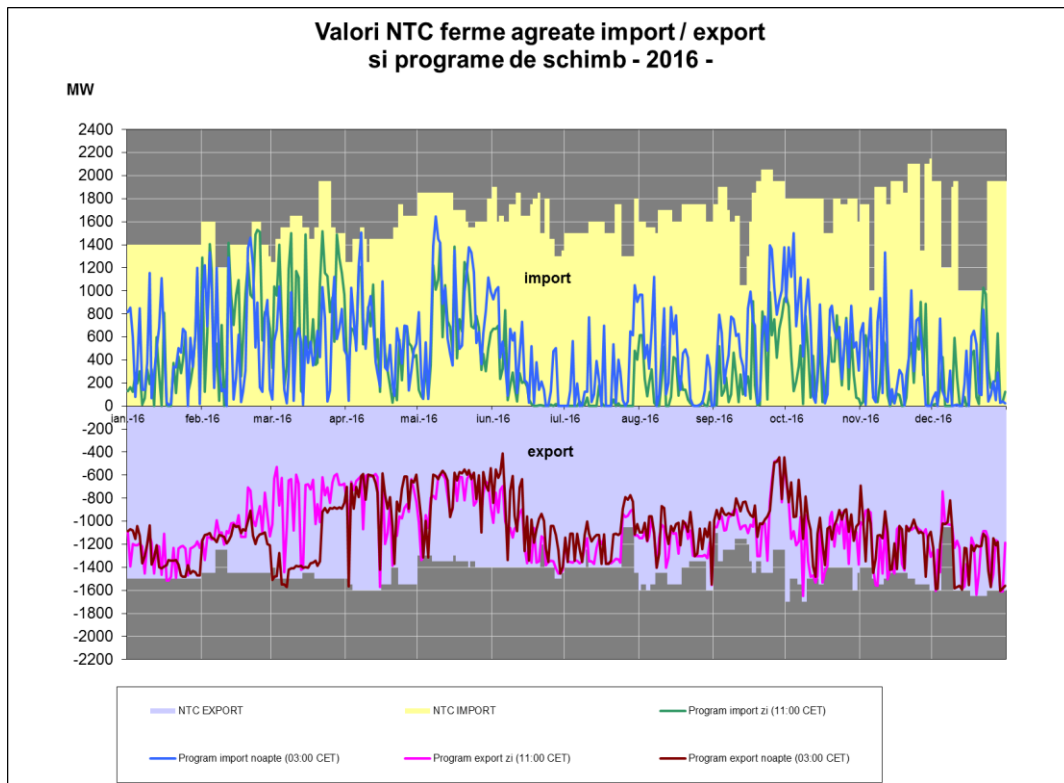


5.4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb

În continuare se pot observa profilele NTC în interfața SEN, armonizate cu partenerii, și programele de schimb în anii 2014-2017 (la golul de noapte ora 3 CET și vârf de dimineață ora 11:00 CET; se obțin 4 curbe care explicitează gradul de utilizare a NTC la aceste momente reprezentative ale zilei).

Din reprezentările grafice care urmează se constată pentru interfața României un grad de alocare de cca. 85-90 % a valorilor de NTC de export în comparație cu cele de import, pentru anii 2014 și 2015. În anii 2016 și 2017 gradul de alocare a valorilor NTC de export a scăzut comparativ cu anii precedenți 2014 și 2015.





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;
- Hidroagregate în regim de compensator sincron;
- Compensator sincron;
- Instalațiile de reglaj automat U-Q din noduri 400 kV din RET, cu utilizarea benzii de putere reactivă din diagrama P-Q a unor centrale electrice clasice sau bazate pe surse regenerabile;
- Bobine de compensare;
- Ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și de bloc;
- Baterii de condensatoare.

Ca măsură de ultimă instanță, în unele situații de gol de sarcină se aduc în rezervă caldă 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 respectă 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 CNTEE Transelectrica SA pentru vara 2017, respectiv pentru iarna 2016 - 2017.

În regimul de vârf de sarcină pentru vara 2017, 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: Cernavodă (o BC), Țânțăreni (două BC), Urechești și Roșiori iar în regimul pentru iarna 2016-2017 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile Cernavodă (o BC), Țânțăreni (două BC), Urechești și Roșiori.

În regimurile de gol de sarcină, s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a tuturor bobinelor de compensare disponibile din stațiile 400 kV (BC 400 kV Arad și Smârdan indisponibile). De asemenea, la reglajul tensiunii este necesară utilizarea și a altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare sincrone în regim capacitiv.

În Tabelul 5.5.1. se prezintă valorile puterii active (soldate) tranzitate RET → 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→RED	
		P MW	
Iarna 2016/2017	VSI	3934	
Vara 2017	VDV	3616	

Consumatorii alimentați din RED reprezintă cca. 91,89% din consumul total de putere activă la palierul de VSV 2017 și 92,78% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2016-2017.

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

În prezent în RET se face reglaj secundar automat de tensiune pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Bobina de compensare din stația 400 kV Arad este indisponibilă din 29.06.2017, cea din stația 400 kV Smârdan din 09.01.2017, iar cea din stația 400 kV București Sud din ianuarie 2017. Se vor achiziționa trei bobine de compensare noi 100 MVar, 400 kV care se vor monta în stațiile 400/220/110 kV Arad, 400/110 kV Smârdan și 400/220/110 kV București Sud în locul celor indisponibile (a se vedea cap. 12.2.3).

Înlocuirea bobinelor de compensare monofazate de 180 (3x60) MVar din stația de conexiuni 400 kV Cernavodă cu bobine noi trifazate de 100 MVar.

Calitatea tensiunii în RET

În data de 30.03.2016 a intrat în vigoare „Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem” 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 „Modul de calcul și raportarea indicatorilor de performanță ai Transelectrica, conform standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice”, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea și respectarea cerințelor de Calitate a Energiei Electrice în stațiile proprii și de identificare a surselor perturbatoare.

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) și EURELECTRIC (2006), aspectele legate de calitatea energiei electrice se clasifică în următoarele categorii:

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

În ceea ce privește monitorizarea calității tensiunii în nodurile RET, CNTEE Transelectrica SA aplică o strategie de supraveghere a calității energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calității energiei electrice gestionat de DM-OMEPA și pus în funcțiune în aprilie 2011, cât și printr-un program de supraveghere a calității curbei de tensiune la cerere sau în situații solicitate de către DEN (măsurători temporare), în stațiile CNTEE Transelectrica SA, utilizând 5 analizoare mobile. Sistemul centralizat de monitorizare a calității aparținând CNTEE Transelectrica SA monitorizează calitatea energiei electrice în 41 de puncte aflate la interfața RET/RED, la marii consumatori și la centralele electrice eoliene conectate direct la RET. Măsurătorile temporare au urmărit realizarea de măsurători simultane de calitate în mai multe stații învecinate electric, în scopul determinării consumatorului perturbator și a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbunătățirii calității tensiunii în sistem, CNTEE Transelectrica SA a realizat, la nivelul anului 2015:

- Punerea în funcțiune a reglajului de tensiune utilizând întreaga posibilitate de reglaj a centralelor racordate în 8 stații. Monitorizarea funcționării acestor bucle de reglaj de tensiune este permanentă;

- Modernizarea analizoarelor de calitate utilizate în scopul aducerii la cerințele standardelor actuale (EN 50160) și asigurarea mentenanței întregului sistem de monitorizare a calității energiei electrice;
- Introducerea în avizele de racordare¹ contracte/convenții de exploatare a unor cerințe și penalități privind respectarea cerințelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de măsurători înainte și după racordarea consumatorilor mari și potențial perturbatori racordați în stațiile 110 kV Transelectrica sau în RET;
- Efectuarea de măsurători de calitate a energiei electrice la punerea în funcțiune a oricărei centrale electrice eoliene sau fotovoltaice și condiționarea emiterii certificatului de conformitate de respectarea limitelor impuse de standardele și normele tehnice aflate în vigoare;
- Extinderea numărului de noduri cu monitorizare permanentă. În 2015 numărul total de puncte de măsură integrate în sistemul de monitorizare permanentă este de 73 de puncte dintre care 10 puncte sunt puncte de interfață cu alte sisteme de analiză aparținând RED. În următorii ani, analizoarele portabile de calitate a energiei electrice vor fi înlocuite cu unele de clasă A;
- Introducerea în normele tehnice de conectare a grupurilor generatoare a cerinței ca toate centralele eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) dispecerizabile să poată fi monitorizate în domeniul calității energiei electrice, cu echipamente² de clasa A, obligatoriu pe durata probelor de performanță și opțional integrarea acestora în sistemele de monitorizare a operatorului de rețea în care acestea se racordează: RET – dacă centralele electrice eoliene sau fotovoltaice se racordează în RET, respectiv în RED dacă acestea se racordează în RED.

Din monitorizarea pe durata unui an de funcționare, se constată că CEE și CEF monitorizate nu introduc perturbatii în rețea, acestea încadrându-se în limitele admise de Standardul de Performanță.

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

Nivelul pierderilor este un rezultat al mai multor factori: circulațiile de putere rezultate ca urmare a repartiției teritoriale a consumului și producției, performanțele echipamentelor din rețea, factorii meteorologici, nivelul tensiunilor în SEN. Pierderile de energie electrică cresc odată cu volumul de energie electrică transportată, cu distanța dintre instalațiile de producere și locurile de consum și scad o dată cu creșterea tensiunii rețelei când umiditatea atmosferică este mică, dar pot crește dacă aceasta este mare.

Pierderile de energie electrică în rețeaua electrică (consumul propriu tehnologic - CPT) sunt un rezultat al:

- fenomenului Joule, care constă în pierderi de căldură la trecerea curentului prin conductoarele electrice ale liniilor și înfășurările de cupru ale transformatoarelor și bobinelor;
- pierderilor capacitive prin izolații ale elementelor aflate sub tensiune;

¹ Ordinul ANRE nr.51/2009 modificat și completat cu Ordinul ANRE nr.29/2013, Ordinul ANRE nr.30/2013, Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016.

² Standardul SR EN 61000-4-30, Norma Tehnică NTI-TEL-M-002-2011.

- pierderilor în componentele din fier cauzate de curenții Foucault și de histerezis;
- pierderilor prin descărcări electrice care au loc în urma ionizării aerului din jurul conductoarelor care funcționează la înaltă tensiune.

Volumul și structura pierderilor se modifică continuu, odată cu producția și consumul din fiecare stație, cu modificările de configurație a rețelei ca urmare a lucrărilor de mentenanță sau a incidentelor în rețea și odată cu schimbarea valorii tensiunii în stații.

În Tabelul 5.6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierul caracteristic VDV 2016 și VSI 2016-2017, pe total SEN și defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV și 400 kV și respectiv pe T, AT de sistem și bobine de compensare. Sunt precizate pierderile calculate pentru întreaga rețea modelată (inclusiv rețeaua de distribuție de 110 kV), $DP_{total(400-220-110kV)}$, pentru fiecare palier caracteristic. Pierderile totale în RET (DP_{RET}) reprezintă suma dintre pierderile totale (Joule și corona) pe liniile de transport ($DP_{LEA 400-220 kV}$), pierderile în unitățile de transformare (DP_{trafo}) și pierderile în bobine (DP_{bobinr}). DP_{corona} reprezintă partea de pierderi corona din totalul pierderilor calculate pe liniile de 220 și 400 kV (sunt incluse în $DP_{LEA 400-220 kV}$).

Tabelul 5.6.1

An	Palier	DP RET						
		$DP_{total(400-220-110kV)}$	DP_{RET}	$DP_{LEA 400-220 kV}$	DP_{corona}	DP_{trafo}	DP_{bobine}	$\frac{DP_{RET}}{P_{intr.RET}}$
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2016-2017	VSI	385	249	222	56	21	6	3.87%
2016	VDV	256	173	149	30	18	6	3.29%

Pentru fiecare palier caracteristic, în Tabelul 5.6.2. este prezentată structura puterii transportate prin RET, defalcată pe: surse ce debitează direct în RET, import din sistemele vecine și putere injectată din RED.

Tabelul 5.6.2

An	Palier	$P_{intr \text{ in RET}} (*)$	$P_{intr \text{ interconex}}$	$P_{generata \text{ in RET}}$		Aport RED → RET		$\frac{P_{gen.RET}}{P_{gen \text{ SEN}} (**)}$
				MW	% $P_{intr \text{ RET}}$	MW	% $P_{intr \text{ RET}}$	
2016-2017	VSI	6437	100	5352	83.15%	985	15.30%	65.68%
2016	VDV	5253	0	4419	84.12%	834	15.88%	60.38%

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

Se constată preponderența surselor de putere activă care debitează direct în RET (83,15 %) în totalul puterii transportate, față de aportul de putere din RED care reprezintă (15,30 %), pentru palierul caracteristic VSI 2016 - 2017 și (84,12 %) surse din RET față de aportul de putere din RED, care reprezintă (15,88 %) pentru palierul VDV 2016.

În Figura 5.6 este prezentată evoluția valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET.

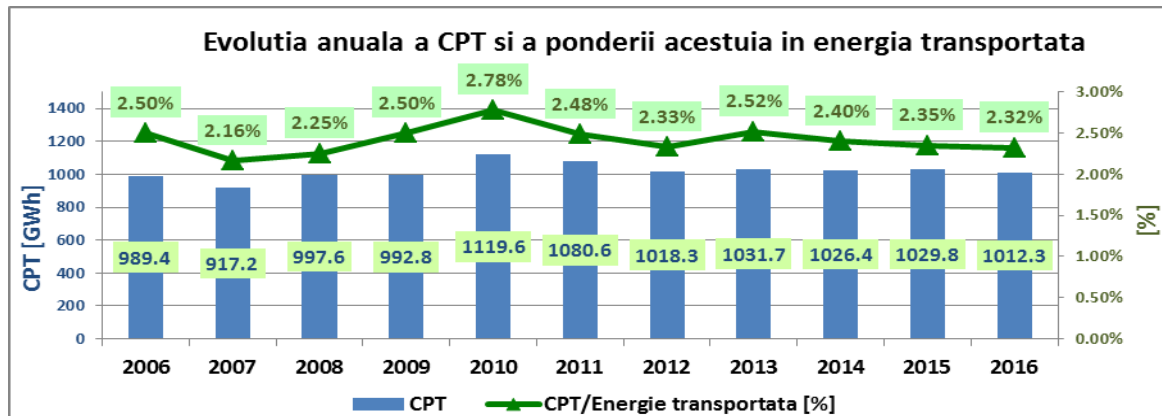
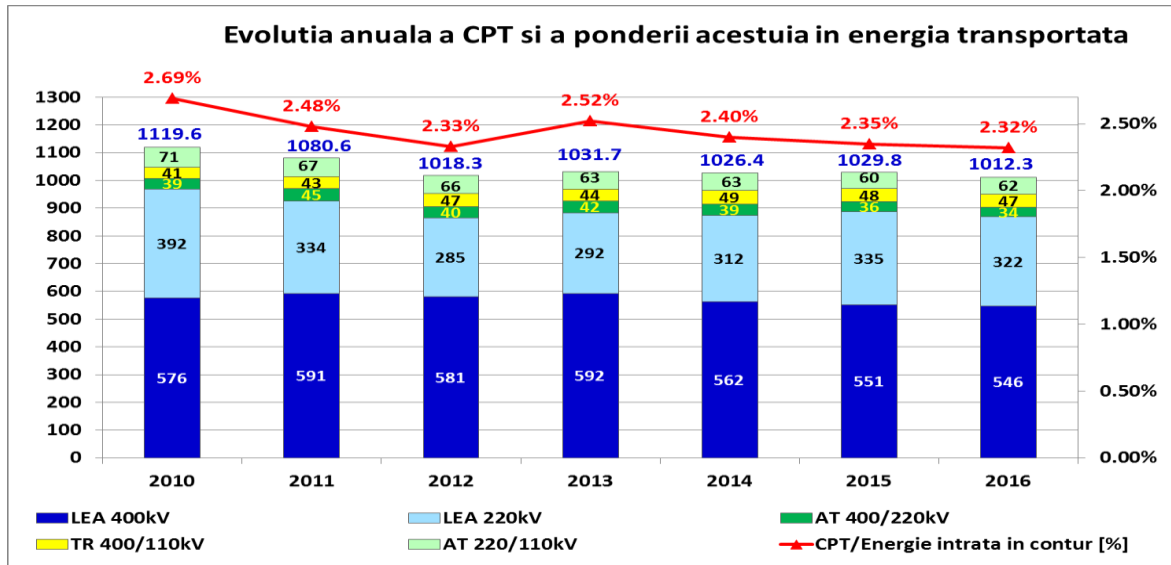


Fig. 5.6

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

Începând cu anul 2014 ponderea CPT în energia transportată a scăzut constant.

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2016 comparativ cu 2015 au fost:

- creșterea producției în centralele electrice cu influență de reducere asupra CPT (CCCC OMV Petrom – cu 10,6 %, de la 2557 GWh la 2827 GWh, hidrocentralele cu lac de acumulare – cu 4,9 %, de la 2572 GWh la 2697 GWh, pentru cele care debitează direct în RET, respectiv cu 12 %, de la 7092 GWh la 7946 GWh la nivelul întregului SEN), respectiv scăderea producției în centralele electrice cu influență de creștere asupra CPT (centralele pe cărbune situate în zona excedentară Oltenia – cu 10,9 %, de la 12718 GWh la 11336 GWh pentru cele care debitează direct în RET, respectiv cu 14,3 %, de la 14176 GWh la 16207 GWh la nivelul

întregului SEN: centralele care debitează în zona excedentară Dobrogea: CEE – cu 5,9 %, de la 3072 GWh la 2890 GWh pentru centralele care debitează direct în RET și CNE Cernavodă – cu 3,1 %, de la 10694 GWh la 10367 GWh);

- reducerea cu 0,2 % a energiei intrate în RET;
- creșterea soldului export pe granița cu Bulgaria, situată într-o zonă excedentară, de la 3.974 GWh în anul 2015 la 4.141 GWh în anul 2016, care a facilitat evacuarea producției din zona excedentara Oltenia cu pierderi mai mici;
- creșterea soldului import pe granița cu Ucraina, situată într-o zonă deficitară, de la 685 GWh în anul 2015 la 820 GWh în anul 2016, a influențat favorabil pierderile în RET, prin reducerea transportului de energie pe distanțe mari;
- scăderea soldului export pe granița cu Ungaria, situată într-o zonă deficitară, de la 1.109 GWh în anul 2015 la 370 GWh în anul 2016, a influențat favorabil pierderile în RET prin reducerea transportului de energie pe distanțe mari;

CNTEE Transelectrica SA 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: 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 investire.

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 “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”, ediție ce a avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripții în prevederile 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 priza stațiilor;
- propuneri de măsuri în RET pentru menținerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalațiile existente;
- stabilirea performanțelor necesare ale echipamentelor și aparatajului ce urmează a fi asimilate în SEN.

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

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

- toate liniile și cuplele de bare 400 kV, 220 kV și 110 kV din SEN sunt conectate;
- toate liniile de interconexiune 400 kV dintre SEN și sistemele energetice vecine sunt conectate;
- toate transformatoarele, autotransformatoarele cu tensiune superioară 400 kV, 220 kV, 110 kV sunt în funcțiune pe plot median și au neutrul legat rigid la pământ;
- toate grupurile 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.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipotezele de balanță corespunzătoare palierului vârf de vară, respectiv vârf de iarnă, a schemei de calcul de durată maximă din intervalul de timp analizat (semestrul respectiv), cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-au verificat condițiile de stabilitate statică în schema de durată, în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea și cu 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 indisponibilități descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri prognozată pentru perioada respectivă. Aceste valori se modifică în cazul în care apar indisponibilități suplimentare de linii în cadrul SEN sau se funcționează cu o altă repartiție a puterilor produse. Modificările sunt analizate la programarea regimurilor zilnică a regimurilor de funcționare a SEN.

5.8.1.1. Premize de calcul

Conform Codului tehnic al Rețelei Electrice de Transport, 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 – zona Oltenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Slatina – București Sud;
- LEA 400 kV Urechești – Domnești;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui (d.c.);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.);
- LEA 220 kV Târgu Jiu – Urechești;
- LEA 220 kV Craiova – Turnu Măgurele.

Secțiunea S2 (la est de axa Iernut – Sibiu, Țânțăreni – Slatina), delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Urechești – Domnești;
- LEA 400 kV Slatina – București Sud;
- LEA 400 kV Brașov – Sibiu;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu;
- LEA 400 kV Isaccea – Dobrudja;
- 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 Nord – Copșa Mică;
- LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz.

Secțiunea S3 – zona Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
- LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina – Varna;
- LEA 220 kV Gheorghieni – Stejaru;
- LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

Secțiunea S4 – zona Transilvania de Nord, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Sibiu – Iernut;
- LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;
- LEA 220 kV Gheorghieni – Stejaru;
- LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia;
- LEA 400kV Nădab – Oradea Sud.

Secțiune S5 – zona Moldova, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
- LEA 220 kV Barboși – Focșani;
- LEA 220 kV Gheorghieni – Stejaru

Secțiune S6 – zona Dobrogea și parțial Muntenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
- LEA 220 kV Barboși – Focșani;
- LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina – Varna;
- LEA 110 kV Dragoș Vodă – 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 – Oradea Sud.

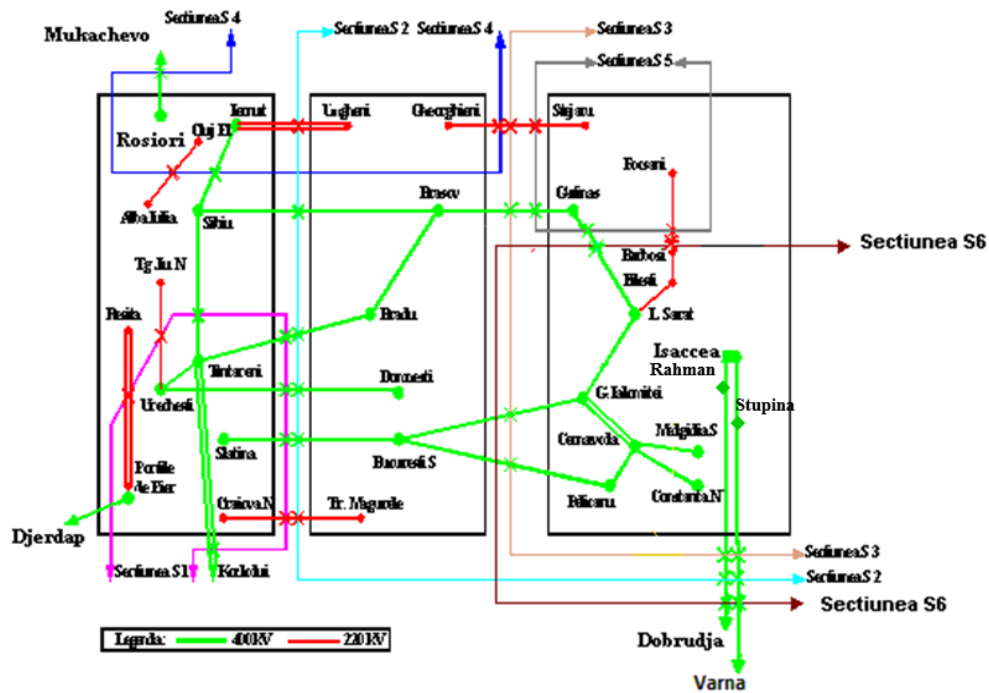


Fig. 5.8. Secțiuni caracteristice pentru analizele de stabilitate statică ale SEN

5.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor efectuate pentru ultimele patru sezoane de analiză este prezentată după cum urmează:

Tabelul 5.8.1 pentru palierul de iarnă 2015-2016

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st.}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	4520	2280	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3380	2170	Declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
3	S 3	-	-	590	490	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1260	1000	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
5	S 5	-	-	930	630	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S6	4860	2980			Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș

Tabelul 5.8.2 pentru palierul de vara 2016

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st.}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	5710 ¹⁾ 4260 ¹⁾	3440 ¹⁾ 2660 ²⁾	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3510 ¹⁾	1850 ¹⁾	Declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Magurele
3	S 3	-	-	1110 ¹⁾	920 ¹⁾	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1250 ²⁾	1010 ²⁾	Declanșarea LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori
5	S 5	-	-	880 ¹⁾ 870 ²⁾	800 ¹⁾ 330 ²⁾	Declanșarea LEA 400 kV Brasov – Gutinaș ¹⁾ , LEA 400 kV Smardan – Gutinaș ²⁾
6	S6	4500 ²⁾	2940 ²⁾			Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș

1) Fără producție în CEE; 2) cu producție în CEE .

Tabelul 5.8.3 pentru palierul de iarnă 2016-2017

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st.}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	5480 ²⁾	2650 ²⁾	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (s.c.)
2	S 2	-	-	3160 ¹⁾	2320 ¹⁾	Declanșarea LEA 400 kV Urechesi – Domnesti
3	S 3	-	-	530 ¹⁾	520 ¹⁾	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1280 ²⁾	880 ²⁾	Declanșarea LEA 400 kV Iernut – Gădălin
5	S 5	-	-	860 ¹⁾ 620 ²⁾	850 ¹⁾ 510 ²⁾	Declanșarea LEA 400 kV Brasov – Gutinaș ¹⁾ , LEA 400 kV Smardan – Gutinaș ²⁾
6	S6	4850 ²⁾	3060 ²⁾			Declanșarea LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș

Tabelul 5.8.4 pentru palierul de vară 2017

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st.}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	5600 ²⁾	2200 ²⁾	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3770 ¹⁾	2600 ¹⁾	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu-Brasov
3	S 3	-	-	1140 ¹⁾	960 ¹⁾	Declanșarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
4	S 4	-	-	1170 ²⁾	820 ²⁾	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu-Iernut
5	S 5	-	-	840 ¹⁾ 930 ²⁾	760 ¹⁾ 440 ²⁾	Declanșarea LEA 400 kV Roman Nord –Bacau Sud ¹⁾ , Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș ²⁾
6	S6	4800 ²⁾	2920 ²⁾	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș ²⁾

Circulațiile limită 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 normată este 4260 MW (stabilită în regimul de vară 2016 cu producție în CEE), iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii (S1 Oltenia) este de 2200 MW (stabilită în regimul de vară 2017 cu producție în CEE). Limite se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Resita (d.c.), fiind cazul cel mai restrictiv. Pentru un tranzit de peste 1990 MW se depășește curentul TC pe LEA 220 kV Urechesti – Târgu Jiu.

Secțiunea S2

Puterea cu rezervă normată în S2 este de cca. 3160 MW (stabilită în regimul de iarna 2016-2017), iar valoarea puterii admisibile minime este de 1850 MW (stabilită în regimul de vară 2016), valoare peste care se depășește tensiunea normată. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Măgurele.

Secțiunea S3

Puterea cu rezervă normată în S3 este de cca. 530 MW (stabilită în regimul de iarnă 2016-2017), respectiv 490 MW (stabilită în regimul de iarnă 2015-2016). Limite se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Brașov-Gutinaș în regim de deficit în S3 (fără producție în CEE).

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

Secțiunea S4

Puterea cu rezervă normată în S4 pentru care tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei se situează în afara limitelor normate este de cca. 1170 MW (stabilită în regimul de vară 2017), iar valoarea puterii admisibile minime este de 820 MW (stabilită în regimul de vară 2017). Ambele limite se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut.

Secțiunea S5

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 840 MW (stabilită în regimul de vara 2017 fără producție în CEE) obținută la declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava.

Valoarea puterii admisibile minime este de 330 MW (stabilită în regimul de vară 2016 cu producție în CEE), corespunzând declanșării LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Secțiunea S6

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 4500 MW (stabilită în regimul de vară 2016) obținută la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Valoarea puterii admisibile minime este de 2920 MW (stabilită în regimurile de vara 2017, corespunzând declanșării LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, valoare peste care se depășește valoarea de 100% a curentului TC pe LEA 220 kV Filești – Barboși.

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

În secțiunile S3 și S6 apar congestii:

- la declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș determinată de suprasarcina pe LEA 220 kV Barboși - Filești;
- la retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, determinată de suprasarcina pe LEA 220 kV Barboși - Filești;

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

5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire

5.8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul

În studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN pentru perioada 2016 - 2017 s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie urmărind:

- verificarea stabilității tranzitorii în zonele cu centrale electrice mari care pot afecta stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii (Porțile de Fier, Cernavodă);
- identificarea punctelor și scenariilor de defect periculoase;
- identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea unei zone, stabilitatea SEN și a interconexiunii;
- identificarea retragerilor din exploatare care impun restricții de producție;
- stabilirea de restricții și condiționări necesare pentru asigurarea condițiilor de stabilitate și integritate a SEN și a interconexiunii, inclusiv cele privind coordonarea programelor de retrageri și a măsurilor operative preventive în rețeaua interconectată;
- verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem;
- comportarea dinamică a centralelor eoliene și efectul creșterii producției eoliene asupra stabilității grupurilor din zona Dobrogea;
- verificarea stabilității în secțiunea de interconexiune a SEN și identificarea limitelor de stabilitate și acționare a automatizărilor de sistem.

Verificarea stabilității tranzitorii și a automatizărilor de sistem s-a făcut pentru funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă prin LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap, LEA 400 kV Țânțăreni-Kozlodui circ. 1, LEA 400 kV Rahman-Dobrudja, LEA 400 kV Stupina-Varna, LEA 400 kV Arad-Sandorfalva, LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba și LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.

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 re tehnologizare din SEN din perioada respectivă.

Modelul dinamic al SEN a inclus ultimele date privind modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor și punerea în funcțiune de grupuri noi sau re tehnologizate.

Modelul de regim permanent pentru sistemul extern s-a realizat pe baza datelor furnizate de operatorii de transport și sistem 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, Croația, Turcia și în mod mai simplificat restul rețelei interconectate.

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

- număr maxim de grupuri în funcțiune în centralele din zona analizată încărcate la puterea nominală, diferite variante de producție în CEE (0-100% din puterea instalată);
- schema de funcționare de durată, diferite scheme cu 1-2 elemente retrase din exploatare în SEN și interconexiune (zona Porțile de Fier, Cernavodă);
- diferite ipoteze privind schimburile între SEN și interconexiune.

În funcție de scopul analizelor s-au considerat diferite scenarii de defect cu scurtcircuit trifazat metalic pe bară colectoare, linie sau (auto)transformator, izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întreruptoarelor prin protecție diferențială de bară, respectiv protecții de distanță cu teleprotecție dacă există sau protecții diferențiale de linie sau de (auto)transformator. Calculele s-au efectuat fără și cu acționarea automatizărilor de sistem.

A fost utilizat programul de simulare dinamică EUROSTAG versiunea 5.1.

5.8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a funcționării SEN din perioada 2016 - 2017 s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- Verificarea stabilității grupurilor din zona Cernavodă în condițiile unei producții eoliene instalate în SEN prognozată pentru perioada respectivă, identificarea posibilităților de acordare a 1-2 retrageri din exploatare în zona Dobrogea și a eventualelor restricții de producție necesare în schema completă și scheme cu indisponibilități în RET, evaluarea sensibilității analizei la palier de sarcină, efectul implementării reglajului de tensiune la nivel de CEE;
- Verificarea stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și a interconexiunii, verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem, identificarea eventualelor restricții de producție în scheme cu două elemente retrase din exploatare.

Analizele s-au făcut pentru regimuri medii de vârf și gol de sarcină în diferite ipoteze privind soldul pe LEA 400 kV de interconexiune sincronă ale SEN.

5.8.2.3 Puncte slabe identificate și eventuale măsuri de îmbunătățire

- **Zona Cernavodă**
- La palier de vârf de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă, retragerea din exploatare a unei LEA 400 kV din Cernavodă sau din zonă poate conduce la necesitatea limitării producției în CEE pentru a asigura păstrarea stabilității tranzitorii a unităților CNE Cernavodă și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care duce la o

configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției CEE din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând zona Dobrogea și unele sau toate zonele Gura Ialomiței, Lacu Sărat și Smârdan, Rahman, Stupina;

- La palier de gol de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă poate apare necesitatea limitării producției în CEE din zona Tulcea chiar în schema completă pentru asigurarea stabilității tranzitorii a unităților CNE Cernavodă și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care conduce la un regim greu apropiat de limita de stabilitate pe termen scurt și instabil pe termen mediu. Restricțiile de producție în CEE pentru scheme cu un element retras din exploatare sunt mai semnificative la gol de noapte decât la vârf de sarcină;
- Timpul mare de eliminare a defectelor din stațiile Isaccea și Smârdan.

Se subliniază necesitatea întăririi RET în zona Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua de 110 kV. Conectarea LEA 400 kV de interconexiune cu Bulgaria din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud și o nouă LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan conduce la evitarea creșterii frecvenței și volumului de restricții de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

Se recomandă să se dea prioritate retehnologizării stațiilor 400 kV Isaccea și 400/110 kV Smârdan.

▪ **Zona Porțile de Fier:**

- Există scheme cu 2 retrageri din exploatare simultane în nodul Porțile de Fier și Djerdap și interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea tranzitorie a zonei și a interconexiunii și care impun coordonarea retragerilor cu producția din CHE Porțile de Fier și Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile de îmbunătățire a stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și interconexiune sunt: realizarea axei de 400 kV Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad și realizarea unei noi LEA 400 kV de interconexiune cu Serbia;

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 CNTEE Transelectrica SA 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

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

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:

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

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 2012-2016, în tabelul 5.9.1 și figura 5.9.1.

Tabelul 5.9.1 Indicatori de performanță pentru RET

Anul	2012	2013	2014	2015	2016
Timpul mediu de întrerupere [minute/an]	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11
Indicatorul de severitate [minute/întrerupere]	0,06	0,03	0,034	0,03	0,10
Indicatorul "minute sistem" [minute sistem]	0,75	0,29	0,59	0,27	1,54

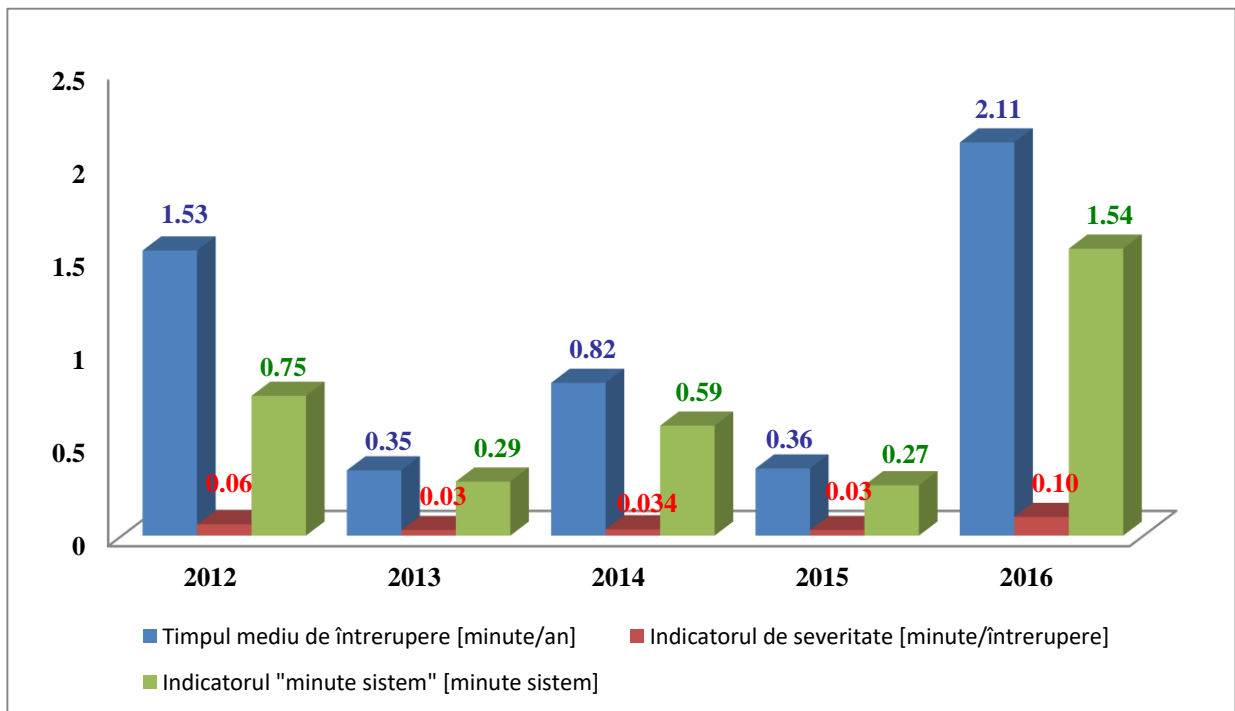


Fig. 5.9.1 Indicatori de performanță la nivel SEN

Evoluția indicatorilor de severitate (IS), a minutelor sistem (MS) și a timpului mediu de întrerupere (TMI/AIT) este aleatorie, indicatorii reflectând în principal numărul de incidente cu energia nelivrată consumatorilor. Astfel, în anul 2016 a avut loc un număr total de incidente mai mic față de 2015 cu 5%, dar energia nelivrată a crescut față de anul 2015. Timpul mediu de întrerupere în 2016 a crescut față de anul 2015 ca de altfel și indicatorul de severitate al SEN. Principalele cauze care au condus la aceste rezultate au fost în general condiții meteorologice nefavorabile (ploaie cu descărcări electrice și intensificări ale vântului cu aspect de vijelie), vegetație crescută, hidraulicitate ridicată în amenajările unor râuri.

CNTEE Transelectrica SA 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. 12/2016. 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	2012	2013	2014	2015	2016
► Indisponibilitatea medie în timp a LEA și Trafo / AT					
▪ LEA – INDLIN [ore/an] TOTALA	203,3	114,52	142,59	184,63	186,79
Neprogramata (accidentală)	24,72	11,44	27,97	36,68	16,88
Programată	178,58	103,08	114,62	147,95	169,91
▪ Trafo / AT – INDTRA [ore/an] TOTALA	190,35	171,58	112,18	155,01	204,29
Neprogramata (accidentală)	9	3,27	8,52	8,9	4,91
Programată	181,35	168,31	103,66	146,11	199,38

Indicator	2012	2013	2014	2015	2016
► Număr de incidente	609	473	527	574	548
► Energia nelivrată utilizatorilor/energia neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh]	137,44	30,89	82,51	38,36	224,69/ 264,70
► Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	21	12	24	14	28
► Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale TMI (AIT) [min/an]	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11/ 2,49

După o evoluție crescătoare în perioada 2013-2015, se constată la nivelul anului 2016 o scădere a indicatorilor pentru întreruperile neplanificate.

Pentru întreruperile planificate, în cazul liniilor electrice, după o scădere la nivelul anului 2013, se evidențiază o creștere a duratei medii de întrerupere în intervalul 2013-2016. În cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor se constată o creștere a duratei medii de întrerupere în perioada 2014-2016 față de evoluția descrescătoare din perioada anterioară.

Evoluția acestor indicatori se explică prin lucrări de mentenanță cu perioadă prelungită pentru aducerea în parametri tehnici ai unităților de transformare și liniilor electrice (12 lucrări), datorită vechimii, lucrări de investiții pentru înlocuirea unităților mari de transformare conform programului de investiții.

Măsuri: corelarea programelor de mentenanță cu programele de investiții pentru reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor, analize și expertize pentru unitățile de transformare și liniile electrice aeriene cu perioadă normată depășită, care se mențin în exploatare până la asigurarea condițiilor de înlocuire și reparații majore, realizarea de provizorate, utilizarea stâlpilor de intervenție, utilizarea celulelor mobile, inspecții multispectrale cu intervenții rapide și punctuale.

Referitor la indicatorii de continuitate a serviciului (ENS și AIT), valorile înregistrate în anul 2016 au fost influențate în mod decisiv de un incident singular ce a avut un aport negativ substanțial asupra indicatorilor. În data de 01.06.2016 în intervalul orar 15:58–16:33, ca urmare a temperaturilor caniculare, a vegetației crescute în luna mai, a hidraulicității ridicate în amenajările râurilor Olt, Argeș și Dâmbovița și a retragerii accidentale a LEA 220 kV Bradu–Arefu, în zona județelor Vâlcea și Argeș s-au produs mai multe declanșări succesive în rețeaua de transport și în cea de distribuție a energiei electrice, fapt care a condus la rămânerea fără alimentare cu energie electrică a zonelor de nord ale celor două județe, întreruperea fiind resimțită inclusiv în zona industrială a municipiilor Râmnicu Vâlcea, Curtea de Argeș și Câmpulung Muscel. Utilizatorii afectați au fost consumatori (industriali și casnici) și centrale electrice. Acest incident a avut cel mai mare aport la indicatorul ENS. Incidentul a avut ca efect nelivrarea unei cantități de energie electrică de 135,49 MWh la consumatori (cca. 60% din ENS total anual la consumatori) și neproducerea unei cantități de energie electrică de 209,90 MWh (cca. 79% din ENS total anual la producători). Având în vedere cauzele care au stat la baza producerii acestui incident, propagarea incidentului declanșator din RET la nivelul RED cât și dimensiunea consecințelor cuantificate prin indicatorul energie nelivrată, pentru atribuirea energiei electrice nelivrate operatorilor implicați în declanșarea și propagarea incidentului a fost realizat un raport de analiză comun, întocmit de

societățile CNTEE Transelectrica SA, CEZ Distribuție și SPEEH Hidroelectrică. Situația indicatorului ENS în anul 2016, recalculat prin excluderea incidentului menționat mai sus, este următoarea: ENS la consumatori 89,20 MWh (față de 224,69 MWh raportat cu incidentul inclus), ENS la producători 54,80 MWh (față de 264,70 MWh raportat cu incidentul inclus). Situația indicatorului AIT în anul 2016, recalculat prin excluderea energiei nelivrate corespunzătoare incidentului menționat mai sus, este următoarea: AIT la consumatori 0,84 min (față de 2,11 min raportat cu incidentul inclus), AIT la producători 0,52 min (față de 2,49 min raportat cu incidentul inclus).

Cauzele evoluției indicatorilor ENS și AIT:

- Uzură tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare;
- Manifestări extreme ale naturii.

Măsurile pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și AIT:

- Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice:
 - o Revizia normativului de proiectare LEA, NTI-TEL 003/04: *Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V.*
 - o Analiza prin programe de calcul moderne a capacității structurale a liniilor electrice aeriene din RET în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.
Verificările constau în analiza cu programe de calcul, aliniată la cele mai moderne concepte de proiectare. Astfel, programul de calcul permite o modelare 3-D a întregii structuri LEA, incluzând și elementele ce țin de topografia terenului și oferă întreaga gamă de funcții necesare verificării și analizei unei linii electrice aeriene, precum:
 - analiza structurală a tuturor elementelor liniei (stâlpi, lanțuri de izolatoare, conductoare);
 - simulări privind comportarea liniei electrice aeriene în diferite scenarii (condiții meteo deosebite, suprasolicitații mecanice sau electrice, etc.);
 - stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
 - upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
 - calcule de câmp electric și magnetic;
 - calcule privind capacitatea de transport a LEA.
- Înlocuirea în cadrul programului de mentenanță și investiții a echipamentelor uzate cu echipamente performante.

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 [12]. Prin calculul acestor indicatori se cuantifică nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor stațiilor electrice aparținând RET din zona respectivă. Codul tehnic al RET impune calculul următorilor indicatori pentru fiecare nod al RET:

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

Cunoscând indicatorii de continuitate a serviciului pe barele RET, se pot calcula indicatori de continuitate în punctele de delimitare față de utilizatori, prin luarea în considerare a indicatorilor de

fiabilitate asociați conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcționare oferită de rețelele electrice care fac legătura între stațiile RET și punctul de racord propriu-zis.

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

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

- probabilitatea de succes și insucces;
- durata medie de întrerupere anuală (ore/an);
- număr 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 [12] se poate constata:

- Retehnologizările de stații prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranța pentru toate stațiile supuse re tehnologizării. În cazul în care stația re tehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații.
- Pentru stațiile re 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 re 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 apropiați 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 re tehnologizarea/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, CNTEE Transelectrica SA 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 rețehnologizate.

Sistemul este susținut logistic de o rețea complexă de comunicații precum și de procesul de modernizare și rețehnologizare a stațiilor din RET. Astfel, în 2001 CNTEE Transelectrica SA 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 angro.

Rețeaua de telecomunicații se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel național (cca. 5800 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 inelara cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât și echipamentele de tip SDH asigură redundanță 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 $4 \times E1$ ($4 \times 2\text{Mbps}$), iar acolo unde nu se pot realiza nici legături radio, CNTEE Transelectrica SA folosește pentru a transporta datele la DET/DEC linii de telecomunicații clasice închiriate sau chiar legături prin satelit. CNTEE Transelectrica SA 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 OPGW și OPUG (în prezent cca. 4000 km fiind realizată 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:

- Dispecerul Energetic Central (DEC);
- Dispecerul de Rezervă (CDR) care are legături de comunicație redundante cu DEC;
- Cinci centre de dispecer teritoriale (DET) existente în țară;
- Un Centru de Dispecer 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 Dispecer de Urgență.

Toate DET-urile sunt legate fizic la DEC/CDR 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 CDU.

Toate semnalele din stațiile electrice sunt transmise către Centrele de Dispecer 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 Dispecerul 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 – 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 redundant de servere cu funcționalități dedicate sunt prevăzute mecanisme de asigurare a accesului, controlului și securității sistemului. Echipamentul sistemului, serverele și concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

De asemenea, este asigurat schimbul de date cu sistemele din rețeaua interconectată și cu centrele de coordonare ENTSO-E prin intermediul celor 2 noduri informatice ENTSO-E conectate la rețeaua comună a interconexiunii, *Electronic Highway (EH)*, în conformitate cu cerințele standardelor de operare ENTSO-E. Totodată a fost implementat și sistemul european ENTSO-E comun (unic) de avertizare și alarmare, *EAS*.

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunicații aferente precum și nivelul de dezvoltare conceptuală al aplicațiilor software sunt depășite fizic și moral, acestea fiind la limita capacității lor privind asigurarea suportului funcțional pentru OTS în conducerea operativă a SEN. Menținerea lor în stare de funcționare corespunzătoare se realizează cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul că producătorii au scos din fabricație echipamentele respective, iar actualizarea software devine tot mai dificil de realizat deoarece pe măsura trecerii timpului au apărut numeroase versiuni care accentuează gradul de incompatibilitate față de cea existentă. În prezent se află în derulare un proiect de reabilitare hardware și software a sistemului în vederea măririi și asigurării capacității funcționale până la achiziția și instalarea unui nou sistem, în următorii 5 – 6 ani.

În aceeași măsură, interfața de date dintre sistemele constitutive are la bază tehnologii învechite. Echipamentele și tehnologiile IT și de comunicații au progresat substanțial de la punerea în funcțiune a sistemului EMS/SCADA (începută în anul 2003 când s-a inițiat perioada de testare) și de la realizarea interfețelor cu echipamentele producătorilor, stațiilor și ale ENTSO-E. În mod

fundamental interconexiunile sistemelor actuale folosesc telemetria serială și schimburile de fișiere, pe când tehnologiile au evoluat la telemetria pe baza tehnologiilor utilizând protocoale IP și integrarea sistemelor de acest tip.

5.11. Serviciile de sistem tehnologice

Pentru asigurarea serviciului de sistem, CNTEE Transelectrica SA utilizează resurse proprii (servicii funcționale prestate) și serviciile tehnologice de sistem furnizate de producători contra cost sau în baza obligativității stabilite de Codul Tehnic al RET.

Serviciile tehnologice de sistem realizează disponibilizarea unor rezerve de sistem (de reglaj secundar, terțiar rapid și terțiar lent, rezervă de capacitate), necesare funcționării sigure a SEN în condițiile de calitate a energiei electrice.

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

- compensarea variației de sarcină în SEN, respectiv reglarea frecvenței și a soldului SEN;
- compensarea diferențelor față de programul de funcționare a grupurilor SEN, respectiv menținerea de capacități de rezervă de putere activă;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem tehnologice sunt realizate cu următoarele resurse:

- sistemele de reglaj primar a frecvenței ale grupurilor generatoare;
- sistemul de reglaj secundar automat frecvență-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 dispecerizabili care își reduc sarcina sau pot fi deconectați la dispoziția Transelectrica.

CNTEE Transelectrica SA prestează serviciul de sistem pentru toate componentele SEN, plătind pentru fiecare hMW un tarif reglementat de ANRE pentru cantitățile de rezerve achiziționate în regim reglementat și de asemenea organizează licitații pentru acoperirea diferenței dintre cantitățile necesare și cantitățile reglementate de ANRE, plătind fiecare hMW la prețul de închidere a licitației pentru fiecare interval orar și tip de rezervă.

Tariful reglementat pentru serviciul de sistem este stabilit în conformitate cu „Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem” elaborată de ANRE și care ține cont de costurile justificate ale producătorilor, cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în Codul tehnic al RET. Acestea acoperă cheltuielile cu serviciile tehnologice și funcționale de sistem și cu operarea pieței de echilibrare.

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem tehnologice sunt calificați de Transelectrica prin proceduri specifice. Aceste proceduri includ și posibilitati de acordare a unor derogări pe termen limitat pentru a se conforma unor condiții de calificare.

Utilizatorii RET care au fost calificați în acest scop pot încheia contracte de furnizare de servicii de sistem tehnologice.

Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem pentru anul 2017 este prezentată în Anexa B-8.

În perioada 2012÷2017, s-au achiziționat servicii tehnologice de sistem atât în regim reglementat, cât și în regim concurențial (licitații) în vederea acoperirii necesarului.

Situația achiziționării și realizării serviciilor tehnologice de sistem în anii 2012÷2017 este prezentată în continuare:

Anul 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
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3507500	3156750	3304115	2713293	82,12%	77,36%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7905600	6324480	7019187	5259502	74,93%	66,53%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6045600	3022800	4846317	3668640	75,70%	60,68%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15920	15920	15920	15920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	509472				-	100%	-

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

Anul 2013

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
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3499000	3121380	3167320	3124232	98,64%	89,29%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7884000	6307200	6307200	6289129	99,71%	79,77%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6132000	4267144	5274794	5264671	99,81%	85,86%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15920	15920	15920	15920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	525600				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (60 hMW/h)

Anul 2014

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
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3756000	1662940	3607950	3586381	99,40%	95,48%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6337200	700800	5792491	5768300	99,58%	91,02%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6453860	6453860	6453860	6447839	99,91%	99,91%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15920	13715	13715	13715	100%	86,15%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (57 hMW/h)

Anul 2015

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
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3988700	767310	3903935	3891079	99,67%	97,55%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6408100	480890	6142920	6127188	99,74%	95,62%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	7655920	6304000	7358320	7351514	99,91%	96,02%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15223	15223	15223	15223	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (57 hMW/h)

Anul 2016

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
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3966700	175680	3966700	3958198	99,79%	99,79%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6360950	175680	6360890	6347988	99,80%	99,80%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6537600	4775040	6537600	6511710	99,60%	99,60%	-
Energie Reactivă	hMVAr	18047	18047	18047	18047	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	562176				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (64 hMW/h)

Anul 2017

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
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3960300	123360	3960240	3939488	99,81%	99,47%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6117650	175200	6117650	6077904	98,93%	99,35%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6468000	4417440	6467280	6423330	99,67%	99,31%	-
Energie Reactivă	hMVAr	16070	16070	16070	16070	100%	100%	-

La solicitarea făcută în baza licenței de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar, obligatoriu pentru toate grupurile dispecerizabile, în conformitate cu obligațiile stabilite prin Codul tehnic al RET și impuse de respectarea regulilor ENTSO - E privind siguranța în funcționare și reglajul frecvenței și a soldului.

Rezerva primară solicitată producătorilor a respectat cerința de repartiție cât mai uniformă și a reprezentat în total minim 57 MW în 2015 și respectiv 64 MW în 2016, conform obligațiilor ce revin SEN în cadrul sistemului interconectat ENTSO-E. Rezerva de reglaj primar solicitată a fost respectată în programarea zilnică a funcționării.

În perioada 2013 - 2017 CNTEE Transelectrica SA nu a achiziționat Rezervă de Capacitate.

5.12. Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice

Direcția de Măsurare OMEPA, este o entitate organizatorică distinctă la nivelul Companiei și îndeplinește funcția de Operator de Măsurare la nivelul piețelor angro de energie electrică.

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, DM-OMEPA îndeplinește funcția de operator de măsurare a energiei electrice, funcția de operator de monitorizare a calității energiei electrice și funcția de operator de metrologie.

DM-OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice ce este desfășurată atât la punctul central, cât și în teritoriu prin intermediul serviciilor de exploatare sisteme măsurare DM-OMEPA.

DM-OMEPA este administratorul Codului de măsurare a energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA fiind responsabilă de modul în care sunt respectate prevederile conținute în cadrul Codului.

Activitatea este structurată pe patru piloni principali:

- administrarea sistemului de metering pentru piața angro de energie electrică;
- managementul local al sistemelor de contorizare locală;
- monitorizarea calității energiei electrice;
- managementul laboratorului de metrologie al CNTEE Transelectrica SA.

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

- *telecontorizarea* punctelor de măsurare de categoria „A” (conform Codului de măsurare a energiei electrice) și a celor de categoria B pentru serviciile interne din stațiile Transelectrica;
- *telecontorizarea* de siguranță (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV) ;
- *contorizarea locală* a punctelor de măsurare pentru calcularea și verificarea balanțelor 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.
- *validarea datelor* pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- *administrarea participanților* la piața angro de energie, funcție pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare și formulele de agregare proprii cu confirmarea bilaterală a acestora;
- *efectuarea bilanțului fizic în SEN*;
- *colectarea datelor lunare* de la operatorii de distribuție care participă la funcționarea “schemei bonus pentru activitatea de producere de energie electrică de înaltă eficiență” .

DM-OMEPA operează și administrează laboratorul de metrologie al CNTEE Transelectrica SA pentru verificări metrologice inițiale și periodice pentru contoare de energie electrică.

Activitatea desfășurată de către personalul DM-OMEPA în cadrul laboratoarelor de metrologie asigură autonomie Companiei în privința necesităților proprii de verificări metrologice.

DM-OMEPA administrează și exploatează sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice cu analizoare de calitate în montaj fix, deține și echipamente portabile, cât și personal specializat și atestat, pentru monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare, DM-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 informatice care servesc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea și implementarea unui design corect al acesteia determină capacitatea rețelei de a suporta implementarea diverselor servicii și aplicații necesare desfășurării activităților din companie.

Din punct de vedere al infrastructurii de comunicații, CNTEE Transelectrica SA deține una din cele mai întinse rețele naționale de fibră optică (aproximativ 5800 Km) având și o capacitate de transport de date foarte mare. Cea mai mare parte din infrastructura de fibră optică este realizată pe infrastructura de transport a energiei electrice, cablul de fibră optică fiind inclus în conductorul de protecție al liniilor electrice (OPGW).

Infrastructura de fibră optică OPGW include drept noduri de comunicație stațiile electrice de înaltă tensiune (220 kV și 400 kV) și permite conectarea principalelor obiective energetice ale țării, respectiv cele mai importante centrale electrice. Aceasta poate asigura pe lângă necesitățile de

telecomunicații ale CNTEE Transelectrica SA și solicitări ale diverșilor clienți care doresc să utilizeze rețeaua de fibră optică.

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

Rețeaua de fibră optică realizată a permis ca CNTEE Transelectrica SA să instaleze sisteme de telecomunicații specifice, care alcătuiesc o rețea modernă de telecomunicații prin care aceasta beneficiază de toate serviciile date-voce-video necesare funcționării ca operator de transport și sistem în sectorul energiei electrice. Pe suportul de fibră optică au fost dezvoltate rețele de comunicații care deservesc Dispečerul Național, sistemele de securizare ale sediilor Companiei și ale Stațiilor de transformare, precum și telefonia IP operativă.

Capacitățile excedentare de comunicație pe fibră optică sunt utilizate, prin intermediul filialei SC Teletrans SA, pentru furnizarea de servicii de telecomunicații către terți.

Sistemul de telecomunicații actual se bazează în principal pe infrastructura proprie, iar în secundar pe capacități de comunicații închiriate 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 și pentru piața de echilibrare.

În anumite situații, în care nu este disponibilă o infrastructură de fibră optică sau este necesară asigurarea redundanței comunicațiilor, se folosesc sisteme de curenți purtători (PLC) instalate pe liniile electrice de transport, care asigură comunicații de joasă frecvență aferente transmisiilor echipamentelor de achiziție date de proces din stații și centrale termo/hidro/nuclearoelectrice, semnalelor de teleprotecție pe liniile de transport, precum și interfațarea sistemului privat de telecomunicații al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

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 țară al României - din perspectiva securității naționale, ca posibilă țintă a organizațiilor de tip terorist. Prin efectele pe care le poate avea un atac terorist asupra obiectivelor CNTEE Transelectrica SA, pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate (localități izolate) și mergând până la perturbarea întregului SEN, cu efecte dezastroase atât asupra populației, cât și asupra economiei în ansamblu, instalațiile RET operate de CNTEE Transelectrica SA reprezintă o țintă predilectă a unor posibile acțiuni teroriste. De asemenea, în cadrul societății românești a crescut fenomenul infracțional manifestat atât prin furturi, cât și prin intruziuni neautorizate în rețelele de calculatoare.

În lumina celor expuse mai sus, CNTEE Transelectrica SA a creat, în cadrul structurii sale organizatorice, o componentă responsabilă pentru protecția obiectivelor desemnate ca infrastructuri critice naționale/europene și managementul situațiilor de urgență, în conformitate cu sarcinile legale, anume cu:

- a. Ordonanța de urgență nr. 98 din 3 noiembrie 2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice;
- b. Ordonanța de urgență nr. 21 din 15 aprilie 2004 privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, aprobată prin Legea nr. 15 din 28 februarie 2005;
- c. Legea nr. 329 din 08 iulie 2004 privind aprobarea OU nr. 25/2004 pentru modificarea și completarea OU nr. 88/2001 privind înființarea, organizarea și funcționarea serviciilor publice comunitare pentru Situații de Urgență;
- d. Legea nr. 481 din 8 noiembrie 2004 privind protecția civilă;
- e. Legea nr. 307 din 12 iulie 2006 privind apărarea împotriva incendiilor precum și cu normele juridice subsecvente;
- f. HG nr. 718/2011 referitoare la Strategia națională privind protecția infrastructurilor critice.

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA a asigurat pregătirea profesională complexă pentru realizarea sarcinilor derivate din obligațiile legale, instruind prin instituțiile abilitate un număr de 9 ofițeri de legătură pentru securitate în scopul acoperirii necesităților de elaborare în teritoriu a Planurilor de securitate pentru operator (PSO) pentru fiecare infrastructură critică națională (ICN) pe care compania o are în operare. Prin această structură complexă de personal, coordonată operativ de către ofiterul de legatură pentru securitatea ICN la nivelul companiei, se asigură totodată realizarea și celorlalte obiective la nivelul succursalelor, și anume aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea tuturor PSO.

Astfel, principalele misiuni ale structurii responsabile pentru securitate și managementul situațiilor de urgență sunt:

1. Elaborarea, aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea PSO pentru fiecare ICN aflat în operarea companiei;
2. Organizarea și coordonarea activității de management al situațiilor de urgență (protecție civilă și prevenire și stingere a incendiilor).

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

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

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 faunei (prin fragmentarea habitatului) • ocuparea terenului cu organizarea de șantier, 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 hexafluorură de sulf în atmosferă datorită neetanșeităților echipamentelor
Sonor	<ul style="list-style-type: none"> • zgomot produs de funcționarea echipamentelor și de mijloacele de transport
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 CNTEE Transelectrica SA

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
------------------	------------------------------------

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	<ul style="list-style-type: none"> • ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor • defrișarea sistematică a vegetației • afectarea habitatului faunei sălbatice • obstacole în calea zborului păsărilor • potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări • efectele sonore și luminoase ale fenomenului corona • perturbații 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"> • zgomotele 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 : instalatii de incalzire ,mijloace de transport, 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:

- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare; Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protecția Mediului;
- OMMP nr. 135/2010 – pentru aprobarea Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private;
- HGR nr. 445/2009 – privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;
- HGR nr. 1.076 / 2004 – privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe;
- OMMDD nr. 1.798 /2007 – pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu;

- Ordin al Ministerului Economiei și Comerțului nr.175/2005 privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protecție a mediului de către agenții economici cu activitate industrială, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin al Ministrului Economiei nr. 1918/2009, pentru modificarea Ordin MEC nr. 175/2005; Legea nr. 107/1996 – Legea apelor, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 173/2000 – pentru reglementarea regimului de gestionare și control a bifenililor policlorurați și ale altor compusi similari, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 188/2002 – pentru aprobarea unor norme privind condițiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările și completările ulterioare; Legea nr. 13/1993 pentru aderarea României la Convenția privind conservarea vieții sălbatice și a habitatelor naturale din Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979;
- OMSP nr. 1193 / 2006 – pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- LEGE nr. 249 / 2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje;
- HG nr. 235/2007 – privind gestionarea uleiurilor uzate;
- Legea nr. 211 / 2011 privind regimul deșeurilor;
- OUG nr. 5 / 2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice;
- Legea nr. 89/2000 pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare african-eurasiatice, adoptat la Haga în anul 1995;
- Legea nr. 360/2003 – privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 105/2006 pentru aprobarea OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu;
- Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător;
- OMS nr. 119/ 2014 pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației;
- HG nr. 856/2002 – privind evidența gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 124/2003 – privind prevenirea, reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 170 / 2004 – privind gestionarea anvelopelor uzate;
- HG 349/2005 – privind depozitarea deșeurilor;
- HGR nr. 322 / 2013 privind restricțiile de utilizare a anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice;
- HGR 321/2005 – privind evaluarea și gestionarea zgomotului ambiental, cu modificările și completările ulterioare;
- LEGE nr.59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accidente majore în care sunt implicate substanțe periculoase;
- HGR nr. 1.403/2007 privind refacerea zonelor în care solul, subsolul și ecosistemele terestre au fost afectate;
- HGR nr. 1.408/2007 privind modalitățile de investigare și evaluare a poluării solului și subsolului;
- HGR nr. 1.132/2008 – privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori;
- LEGE nr. 278 / 2013 privind emisiile industriale;
- OUG nr. 196/2005 privind fondul pentru mediu, cu modificările și completările ulterioare;

- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, modificată și completată de OUG nr. 154 /2008;
- OMAPM nr. 462/1993– pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare;
- OMAPPM nr. 278/1997 – privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosințele de apă potențial poluatoare;
- OMMGA nr. 662/ 2006 – privind aprobarea Procedurii și a competențelor de emitere a avizelor și autorizațiilor de gospodărire a apelor;
- OMM nr. 1026/2009 – privind aprobarea condițiilor de elaborare a raportului de mediu, raportului privind impactul asupra mediului, bilanțului de mediu, raportului de amplasament, raportului de securitate și studiului de evaluare adecvată;
- OMMP nr. 19 / 2010 – pentru aprobarea Ghidului metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potențiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar;
- OMMP nr. 794/ 2012 privind procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje și deșeuri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Convenției de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale rețelelor aeriene de electricitate asupra păsărilor.

Datorită apartenenței României la UE, regulamentele europene se aplică în țara noastră fără a mai fi transpuse în legislația națională.

Principalele regulamente europene aplicabile activității CNTEE Transelectrica SA sunt următoarele:

- Regulamentul CE nr. 517/2014 privind gazele fluorurate cu efect de seră și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 842/2006
- 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
- Regulamentul (CE) nr. 1.272/2008 privind clasificarea, etichetarea și ambalarea substanțelor și amestecurilor, de modificare și de abrogare a directivelor 67/548/CEE și 1999/45/CE, precum și de modificare a Regulamentului (CE) nr. 1.907/2006, cu modificările ulterioare
- Regulamentul (UE) nr. 2066/2015 de stabilire, în temeiul Regulamentului (UE) nr. 517/2014 al Parlamentului European și al Consiliului, a cerințelor minime și a condițiilor pentru recunoaștere reciprocă în scopul certificării persoanelor fizice care efectuează instalarea, asigurarea service-ului, întreținerea, repararea sau scoaterea din funcțiune a întrerupătoarelor electrice care conțin gaze fluorurate cu efect de seră sau recuperarea gazelor fluorurate cu efect de seră din întrerupătoare electrice fixe

Principalele reglementări internaționale aplicabile sistemului de management de mediu sunt standardele din seriile: ISO 14001 și 19011.

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 – montaj care schimbă specificațiile sau capacitatea obiectivului, este necesară obținerea Avizului de mediu pentru planuri și programe, Acordului de mediu și a Avizului de gospodărire a apelor. Aceste documente se emit de către Autoritățile pentru protecția mediului, pe baza documentației de fundamentare depusă de titularul activității. Procesul de obținere al acestor aprobări de dezvoltare 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 impactului negativ 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 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2018 - 2027

Trebuie asigurată cu prioritate realizarea măsurilor stabilite de autoritățile pentru protecția mediului, atât cele cuprinse în programele de conformare, care constituie condiții de acordare a autorizațiilor de mediu/gospodărire a apelor, cât și cele rezultate în urma controalelor efectuate de Autoritățile de reglementare și control pe amplasamentele Companiei;

Se va continua îmbunătățirea funcționării Sistemului de Management de Mediu și se va urmări menținerea certificării acestuia conform cerințelor standardului ISO 14001:2015;

Documentațiile privind executarea lucrărilor de investiții și mentenanță vor conține un capitol referitor la protecția mediului cu cerințe legale, aspectele și impactul asupra mediului 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 impactului 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 lucrări ai CNTEE Transelectrica SA 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 deșeurilor și al apelor uzate rezultate din activitățile Companiei;

O atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate 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;

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 elabora un Capitol privind protecția mediului cuprins în „Raportul anual” al Companiei.

Toate aceste măsuri de reducere a impactului asupra mediului sunt cuprinse în Programul de management de mediu aprobat anual la nivel de Companie.

8. Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție

8.1. Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport

Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice aeriene

Tabelul 8.1 - Durata de funcționare a LEA

Perioada PIF	Categorie LEA									
	110 kV		220 kV		400 kV		750 kV		TOTAL	
	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie
1960-1979	8,9	0,22%	3764,3	97,1%	3613,67	73,5%	-	0	7387	83,6%
1980-1999	29,1	0,72%	61,1	1,6%	1150,07	23,4%	3,11	1	1243	14,1%
2000-2017	2,42	0,06%	50,3	1,3%	151,5	3,1%	-	0	204	2,3%

Din totalul LEA, 83,6% din liniile aeriene au anul punerii în funcțiune între perioada 1960 - 1979, 14,1% între anii 1980 și 1999, iar cca. 2,3% după anul 2000. Se constată un procent redus de puneri în funcțiune după anul 2000.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani) și este prezentat în Tabelul 8.2:

Tabelul 8.2

	Perioada PIF	Categorie LEA			
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV
Grad de utilizare (%)	1960-1979	110,42 %	95,97 %	95,43 %	-
	1980-1999	61,21 %	75,00 %	69,63 %	64,58 %
	2000-2017	8,33 %	18,18 %	16,62 %	-

Notă:

Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA

În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică.

Gradul de utilizare pe categorie de LEA s-au calculat ca medie ponderată cu lungimile liniilor.

b. Transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul 8.3 – Puni în funcțiune transformatoare/autotransformatoare

Perioada PIF	Puterea aparentă a trafa [MVA]													TOTAL	
	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	[MVA]	%	
Numar Trafo [buc]	1960-1979	6	16	1	6	2	-	1	31	1	2	-	-	66 buc. 7916 MVA	21
	1980-1999	-	11	-	13	3	-	-	13	11	-	-	2	53 buc. 8471 MVA	22
	2000-2017	2	6	-	6	4	2	-	38	19	20	2	-	99 buc. 21902 MVA	57

Din puterea totală instalată în transformatoare / autotransformatoare cca. 21% din a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 22% între anii 1980 și 1999, iar 57% după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani) și este prezentat în Tabelul 8.4.

Tabelul 8.4 - Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoare

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250
Numar Trafo [%]	1960-1979	182,64	176,04	229	179,17	183,33	-	171	178,63	158	181,25	-	-
	1980-1999	-	130,3	-	136,86	127,78	-	-	136,86	119,7	-	-	131,25
	2000-2017	12,5	19,44	-	11,11	26,04	20,83	-	31,47	37,94	41,66	50,69	-

Notă:

Gradele de utilizare s-au calculat ca medie aritmetică a gradelor de utilizare pentru fiecare (auto)transformator în parte.

Programul de mentenanță

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 8.5:

Tabelul 8.5 – Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de lucrări

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2016 [%]		Realizare program în anul 2017 [%]	
Majoră	Reparatii Capitale (RK)	43	46	62	64
	Reparatii Curente (RC)	48		65	
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	58	76	82	79
	Inspecții tehnice (IT)	92		99	
	Lucrări speciale (LS)	83		75	
	Materiale	42		29	
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)	85		89	
	Revizii tehnice (RT)	96		97	
Total		66		74	

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de instalații este prezentat în tabelul 8.6:

Tabelul 8.6 - Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de instalații

	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]
Stații	75	77
LEA	53	70
Transformatoare/Autotransformatoare	86	81
Clădiri	64	50
Total	66	74

În anul 2017, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 74%, comparativ cu valoarea de 66% a anului anterior.

Cel mai mare procent de realizare se înregistrează la mentenanța minoră, respectiv 79% față de program, în timp ce programul de mentenanță majoră (RK și RC) a fost realizat în proporție de 64%.

La baza asigurării siguranței în funcționare a RET a stat mentenanța preventivă minoră (IT, RT) realizată în proporție de peste 90% respectiv reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) realizate în proporție de 89%.

Mentanța preventivă minoră se programează anual în baza *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001)* și are ca scop preîntâmpinarea unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. De asemenea, acest tip de mentenanță influențează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor intervenții accidentale (IA), în anul 2017 fiind necesară utilizarea a 82% din suma alocată.

În ceea ce privește mentenanța majoră (RK, RC), aceasta se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale.

În vederea creșterii procentului de realizare a mentenanței majore pot fi luate în considerare măsuri precum:

- actualizarea periodică a programelor de mentenanță cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- mai buna corelare a retragerilor din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- simplificarea procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor necesare inițierii lucrărilor;
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate.

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport este reflectată și în statistica incidentelor produse la echipamentele componente ale acesteia. În Tabelul 8.7 se prezintă evoluția numărului de incidente.

Tabelul 8.7 - Număr de incidente în RET

Instalații	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
LEA	46	44	72	45	55	85	102	85
Stații	770	561	537	428	472	489	447	461
Total RET	816	605	609	473	527	574	549	546

Se constată în 2017 față de 2016 o creștere a numărului total de evenimente accidentale la barele stațiilor, precum și o scădere a numărului de evenimente accidentale pe liniile electrice ca urmare a unor acțiuni externe (conform NTE 004/05/00 – loviri / atingeri conductoare, obiecte căzute pe instalații, sustrageri etc.). Din totalul de 85 incidente pe LEA, 40% s-au datorat evenimentelor cauzate de intemperii/fenomene meteo, iar din totalul de 461 incidente în stații, 6% s-au datorat aceluiași cauze.

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2017 studiul "Analiza stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET" [24] care are următoarele obiective:

- Realizarea unei metodologii unitare de evaluare a stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET - dezvoltarea unei metodologii de evaluare a stării tehnice a echipamentelor primare (transformatoare de putere, bobine de reactanță shunt, întreruptoare, separatoare, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, descărcătoare de protecție la supratensiuni) și instalațiilor electrice (linii electrice aeriene) de înaltă tensiune din RET, pe baza unor criterii prestabilite;
- Implementarea metodologiei propuse prin utilizarea unei aplicații software de care dispune Prestatorul sau o foaie de calcul Excel, pentru a evalua spre exemplificare starea tehnică a unui întreruptor și a unui transformator de putere din fiecare stație a RET (un exemplu de calcul);
- Stabilirea cerințelor principale pentru achiziția unei aplicații software care să realizeze analiza stării tehnice a echipamentelor primare (transformatoare de putere, bobine de reactanță shunt, întreruptoare, separatoare, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, descărcătoare de protecție la supratensiuni) și instalații electrice (linii electrice aeriene) de înaltă tensiune din RET.

Metodologia și aplicația software aferentă vor permite aprecierea gradului de uzură a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET, respectiv fundamentarea deciziilor de realizare a lucrărilor de mentenanță și modernizare, estimându-se următoarele beneficii:

- reducerea numărului de evenimente accidentale;
- preîntâmpinarea deteriorării unor echipamente din componența LEA și stațiilor electrice, cu consecințe grave asupra funcționării în siguranță a sistemului electroenergetic;
- optimizarea costurilor de exploatare și mentenanță;
- creșterea siguranței în exploatare a SEN;
- reducerea costurilor economice și sociale legate de nefurnizarea energiei electrice

Metodologia de determinare a stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor din RET gestionate de CNTEE Transelectrica SA

Cunoscând că Managementul Activelor (M.A.) reprezintă circa 20÷30% din cheltuielile de capital ale unei companii de transport, utilizate pentru exploatare rezultă ca o necesitate optimizarea acestora fără să se reducă disponibilitatea rețelei de transport.

Pentru a reduce costurile și a îmbunătăți fiabilitatea rețelei orice companie de transport trebuie să-și optimizeze strategia de mentenanță și să maximizeze costurile de investiții pe durata de viață a activelor și a componentelor critice (ansambluri și subansambluri funcționale).

Astfel se constată că la începutul perioadei de viață utilă a activelor, M.A. se concentrează pe o mentenanță de rutină (ex. MBT) apoi activul este supus reabilitărilor, re tehnologizărilor și apoi înlocuirii ca urmare a uzurii fizice și morale a acestuia.

Cunoscând factorii care conduc la uzura fizică, companiile de transport a energiei electrice trebuie să optimizeze M.A. prin aplicarea unor strategii de mentenanță trecând etapizat de la Mentenanța Bazată pe Timp (MBT) la Mentenanța Bazată pe Condiții/stare tehnică (MBC), Mentenanță Centrată pe Fiabilitate (MCF) și de la analiza bazată pe risc (ABR) la Mentenanța Bazată pe Risc (MBR).

În figura 8.1 se prezintă “Durata de viață” a unui activ și activitățile întreprinse în fiecare fază a duratei/ciclului de viață.

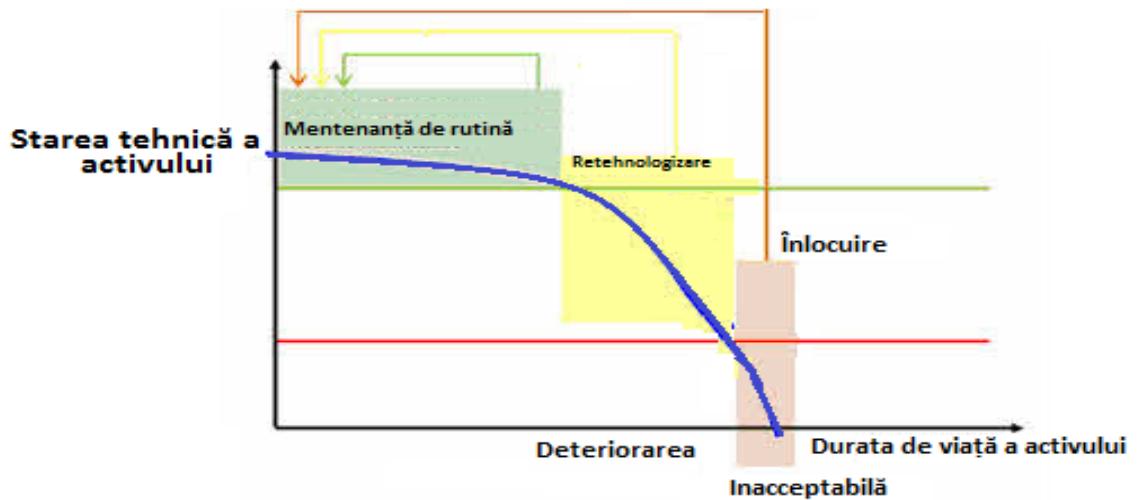


Fig. 8.1. Durata de viață a activului și activități necesare fiecărei faze

În aplicarea mentenanței bazată pe condiții/stare tehnică calcularea indicilor de stare tehnică pe componente este esențială în depistarea componentelor critice pentru sistem și asigurarea fiabilității sistemului.

În baza indicatorilor de stare/sănătate ai activelor și a evaluării cazurilor critice ținând seama și de importanța activului în rețea, conducerea Companiei ia decizii și alocă fonduri fie pentru mentenanță, fie pentru înlocuire, ținând seama de constrângerile financiare precum și de cerințele părților interesate.

În cadrul CNTEE “Transelectrica”-SA Managementul Activelor (M.A.) cuprinde: înregistrarea/contabilizarea activelor, sisteme de planificare privind re tehnologizarea, mentenanța, diagnosticarea, monitorizarea off-line, controlul ativelor, sisteme informatice și baze de date cu istoricul activelor precum și date în timp real obținute prin SCADA și monitorizarea on-line a activelor.

Procesul de management al activelor aferente sistemelor de transport al energiei electrice necesită instrumente suport ale deciziilor de management, pentru alegerea celei mai bune opțiuni în cazul unui număr de opțiuni alternative. Acest lucru poate fi privit ca un proces de decizie continuu bazat pe informații tehnice, economice și sociale. Acest proces de decizie se desfășoară etapizat (step by step) pe trei niveluri separate, așa cum este ilustrat în Figura 8.2.

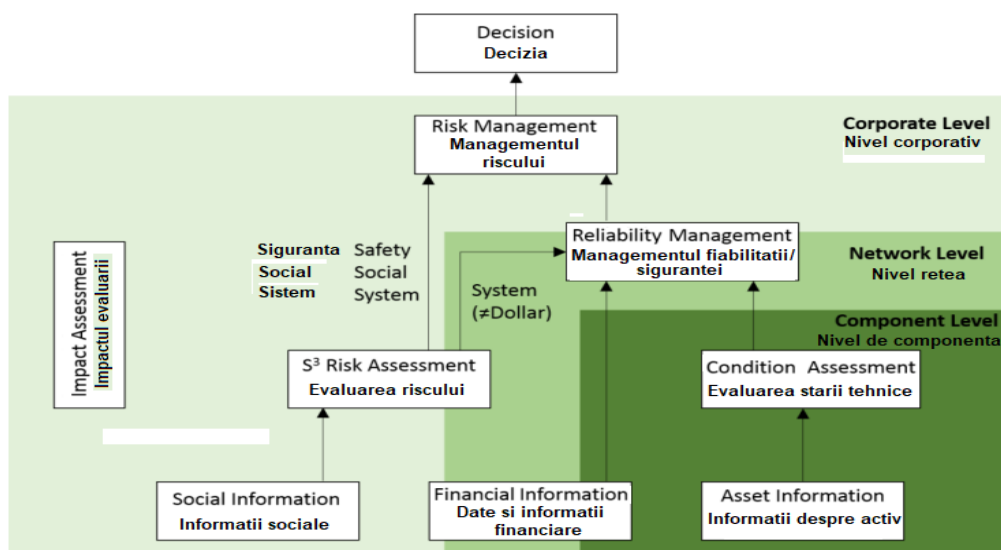


Fig. 8.2. Procesul de decizie în managementul activelor în sistemul de transport al energiei electrice

Managementul Activelor din RET cuprinde de regulă trei etape principale:

- *Nivel active* (evaluarea stării tehnice a fiecărui echipament și aparataj primar, linie electrică aeriană);
- *Nivel de rețea* (care ține seama de: starea tehnică a activelor RET menționate, riscul de defectare a acestora și implicațiile privind siguranța în funcționare a RET, etc.);
- *Nivel Corporativ* (care ține seama de starea tehnică a componentelor, riscurile de defectare, performanțele sistemului de transport al energiei electrice, costuri, politica companiei în domeniul mentenanței și al investițiilor, angajamentele contractuale, etc.).

Criterii pentru determinarea stării tehnice a echipamentelor primare de înaltă tensiune din RET

Determinarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face având la bază următoarele criterii principale:

- particularitățile constructive care influențează durata de viață a echipamentului/aparatului (activului);
- parametrii de stare și de funcționare care caracterizează starea tehnică momentană a activului și încadrarea activului în una din următoarele categorii de stare: Bună/Acceptabilă/Proastă/Inacceptabilă;
- limitele tehnice și criteriile de încadrare a activului în una din categoriile de stare tehnică menționate;
- nomenclatorul probelor/măsurătorilor/verificărilor/analizelor necesare pentru evaluarea stării tehnice momentane;
- vârsta activului;
- istoricul de funcționare și mentenanță a activului;
- criteriile de stabilire a indecșilor de stare tehnică și generală pentru activul respectiv;

- propunerile de măsuri de exploatare și mentenanța în funcție de categoria de stare tehnică momentană a activului;
- metodologia de evaluare a trecerii activului dintr-o stare în alta și de predicție a intervalului de timp până la execuția unui anumit tip de lucrare de mentenanță sau de înlocuire a activului, etc.

Dacă la una din probe se obține o valoare corespunzătoare stării inacceptabile aceasta implică declararea stării generale a activului ca fiind inacceptabilă.

Datele de intrare pentru determinarea stării tehnice

Evaluarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face în baza rezultatelor prelucrării următoarelor date de intrare:

- parametri de funcționare și de stare;
- evoluția în timp a parametrilor de funcționare și compararea acestora cu parametrii/limite prestabilite în procedurile tehnice de evaluare;
- comportarea în exploatare (incidente, avarii, goluri de tensiune, etc.);
- vechimea echipamentelor ținând seama de anul de fabricație, PIF, RK, Retehnologizare etc. și de uzura fizică și/sau morală;
- importanța echipamentului/aparatului sau a LEA pentru RET și SEN;
- costuri asociate mentenanței, etc.

Algoritmi pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor primare

Pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor și aparatelor primare, respectiv a liniilor electrice aeriene de înaltă tensiune din RET se pot folosi algoritmi specifici.

Rezultatele fiecărei analize/măsurători/verificări sunt comparate cu valorile limită stabilite în procedura tehnică și sunt încadrate în patru categorii de stare (bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă) cărora li se alocă un punctaj de stare.

La stabilirea indexului global de stare tehnică a echipamentelor și aparatelor primare se ia în considerare de asemenea istoricul de funcționare și vârsta lor, întrucât uzura tehnică și morală pot afecta deciziile privind menținerea lor în exploatare.

În funcție de punctajele acordate se determină punctajul total de stare tehnică a echipamentelor și aparatelor primare, indicator care permite ierarhizarea acestora, natura și respectiv urgența lucrărilor de mentenanță, în funcție de starea lor tehnică momentană.

Cunoscând indexul de stare tehnică a fiecărui echipament primar din stație se poate determina indexul general al stației electrice, care poate reprezenta un important criteriu de ierarhizare a lucrărilor de retehnologizare și de mentenanță.

Pentru testarea metodologiei cu ajutorul aplicației software a consultantului, pentru managementul activelor din cadrul CNTEE Transelectrica SA s-a creat o bază de date de testare, cuprinzând 80 transformatoare de putere, 81 întreruptoare și 54 linii electrice aeriene de 110 kV - 400 kV.

Sistemul Informatic pentru Managementul Activelor a prelucrat informațiile din baza de date stabilind indexul de stare tehnică momentană la un număr de 80 transformatoare de putere din totalul de 139 aflate în gestiunea Transelectrica (câte unul din fiecare stație) conform tabelului 8.8.

Tabelul 8.8 Lista cu 80 transformatoarele de putere din baza de date, evaluate de Sistemul Informatic și cu punctaj de stare

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip-ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
1	Autotransformator, AT3 400 MVA	143176/2016	ATUS-OFAF	EPC	PT	81.14	buna	BRADU
2	AT 200 MVA	9417/2015	ATUS-OFAF	Retrasib	PT	81.14	buna	CAMPIA TURZII
3	Autotransformator. AT1 231/121/10.5 kV	142701/2009	ATUS - OFAF	EPC	PT	75.12	buna	ISALNITA
4	Transformator, T1 110/20kV	104642/1980	TTUS-NS	EPC	PT	74.79	acceptabila	DRAGANESTI -OLT
5	Transformator, TRAF02 400/121/20kV	140838/1997	TTUS-OFAF	EPC	PT	74.63	acceptabila	SMARDAN
6	AT 4 400 MVA	339044/2006	OFAF	Siemens	PT	71.66	acceptabila	BUCURESTI-SUD
7	Trafo 250 MVA	142652/2008	TTUS-OFAF	EPC	PT	71.43	acceptabila	ROMAN NORD
8	AT 220/110/10.5kV 200 MVA	67503/1970/R04	ATUS-OFAF	EPC	PT	71.18	acceptabila	FOCSANI VEST
9	TRAF0 400/110 KV 250 MVA	142651/2007	OFAF	EPC	PT	70.44	acceptabila	BACAU SUD
10	Autotransformator, AT4 400/220/20kV	339042/2005	2ARZ400000-420	Siemens	PT	70.29	acceptabila	MINTIA
11	Autotransformator, AT 220/110kV	142592/2007	ATUS-OFAF	EPC	PT	68.72	acceptabila	PAROSENII
12	Autotransformator, AT1 220/110/10.5kV	24703/1965	ATUS-FS	EPC	PT	68.67	acceptabila	PESTIS
13	Autotransformator, AT1 220/110/10.5kV	83913/72R05/1972	ATUS-OFAF	EPC	PT	68.26	acceptabila	FILESTI
14	Autotransformator, AT2 220/110/10kV	97746/1977	ATUS-FS	EPC	PT	67.55	acceptabila	GHIZDARU
15	Autotransformator, AT4 400/231/22 kV	9205/2010	ATUS-OFAF	Retrasib	PT	67.01	acceptabila	LACU SARAT
16	AT3 400 MVA	339043/2005	OFAF	Siemens	PT	66.95	acceptabila	BRAZI VEST
17	Autotransformator, AT 231/121/20 kV	9486/2016	ATUS-ONAF	EPC	PT	66.00	acceptabila	RAURENI
18	AT2 200 MVA 220/110 kV	96243/1975	ATUS-FS	EPC	PT	65.78	acceptabila	F.A.I.
19	AT5 400 MVA 400/220/20 kV	8329846/2005	TCP335T	ABB	PT	65.38	acceptabila	GUTINAS
20	Transformator, Trafo1-16MVA	97969/1977	TTUS-NS	EPC	PT	63.81	acceptabila	GURA IALOMITEI
21	Transformator, TRAF02 250MVA 400/110/20 kV	3247PG18509/2009	TC2454E-OFAF	AREVA, F ranta	PT	62.51	acceptabila	TARIVERDE
22	Autotransformator, AT 220/110/10 kV	55622/1991	ATUS-FS	EPC	PT	62.03	acceptabila	MOSTISTEA
23	Transformator, T1 250 MVA 400/121/20 kV	9344/2013	TTUS-OFAF	Retrasib	PT	61.47	acceptabila	TULCEA VEST
24	Autotransformator, AT5 400 MVA 400/220/20 kV	8674248/2006	ATUS - OFAF	ABB	PT	59.53	acceptabila	SIBIU SUD
25	Autotransformator, AT3 200 MVA, 220/110/10.5 kV	40079/1966/RK2004	ATUS-FS	EPC	PT	59.50	acceptabila	TR.MAGURELE
26	AT 200 MVA, 220/110/10.5 kV	65999/1969 (R2002)	ATUS-OFAF	EPC	PT	59.06	acceptabila	SUCEAVA

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
27	Transformator, Trafo2 250 MVA 400/121/20 kV	30N081216.02/2011	TTUS-OFAF	Siemens	PT	58.66	acceptabila	BRASOV
28	Transformator, Trafo2-16MVA 110/20 kV	96811/1976	TTUS-NS	EPC	PT	58.58	acceptabila	GURA IALOMITEI
29	Autotransformator, AT1 220/110/10.5kV	94794/1974	ATUS-FS	EPC	PT	57.77	acceptabila	CRAIOVA NORD
30	Autotransformator, AT1-400 MVA 400/231/22kV	8329806/2004	TCP335T	Suedia	PT	57.33	acceptabila	SLATINA 400/220
31	Autotransformator, AT3-200 MVA 231/121/10,5kV	142432/2005	ATUS-OFAF	EPC	PT	57.33	acceptabila	SLATINA 400/220
32	Transformator, Trafo2 250 MVA 400/121/20 kV	9182/2010	TTUS-FS OFAF	Retrasib	PT	57.00	acceptabila	ORADEA SUD
33	Autotransformator, AT 400 MVA-UP 400/231/22 kV-	85765/1972	ATU-FS	EPC	PT	56.75	acceptabila	URECHESTI
34	Autotransformator, AT4 400 MVA-UP 400/231/22 kV-	96565/1975	ATUS-FS	EPC	PT	56.67	acceptabila	BRADU
35	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110kV/10.5 kV	95915/1974	ATUS-FS	EPC	PT	56.60	acceptabila	IAZ
36	Transformator, T4 250 MVA 400/110 kV	119548/2000	TTUS-FS	EPC	PT	56.00	acceptabila	DRAGANESTI -OLT
37	AT1 200 MVA 220/110/10.5 kV	95428/1974	ATUS-FS	EPC	PT	55.82	acceptabila	DUMBRAVA
38	ATUS-OFAF 200/200/60 MVA	9181/2010	ATUS-OFAF		PT	55.18	acceptabila	GHEORGHIEN I
39	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110 kV	71903/1970	ATUS-FS	EPC	PT	54.67	acceptabila	BARU MARE
40	Autotransformator, AT2 200 MVA 220/110/10.5 KV	95385/1974	ATUS-FS	EPC	PT	54.62	acceptabila	TIMISOARA
41	Autotransformator, AT1 200 MVA, 231/121/10.5 kV	C-0476D/ 2010	ATUS-ODAF	EFACEC SA	PT	54.00	acceptabila	BARBOSI
42	Transformator, Trafo4 250 MVA 400/110 kV	140433/1993	TTUS-FS	EPC	PT	53.54	acceptabila	GURA IALOMITEI
43	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5kV	101716/1980	ATUS-FS	EPC	PT	53.54	acceptabila	CALAFAT
44	Autotransformator, AT 400 MVA 400/220/20 kV	339041/2005	2ARZ 400000-420	Siemens	PT	53.54	acceptabila	ROSIORI
45	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5 kV	97062/1977	ATUS-FS	EPC	PT	53.20	acceptabila	CETATE
46	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110kV/10.5kV	94403/1973	ATUS-FS	EPC	PT	52.80	acceptabila	RESITA
47	Autotransformator, AT1	96723/1976	ATUS-FS	EPC	PT	52.61	acceptabila	STALPU

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
	200 MVA, 220/110/10kV							
48	Transformator, TRAF01 250 MVA 400/110 kV	104128/1981	TTUS-OFAP	EPC	PT	51.96	acceptabila	CONSTANTA N
49	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110kV	142477/2005	ATUS-FS	EPC	PT	51.56	acceptabila	PITESTI SUD
50	AT 200 MVA, 220/110 kV	9194/2010	ATUS-OFAP	Retrasib	PT	51.56	acceptabila	SALAJ
51	Autotransformator, AT 220/110kV	74397/2010	ATUS-FS	EPC	PT	51.56	acceptabila	SARDANESTI
52	Transformator, Trafo2 250 MVA 400/110 kV	99821/1979	TTUS-FS	EPC	PT	51.56	acceptabila	PELICANU
53	Transformator, Trafo2 250 MVA 400/110 kV	107780/1995	TTUS-FS	EPC	PT	51.05	acceptabila	DOMNESTI
54	Trafo7 250 MVA 400/110/20 kV	114543/1985	TTUS-FS	EPC	PT	51.05	acceptabila	CLUJ EST
55	AT1 200 MVA 220/110 kV	62689/1969	ATUS-FS	0	PT	48.94	proasta	BAIA MARE 3
56	TRANSFORMATOR, AT1 200 MVA 220/110KV	95002/1974	ATUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	UNGHENI
57	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110 kV	114786/1984	ATUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	FANTANELE
58	Autotransformator, AT2 200 MVA 220/110KV	98978/1978	ATUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	SACALAZ
59	Transformator, TRAF01 250 MVA 400/110/20kV	104127/1981	TTUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	MEDGIDIA SUD
60	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110/10.5kV	88554/1973	ATUS-FS	EPC	PT	47.45	proasta	HASDAT
61	Autotransformator, AT2 220/110/10 kV	105791-81/1981	ATUS-FS	EPC	PT	46.34	proasta	TELEAJEN
62	Autotransformator, AT2 500 MVA 400/220kV- UP, faza T	141925/2004	AMUS-OFAP	EPC	PT	46.00	proasta	PORTILE DE FIER
63	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5 kV	106288/1982	ATUS-FS	EPC	PT	46.00	proasta	TG.JIU NORD
64	Autotransformator, AT2 200 MVA 220/110/10.5 kV	79398/1984	ATUS-FS	EPC	PT	45.61	proasta	TR.SEVERIN EST
65	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110 kV	97061/1977	ATUS-FS	EPC	PT	45.45	proasta	ALBA IULIA
66	AT 200 MVA 220/110/10.5kV	64588/1969/R01	ATUS-OFAP	EPC	PT	44.79	proasta	MUNTENI
67	Transformator, Trafo2 110/20kV	110726/1982	TTU-NS	EPC	PT	43.58	proasta	STALPU
68	Autotransformator, AT2 200 MVA 220/110 kV	99380/1978	ATUS-OFAP- UP	EPC	PT	43.50	proasta	TARGOVISTE
69	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5 kV	114785 / 1984	ATUS-FS	EPC	PT	43.00	proasta	STUPAREI
70	Transformator, Trafo1 110/20 kV	95640/1974	TTUS-FS	EPC	PT	42.86	proasta	MOSTISTEA
71	AT2 200 MVA 220/110/10.5 kV	96340/1975	ATUS-FS	EPC	PT	41.76	proasta	CLUJ FLORESTI

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
72	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110 kV	52701/1967	ATUS	EPC	PT	41.25	proasta	AREF
73	Transformator, Trafo2 110/20kV	103378/1980	TTUS-FS	EPC	PT	40.57	proasta	MOSTISTEA
74	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110kV	95003/1974	ATUS-FS	EPC	PT	40.56	proasta	TARGOVISTE
75	Autotransformator, AT 400 MVA 400/220/20kV-UP	96780/2000	ATU-OFAF	EPC	PT	36.73	proasta	ARAD
76	AT 200 MVA 220/110/10.5kV	101717/1980	ATUS-FS	EPC	PT	36.01	proasta	VETIS
77	AT1 200 MVA 220/110kV	76421/1971	ATUS-FS	EPC	PT	33.01	proasta	TIHAU
78	Transformator, Trafo1 110/20kV	96809/1976	TTU-NS	EPC	PT	32.04	proasta	STALPU
79	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110/10.5kV	101715/1979	ATUS-FS	EPC	PT	28.68	proasta	GRADISTE
80	Autotransformator, AT3 400/231/22kV-UP	96574/1976	ATUS-OFAF	EPC	PT	23	proasta	Portile de Fier

Aplicația software poate detecta stări inacceptabile, în care nu se acordă punctaj de stare, dacă:

- cel puțin unul din parametri nu corespunde limitelor stabilite de criteriile de evaluare a stării tehnice (de normative);
- cel puțin unul din parametri obligatorii de măsurat nu are completat câmpul cu date de la măsuratori, conform categoriei de probe prestabilită (probe la Revizie tehnică);
- cel puțin unul din parametri are date completate incorect sau măsurate incorect;
- durata de viață a echipamentului a depășit durata de viață limită, prestabilită prin documente tehnice avizate de CNTEE Transelectrica SA (de exemplu 50 ani la transformatoarele de putere, 40 ani la întreruptoare).

În baza de date a aplicației au fost încărcate (din formularele Excel primite de la sucursale CNTEE Transelectrica SA) și prelucrate, datele pentru 81 întreruptoare de 110kV, 220 kV și 400 kV, cu izolație în ulei sau SF6 (tabelul 8.9).

Tabelul 8.9 Lista cu 81 întreruptoare de înaltă tensiune din baza de date, evaluate de Sistemul Informatic și cu punctaj de stare

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
1	Intreruptor, 110kV AT1-200MVA	35119676/2011	3AP1FG 145	Siemens	I	70.5	acceptabila	GRADISTE
2	Intreruptor, LEA 400 kV MUKACEVO	1HSB0507009/2005	LTB-420E2	ABB	I	67.5	acceptabila	ROSIORI
3	Intreruptor, 110 kV Darste	888092/2011	GT CB1	CG Electric Systems Hungary ZRT	I	67.5	acceptabila	BRASOV
4	Intreruptor, 220 kV AT1	1HSB0902009/2009	LTB 245 E1	ABB	I	67.5	acceptabila	GHEORGHIEN I
5	Intreruptor, 400kV T1	HA2278636/2012	ELK3-SP3	ABB-SW	I	65.5	acceptabila	STUPINA
6	Intreruptor, 400kV Trafo1	123581 0010 01/2009	GL 316-420kV	AREVA-Fr	I	65.5	acceptabila	TARIVERDE
7	Intreruptor	35114353/2010	3AP1 FI	SIEMENS	I	65.5	acceptabila	CALAFAT

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
8	Intreruptor 220 kV CUPLA 1-4	35142368/2016	3AP1 F1 245	SIEMENS	I	65	acceptabila	TIHAU
9	Intreruptor , 19M 400 kV	17960/2016	3AP2 FI	SIEMENS	I	65	acceptabila	CERNAVODA
10	Intreruptor	35111207/2009	3AP1 FI	Siemens	I	65	acceptabila	TG.JIU NORD
11	Intreruptor, 220 kV AT	35102265/2008	3AP1FI 245	Siemens	I	65	acceptabila	STUPAREI
12	Intreruptor disjunctor cu SF6 , TRAF0 7	1961560010/2016	GL316	Alstom	I	65	acceptabila	CLUJ EST
13	Intreruptor I LEA 220 kV IERNUT	35139043/2015	3AP1 FI	SIEMENS	I	65	acceptabila	CIMPIA TURZII
14	Intreruptor, Porti de fier 1	35119489/2011	3AP1FI	SIEMENS	I	65	acceptabila	CETATE
15	Intreruptor, AT 200 MVA/ 220 kV	35116337/2010	3AP1 - FI		I	65	acceptabila	SARDANESTI
16	Intreruptor, I 8DQ - 0 Trafo 4	3029000131 - 08	DB10	SIEMENS	I	65	acceptabila	GURA IALOMITEI
17	Intreruptor, 110 kV TRAF0 1 -25 MVA	3008781/14/2003	GL 311 F1	ALSTOM	I	65	acceptabila	SALAJ
18	Intreruptor, 220 kV AT1-200 MVA	40006823/2006	SB6m	NMG	I	62.5	acceptabila	CLUJ FLORESTI
19	Intreruptor, Celula 220 kV Craiova N1	IHSB0803154/2008	LTB 245 E1	ABB	I	62.5	acceptabila	ISALNITA
20	Intreruptor, 400 kV Trafo 1	143013 0100 05 / 2014	GL316	Alstom	I	62.5	acceptabila	TULCEA VEST
21	Intreruptor, 220 kV AT1	1HSB0833139/2008	LTB245E1	ABB	I	62.5	acceptabila	PESTIS
22	Intreruptor, 220 kV Cupla 41,I41	1HSB0722011/2007	LTB 420 E2	ABB	I	62.5	acceptabila	CALEA ARADULUI
23	Intreruptor, 400 kV BC	119522-0020- 01/2009	GL 316	AREVA	I	62.5	acceptabila	SUCEAVA
24	Intreruptor, 220 kV AT	27069184-86- 88/2006	GL 314-245kV	AREVA	I	62.5	acceptabila	PAROSENII
25	Intreruptor, Lotru 1	1138190010/2005	GL314	AREVA	I	62.5	acceptabila	SIBIU SUD
26	Intreruptor 400 kV Slatina	35093146/2006	3AP2 F1	Siemens	I	62.5	acceptabila	BUCURESTI- SUD
27	Intreruptor, 400 kV Trafo 1	1HSB01129022/201 1	LTB 420E2	ABB	I	62.5	acceptabila	RAHMAN
28	Intreruptor I 220 kV AT1	1HSB01310005- 13/2013	LTB-245E1	ABB Suedia	I	62.5	acceptabila	BARBOSI
29	Intreruptor, LEA 220 kV Tihau	6939-41-43/2008	GL 314	AREVA Franta	I	62.5	acceptabila	BAIA MARE 3
30	Intreruptor, 400 kV I12 AT1	1HSB0436006/2004	HPL 420B2	ABB	I	62.5	acceptabila	SLATINA 400/220
31	Intreruptor , 220 kV Suceava	120036.0010.03/20 08	RESORT	AREVA - FRANTA	I	62.5	acceptabila	F.A.I.
32	Inreruptor, 400 kV Cupla 12	35099714A/2007	3AP2FI	Siemens	I	59.53	acceptabila	NADAB
33	Intreruptor, Celula 400 kV Brasov	T-1HSB01139196 A/	LTB 420 E2	ABB	I	59.5	acceptabila	BRADU
34	Intreruptor LEA 400 kV Rosiori	1HSB00934261/200 9	LTB420E2	ABB Ludvika	I	59.5	acceptabila	GADALIN
35	Intreruptor, AT3 400 kV	1241630011- 03/2009	GL 316	Alstom	I	59.5	acceptabila	LACU SARAT
36	Intreruptor, 400 kV CNE Cernavoda	8659326/2002	LTB 420E2- 420kV	ABB	I	58.6	acceptabila	CONSTANTA NORD
37	Intreruptor, LEA 400 kV Beckescsaba	35077815/2003	3 AP2 FI	SIEMENS	I	57.5	acceptabila	ORADEA SUD

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
38	Intreruptor I AT1 220 kV	1HSB0514031 / 2005	LTB 245 E1	ABB - Suedia	I	57.5	acceptabila	FUNDENI
39	Intreruptor,400 kV AT-1 400/220kV	40003733/2005	420 MHMe-2Yh	VA Tech	I	57.5	acceptabila	IERNUT
40	Intreruptor, I AT3 400/220 kV	5950156/2005	GIS	TOSHIBA	I	57.5	acceptabila	BRAZI VEST
41	Intreruptor, 220 kV AT 200 MVA	8665981/2003	LTB 245 E1	ABB	I	57	acceptabila	PITESTI SUD
42	Intreruptor, 400 kV KOSLODUI 1 EST	8422967C/2000	HPL420-B2	ABB	I	57	acceptabila	TINTARENI
43	Intreruptor,I1M, 400 kV Median 1	IHSB052009/2005	LTB-420-F2-400 kV	ABB	I	57	acceptabila	GUTINAS
44	Intreruptor,400kV AT3	K35015853/1997	3AQ2E1-400kV	SIEMENS	I	57	acceptabila	MINTIA
45	Intreruptor, I AT1 220 kV	113818-0010-03/09053108/09053110/09053112/2005	GL 314	AREVA T&D FRANTA	I	57	acceptabila	TARGOVISTE
46	Intreruptor I AT2 220 kV	8683 6/31		ABB	I	57	acceptabila	TR. MAGURELE
47	Intreruptor 220 kV Cupla 1-4	1123950010/2004	GL 314	Alstom	I	51.96	proasta	VETIS
48	Intreruptor, 220 kV AT	401309/1984/1984	IO-400kV	EPC	I	49	proasta	MUNTENI
49	Intreruptor, 220 kV AT1-200 MVA	149215/1970	IO-220kV	EPC	I	48.5	proasta	TR.SEVERIN EST
50	Intreruptor, 400 kV Tulcea Vest	401631/1985	IO-400kV	EPC	I	48.5	proasta	ISACCEA
51	Intreruptor,400 kV Trafo2 400/110kV	85003/1970	HPF-516q/8E	ALSTOM	I	48.5	proasta	DARSTE
52	Intreruptor,110 kV Trafo 250 MVA	418318/1995	IO-110kV	EPC	I	43	proasta	ROMAN NORD
53	Intreruptor,400 kV Slatina	417476/1991	IO-400kV	EPC	I	43	proasta	DRAGANESTI -OLT
54	Intreruptor,110 kV FILIASI	418369/1995	H14	EPC	I	43	proasta	CRAIOVA NORD
55	Intreruptor, 220 kV TIMISOARA	393831/1978	IO-220kV	EPC	I	41.5	proasta	SACALAZ
56	Intreruptor, 220 kV Gutinas	400576/1983	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	FOCSANI VEST
57	Intreruptor, 400kV Bucuresti Sud	394579/1978	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	PELICANU
58	Intreruptor, 400 kV Trafo 1	400013/1981	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	DOMNESTI
59	Intreruptor, 220kV Iernut 1	400578/1972	IO-220kV	EPC	I	41.5	proasta	UNGHENI
60	Intreruptor, 220kV AT1	400008/1982	IO-220kV	EPC	I	41.5	proasta	AREF
61	Intreruptor, 400 kV CTf	403218/1987	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	SMARDAN
62	Intreruptor, 220 kV Trafo 1 Pestis	393731/1977	IO-245	EPC	I	41.5	proasta	OTELARIE
63	Intreruptor, 220 kV Stejaru	391329/1974	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	DUMBRAVA
64	Intreruptor, 220 kV Tr.Magurele	393188/1977	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	GHIZDARU
65	Intreruptor,220kV AT1	152800/1970	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	HASDAT
66	Intreruptor, 220 kV Sacalaz	390061/1973	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	ARAD
67	Intreruptor, 110 kV Trafo 400/110 kV 250 MVA	395083/1980	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	BACAU SUD

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
68	Intreruptor, 220kV AT1	391715/T/1974	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	IAZ
69	Intreruptor, 400 kV AT3-400 MVA	AA/01872500101/1999	FXT16-400kV	ALSTOM	I	40.5	proasta	PORTILE DE FIER
70	Intreruptor, 220 kV RESITA 1	159898/1971	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	TIMISOARA
71	Intreruptor, 110 kV Medgidia1	393321/1977	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	MEDGIDIA SUD
72	Intreruptor, 220 kV Lacu Sarat	112/199/1966	DELLE-220kV	DELLE	I	40.5	proasta	FILESTI
73	Intreruptor, 220kV AT 200 MVA	391156/1973	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	RAURENI
74	Intreruptor, 220 kV AT 220/110 kV	K-31239762/1991	3AQ1-EE	SIEMENS	I	40.5	proasta	FANTANELE
75	Intreruptor, 110 kV Sebes2	393107/1976	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	ALBA IULIA
76	Intreruptor, 110 kV Gurbanesti	3952248/1980	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	MOSTISTEA
77	Intreruptor, 400 kV Portile de Fier	8425446A/1999	HPL420-1B	ABB	I	40	proasta	URECHESTI
78	Intreruptor, 220 kV AT1	145814/1970	IO-220kV	EPC	I	37.5	proasta	RESITA
79	Intreruptor, 220 kV Cupla 1-3	400426/1982	IO-220kV	EPC	I	36.16	proasta	TELEAJEN
80	Intreruptor, 110 kV Rm.Sarat Simileasca	392198/1975	IO-110kV	EPC	I	35.16	proasta	STALPU
81	Intreruptor, 220 kV AT	392945/1976	IO-220kV	EPC	I	30.16	proasta	BARU MARE

În baza de date a Sistemului Informatic pentru Managementul Activelor au fost introduse date pentru 54 linii electrice aeriene de înaltă tensiune, (tabelul 8.11) din totalul de 154 dintre care 2 sunt cu punctaj de stare, rezultat în urma măsurătorilor efectuate cu prilejul expertizelor tehnice.

Cele două linii sunt LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă 2 (punctaj de stare tehnică 62.25, Tabel 8.11) și respectiv LEA 400 kV Cernavodă – Constanța Nord (punctaj de stare tehnică 62.61, Tabel 8.11).

Având în vedere fie lipsa de date, fie faptul că datele sunt precizate într-un mod incompatibil cu sistemul expert și cu normativele care au stat la baza algoritmilor (de exemplu gradul de degradare a protecției anticorozive: în norme se indică în % din suprafață, în tabelul Excel s-a menționat: Corespunde), fie că durata de viață este mai mare decât durata de viață limită prescrisă (50 ani) sistemul indică Stare Inacceptabilă (fără punctaj de stare).

Tabelul 8.10 Lista cu cele 52 LEA din baza de date, evaluate de Sistemul Informatic, cu Stare Inacceptabilă (fără punctaj de stare)

LEA_STARE_TEHNICA.xls [Read-Only] [Compatibility Mode] - Microsoft Excel

File Home Insert Page Layout Formulas Data Review View

Normal Page Layout Page Break Preview Custom Views Full Screen

Workbook Views Show Ruler Formula Bar Gridlines Headings

Zoom 100% Zoom to Selection New Window Arrange All Freeze Panes Hide

View Side by Side Synchronous Scrolling Reset Window Position Window

Save Switch Workspace Windows Macros

Nr_Crt	ID	ID_SUICURS ALA	Denumire LEA	Cod Unic	Lungime(km)	Punctaj	Stare Tehnica	Tip linie	Tensiune nominala proiectate	Tensiune nominala exploatare	Succesala	Proprietar
1	1	14	1 Focioni - Baia Mare 3		33,280 SI		SI	DEBLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
2	2	15	1 Baia Mare 3 - Tirau		56,300 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
3	3	16	1 Cluj Floresti - Alba Iulia		56,325 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
4	4	34	6 Mintia - Alba Iulia		50,143 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST TIMISOARA	TRANSELECTRIC
5	5	43	7 Bacau Sud - Roman Nord		58,811 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
6	6	44	7 Roman Nord - Suceava		39,552 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
7	7	49	7 Gutinas - Focioni Vest		86,651 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
8	8	55	7 Dumbrava - Stejaru		34,341 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
9	9	56	7 Stejaru - Gheorghieni		33,573 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
10	10	65	2 Isacoea - Tulcea Vest		32,132 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
11	11	67	2 Isacoea - Smardan circ.2		66,872 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
12	12	68	2 Isacoea - Smardan circ.1		57,045 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
13	13	69	2 Lacu Sarat - Smardan		31,918 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
14	14	71	2 CHE - Gura Ialomitei circ.1		62,322 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
15	15	72	2 Cernavoda - Constanta Nord		70,009 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
16	16	83	3 Urechești - Domnești		62 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
17	17	86	3 Tantarani - Bradu		76 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
18	18	87	3 Tantarani - Urechești		70 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
19	19	88	3 Pontile de Fier - Urechești		84,7 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
20	20	89	3 Pontile de Fier - Slatina		130 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
21	21	90	3 Tantarani - Kozloduj circ.1-2		101 SI		SI	DEBLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
22	22	94	3 Tantarani - Turceni h-2,3,4		10 SI		SI	DEBLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
23	23	103	3 Izalnită - Gradiste		29 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
24	24	113	4 Urechești - Domnești		163 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
25	25	117	4 Tantarani - Bradu		120,9 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
26	26	118	4 Pontile de Fier - Slatina		41 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
27	27	119	4 Slatina - Bucuresti Sud		59 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
28	28	124	4 Bradu - Stupareți		75 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
29	29	126	4 Aref - Flaureni		46,2 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
30	30	133	4 Aref - CHE Vidraru circuit h-2		5,6 SI		SI	DEBLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
31	31	134	4 Izalnită - Gradiste		32,5 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
32	32	143	5 Iernut - Sibiu		81,620 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
33	33	147	5 Pantanele - Gheorghieni		80,069 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
34	34	148	5 Alba Iulia - Cluj Floresti		39,425 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
35	35	149	5 Gheorghieni - Stejaru		27,673 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
36	36	150	5 Mintia - Alba Iulia		33,540 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
37	37	151	5 Alba Iulia - Sugag		46,309 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
38	38	152	5 Alba Iulia - Galceag		58,183 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
39	39	154	5 Iernut - Unghevi circ.1		20,156 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
40	40	159	6 Retezat (Raul Mare) - Hasdat		41,236 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST TIMISOARA	TRANSELECTRIC
41	41	160	6 Pontile de Fier - Resita		116,476 SI		SI	DEBLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST TIMISOARA	TRANSELECTRIC
42	42	163	8 Domnești - Urechești		48,620 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
43	43	165	8 Brazi Vest - Darste		116,531 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
44	44	166	8 Bucuresti Sud - Gura Ialomitei		135,437 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
45	45	167	8 Bucuresti Sud - Pelicani		119,164 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
46	46	168	8 Bucuresti Sud - Slatina		119,293 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
47	47	169	8 Bucuresti Sud - Domnești		34,367 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
48	48	170	8 Gura Ialomitei - Cernavoda 2		66,608 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
49	49	174	8 Pelicanu - CSC		3,338 SI		SI	DEBLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
50	50	178	1 Focioni - Gadalin		122,182 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
51	51	179	1 Focioni - Muk acevo		39,700 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
52	52	201	1 Focioni - Vete		34,2 SI		SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC

Tabel 8.11. Lista liniilor electrice aeriene din baza de date a Sistemului Informatic la care s-au determinat indecșii de stare tehnică (Tabel Excel furnizat de Sistemul Informatic)

LEA cu punctaje stare tehnica (2).xls - Excel

Nr. Crt	ID	ID_SUCURSALA	Denumire LEA	Cod Unic	Lungime(km)	Punctaj	Stare Tehnica	Tip linie	Tensiune nominala proiectare	Tensiune nominala exploatare	Sucursala	Proprietar
1	72	2	Cernavoda - Constanta Nord		70.009	62.61	acceptabila	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRICA
2	170	8	Gura Ialomitel - Cernavoda 2		66.608	62.25	acceptabila	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRICA

8.2. Starea tehnică a Rețelei Electrice de Distribuție

Operatorii de Distribuție (OD) – reprezentați de ACUE (Federația Asociațiilor Companiilor de Utilități din Energie) au contractat un Consultant care, în perioada septembrie 2016 - aprilie 2017, a elaborat studiul ”*Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România*” [25] care realizează o radiografie a situației curente a rețelelor de distribuție de energie electrică, oferind o perspectivă completă asupra performanțelor acestora și asupra stării curente a activelor.

Pentru a îndeplini această cerință, în cadrul fazei 1 a studiului s-au stabilit următoarele obiective:

- Evaluarea stării rețelelor de distribuție – realizarea evaluării generale a stării rețelelor de distribuție de energie electrică din România (linii de distribuție, stații de transformare, etc) – atât la nivel național, cât și individual, pentru fiecare OD
- Analiza comparativă cu alte jurisdicții
- Colectarea datelor și analiza pentru un nou sistem de monitorizare a performanței

Nivelul de performanță al serviciului de distribuție

Monitorizarea, măsurarea și raportarea în ceea ce privește continuitatea alimentării la nivelul rețelei de distribuție de energie electrică sunt instrumente importante pentru a compara performanța dintre diferite companii și pentru a identifica zonele unde sunt necesare îmbunătățiri. Doi dintre cei mai des utilizați indicatori cheie de performanță (ICP) sunt următorii:

- SAIDI: durata medie a întreruperii pentru fiecare client deservit, măsurată în minute;
- SAIFI: numărul mediu de întreruperi per client.

Ca și în alte țări europene, și în România există diferențe semnificative între Operatorii de Distribuție în ceea ce privește caracteristicile generale ale rețelei – de exemplu: zona de serviciu (suprafața deservită variază de la 5,300 km² până la 34,000 km²), numărul de clienți, densitatea consumatorilor (variază de la 25 de consumatori/km² până la 223 consumatori/km²), lungimea rețelei (doi dintre OD au o lungime totală a rețelei care este aproape dublă comparativ cu media celorlalți șase OD), proporția între clienți în mediul rural și clienți în mediul urban (50% clienți în mediul rural versus 16% clienți în mediul rural), etc. Aceste diferențe structurale contribuie la variații în cadrul performanțelor obținute de respectivii Operatori de Distribuție.

Există diferențe între OD-uri și în ceea ce privește baza activelor reglementate. De exemplu, în cazul stațiilor de transformare (ÎT/MT, MT/MT); există trei OD care dețin și operează mai mult de 200 de stații de transformare (ST), unul dintre aceștia având chiar 250 ST. În schimb, există un OSD care are mai puțin de jumătate din acest număr, respectiv 106. În mod similar, numărul Posturilor de transformare MT/JT (PT) variază între 10.900 și aproape jumătatea acestui număr, respectiv 5.900. În cazul Punctelor de alimentare (PA), gama de variație este între 235, pentru un OD, și 16 pentru un altul. Și aceste diferențe semnificative au impact asupra performanței fiecărei rețele de distribuție.

Starea rețelelor de distribuție și a activelor

Este important de notat că baza de active a operatorilor este în general învechită, cu o proporție semnificativă de active mai vechi de 35 de ani (peste 58%).

Și în ceea ce privește reabilitarea sau înlocuirea activelor există diferențe. În conformitate cu datele furnizate de OD, în ultimii 10 ani, jumătate dintre stațiile de transformare (ÎT/MT, MT/MT) au fost reabilite. Procentajul stațiilor de transformare (ST) reabilite variază de la un minim de 18% pentru un OD, până la un maxim care depășește 60% pentru un alt OD. Alte active precum PT-urile au fost reabilite și/sau reînnoite în proporție mult mai mică. Pentru acest activ, media procentului de reabilitare din ultimii 10 ani este de doar 15%, variind între operatori de la 7% până la 34%.

La nivel european, analiza cauzelor SAIDI datorat incidentelor petrecute la diferite niveluri de tensiune a relevat faptul ca ”nivelul Medie Tensiune (MT)” are o contribuție covârșitoare. Această analiză evidențiază faptul că aproape 75% din SAIDI este rezultatul întreruperilor din rețeaua MT. Același tipar a fost observat și în România. În cazul SAIDI, studiul arată că în România media contribuției la acest indicator se aliniază mediei europene (ex. aproximativ 75% din contribuția SAIDI vine de la rețelele MT). În cazul SAIFI, cea mai semnificativă contribuție vine, din nou, de la nivelul MT, deși în acest caz media contribuției în România este peste media europeană, respectiv aproape 86%.

România monitorizează în mod regulat continuitatea alimentării la fiecare nivel de tensiune al rețelei de distribuție și înregistrează orice întreruperi. În România există 10 categorii (grupe) majore definite pentru cauzele defectărilor; și în fiecare categorie există câteva subcategorii (sub-grupe) – care contribuie la definirea unei granularități mai ridicate în interpretarea defecțiunii. În conformitate cu datele colectate, cea mai frecventă cauză a incidentelor pe liniile MT este declarată ”calitatea necorespunzătoare a materialelor”, iar în cadrul grupei, cele mai multe defecte sunt alocate sub-grupei ”deprecierea tehnică a materialelor, în condiții standard sau la sfârșitul duratei de viață”.

Performanțele diferite ale OD, reflectate prin SAIDI și SAIFI, se explică atât prin prisma diferențelor enumerate mai sus, cât și prin faptul ca abordarea societăților de distribuție în stabilirea numărului exact de clienți afectați, în fiecare faza de remediere a defecțiunilor, apare a fi diferită.

Managementul activelor; noi indicatori de performanță

Conform rezultatelor studiului, activele rețelelor de distribuție din România se apropie, în marea lor majoritate, de sfârșitul duratei standard de viață, de aceea operatorii ar trebui să analizeze unele strategii alternative de investiție, asociate înlocuirii acestor active îmbătrânite. Pentru unele dintre aceste active, durata de viață în funcțiune poate fi extinsă în mod sigur și fiabil, în timp ce altele trebuie neapărat înlocuite. Abordarea bazată pe riscuri privind starea tehnică ajută la prioritizarea și optimizarea portofoliilor de investiții de capital.

Gradul de automatizare al rețelelor; Sisteme de Măsurare Inteligente

Dezvoltarea Rețelelor Inteligente în România este într-o fază incipientă. Luând în considerare datele furnizate de companiile de distribuție, studiul a evaluat nivelul de implementare a unui număr de măsuri pentru implementarea Rețelei Inteligente. Aceasta include integrarea în SCADA a liniilor ÎT, nivelul de înregistrare a elementelor rețelei de distribuție în GIS, și nivelul de automatizare și influența sa asupra nivelurilor de performanță a rețelei. Concret, în medie, nivelul de integrare al liniilor de înaltă tensiune la stații integrate în SCADA este de aproximativ 72%, variind între 47% - minim, și un maxim de aproape 90%.

Recomandările fazei 1:

- Îmbunătățirea raportării actuale:
 - Stabilirea unei metodologii clar definite de raportare (SAIDI, SAIFI, AIT, și ENS).
 - Evaluarea independentă a procesului de raportare
- Introducerea noilor metrici de raportare:
 - Introducerea indicatorului de stare tehnică, alături de riscul de rețea, va promova bunele practici de gestionare a activelor și va asigura că investițiile OD reprezintă valoarea corespunzătoare pentru banii cheltuiți de consumator.
 - Implementarea Rețelelor Inteligente, pornind de la măsuri care au ca scop decarbonizarea, descentralizarea (producției) și digitalizarea sectorului energetic.
- Revizuirea mecanismelor de recunoaștere a costurilor:

- Introducerea unui plan de stimulente financiare pentru performanță - performanța rețelei, mai bună (sau mai rea) decât ce a fost inițial convenit și decât obiectivele inițial hotărâte, va fi recompensată sau penalizată.
- Revizuirea regimului cheltuielilor „neconvenționale” - introducerea unui stimulent asociat cu cheltuielile neconvenționale.

În acest moment este în curs de elaborare Faza 2 a studiului ”*Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România*”, în care se analizează următoarele obiective:

- Evaluarea stării actuale a rețelelor electrice de distribuție
- Metodologia de stabilire a noilor investiții
- Estimarea investițiilor viitoare necesare în rețeaua de distribuție.

9. Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă – perioada 2018 – 2022 - 2027

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 CNTEE Transelectrica SA, pornind de la informațiile disponibile de la Ministerul de resort, institutele de prognoză, utilizatorii RET, alte părți interesate și OTS europeni.

Scenariul de bază reprezintă prognoza de consum, sold și acoperire a acestora cu capacități de producere, cea mai credibilă în contextul informațiilor deținute la momentul elaborării Planului și corespunzătoare, din punct de vedere al solicitării rețelei, unui număr cât mai mare de scenarii posibile.

Pentru scenariul de bază, se modelează palierele caracteristice de consum (VSI, VDV, GNV), pentru fiecare orizont de timp analizat: anul curent + 5 ani și anul curent + 10 ani. Pentru regimul de sarcină minimă, se modelează golul de noapte vara, în zi de sărbătoare. 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 ținând seama de funcționarea SEN interconectată 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 a încărcării 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.

9.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

La elaborarea scenariilor de evoluție a consumului de energie electrică pe termen mediu și lung necesare analizelor de modelare a pieței de energie electrică din România ce stau la baza *Planului de dezvoltare pe 10 ani*, s-a analizat „*Proгноza preliminară de toamnă 2016*” elaborată de Comisia Națională de Prognoză – CNP în septembrie 2016 (revizuită ulterior în creștere, în ianuarie 2017), care estima o creștere continuă a Produsului Intern Brut până în anul 2020, cu ritmuri medii anuale de 4,8% în 2016, 4,3% în 2017, 4,5% în 2018, 4,7% în 2019, respectiv 4,2% în 2020, față de anul precedent.

Tabelul 9.2.1 [%]

Ritm anual de creștere PIB	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>CNP septembrie 2016</i>	3.8	4.8	4.3	4.5	4.7	4.2
<i>CNP ianuarie 2017</i>	3.9	4.8	5.2	5.5	5.7	5.7

Trebuie menționat că, după recuperarea declinului cauzat de criza economică și consolidarea evoluțiilor pozitive ale Produsului Intern Brut, a fost din ce în ce mai accentuată decuplarea evoluției cererii de energie electrică de creșterea economică. În timp ce PIB a înregistrat ritmuri de creștere medii anuale între 3% și 4,8 % în perioada 2013 - 2016, creșterea consumului de energie electrică a fost mai puțin accentuată (având valori între 1,9% - 1,1%), atât datorită ajustărilor structurale ale economiei naționale, cât și a îmbunătățirii eficienței energetice în sectoarele utilizatorilor finali.

Se observă că, decuplat de creșterea macroeconomică, consumul intern net de energie electrică a înregistrat în primele zece luni ale anului 2016 aceeași valoare ca în aceeași perioadă a anului 2015. Pe fondul condițiilor meteorologice extreme, ultimele două luni ale anului 2016 au adus însă stoparea trendului cvasiconstant de evoluție a consumului, înregistrându-se creșteri semnificative (5,4% în noiembrie și respectiv 7,8% în decembrie, comparativ cu aceleași luni din 2015), astfel ca, pe total, să avem o creștere medie anuală de 1,1%.

Tendința de creștere a cererii de energie electrică a continuat și pe parcursul anului 2017.

Scenariile de evoluție a consumului intern net, respectiv a soldului și producției nete de energie electrică în perioada 2018-2027 sunt prezentate în tabelul 9.2.2. și fig. 9.1:

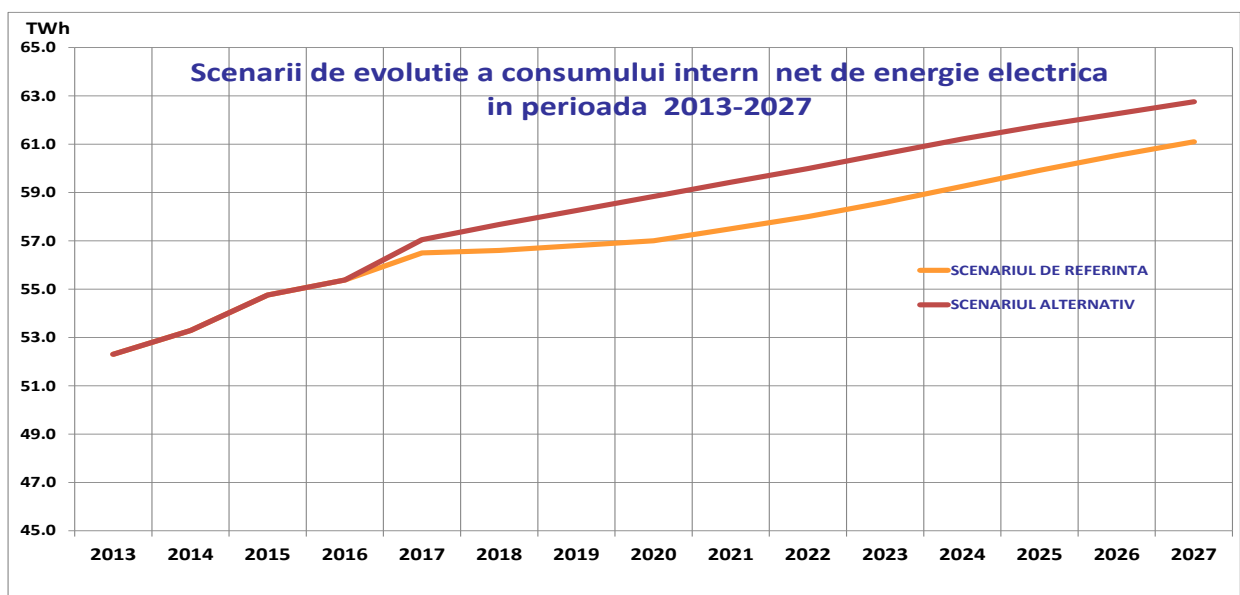


Figura 9.1

Tabelul 9.2.2 Scenariile de dezvoltare energetică a României în perioada 2018-2027

	U.M.	2013	2014	2015	2016	2017 *	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		realizari					prognoza									
SCENARIUL DE REFERINTA																
Consum intern net de energie electrica	TWh	52.3	53.3	54.8	55.4	56.5	56.6	56.8	57.0	57.5	58.0	58.6	59.3	59.9	60.5	61.1
<i>ritm anual de crestere</i>	%	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.0	0.2	0.4	0.4	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.0	0.9
Puterea de varf neta - consum	MW	8312	8522	8488	8752	8840	8855	8889	8965	9080	9185	9293	9400	9500	9600	9690
<i>Consum pompe</i>	TWh	0.17	0.25	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Sold export-import	TWh	2.02	7.13	6.72	5.01	3.00	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
Productie neta de energie electrica	TWh	54.5	60.7	61.7	60.6	59.7	60.3	60.5	60.7	61.2	61.7	62.3	62.9	63.6	64.2	64.8
SCENARIUL ALTERNATIV																
Consum intern net de energie electrica	TWh	52.3	53.3	54.8	55.4	57.1	57.7	58.3	58.8	59.4	60.0	60.6	61.2	61.8	62.3	62.8
<i>ritm anual de crestere</i>	%	-3.9	1.9	2.7	1.1	3.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8
Puterea de varf neta - consum	MW	8312	8522	8488	8752	9000	9040	9145	9270	9385	9500	9596	9695	9777	9858	9940
<i>Consum pompe</i>	TWh	0.17	0.25	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Sold export-import	TWh	2.02	7.13	6.72	5.01	3.20	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Productie neta de energie electrica	TWh	54.5	60.7	61.7	60.6	60.4	61.9	62.4	63.0	63.6	64.2	64.8	65.4	66.0	66.5	67.0

* Datele realizate până în noiembrie 2017 prefigurează o creștere medie anuală de cca. 2,5% a consumului net de energie electrică.

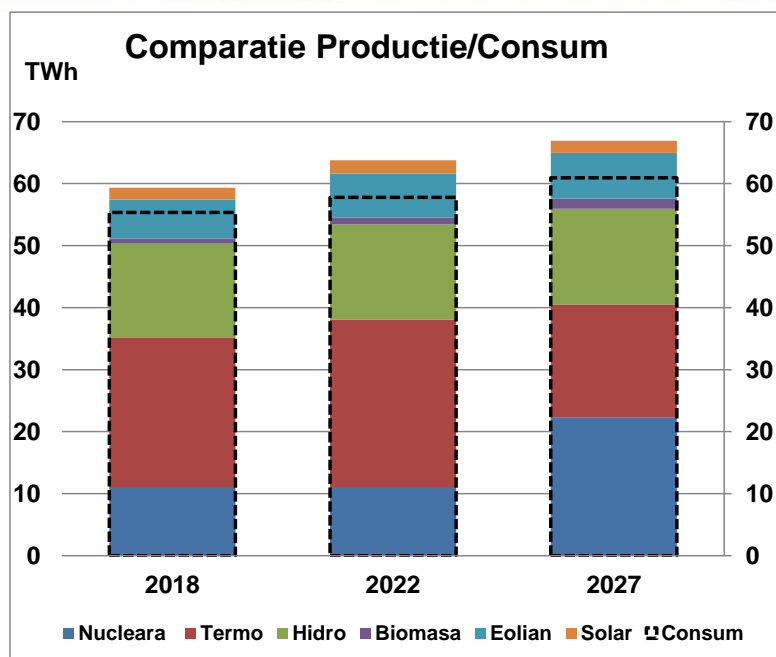


Fig. 9.2

Scenariul de referință estimează o creștere moderată a penetrării surselor regenerabile de energie și a noilor tehnologii de producere (fig.9.2).

Odată cu intrarea în funcțiune a grupurilor 3 și 4 de la Cernavodă, contribuția centralei nucleare în mixul de producere se dublează, în timp ce producția pe bază de combustibili fosili își continuă trendul scăzător.

Producția hidro este cvasiconstantă pe întreaga perioadă analizată.

Scenariile analizate sunt coerente cu scenariile corespunzătoare orizonturilor 2025 și 2030 analizate în cadrul ENTSO-E pentru studiile de modelare a pieței de energie electrică la nivelul pan-european necesare elaborării *Planului de dezvoltarea a rețelei electrice de transport europene* (TYNDP 2018), în sensul că au fost construite pe baza aceluiași informații primite de la producători privind evoluția parcului de centrale electrice.

Pornind de la scenariile de mai sus, au fost estimate valorile consumului la palierele de sarcină caracteristice, considerate ca reprezentând *regimurile extreme* de funcționare din punct de vedere al circulațiilor normale în rețea.

Astfel, s-au modelat și analizat în detaliu regimurile de funcționare pentru palierele caracteristice prezentate în Tabelul 9.2.3, corespunzătoare scenariilor *de referință* și *alternativ* privind evoluției consumului și capacității instalate, respectiv:

- consumul maxim în SEN, înregistrat la vârful de seară iarna (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 zonele excedentare.

Tabelul 9.2.3 [MW]

	2018 SCENARIUL DE REFERINȚA			2022 SCENARIUL DE REFERINȚA			2022 SCENARIUL FAVORABIL			2027 SCENARIUL DE REFERINȚA			2027 SCENARIUL FAVORABIL		
	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV
Consum intern net de energie electrică	8855	7480	4553	9185	7830	4720	9500	8100	4880	9690	8260	4975	9940	8480	5120
Sold export-import	800	700	550	1000	800	650	1000	800	650	1200	900	750	1200	900	750
Producție netă de energie electrică	9655	8180	5103	10185	8630	5370	10500	8899	5530	10890	9160	5725	11140	9380	5871

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

9.3. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică

Volumul schimburilor de energie electrică variază permanent, în funcție de evoluții 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 ce variază între 800 și 1200 MW în orizonturile analizate, respectiv, între 700 și 900 MW la vârful de vară și între 550 și 750 MW la golul de noapte de vară, atât pentru scenariul de referință, cât și pentru scenariul alternativ.

9.4. Scenarii privind evoluția parcului de producție

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

Trebuie menționat că 80% din grupurile termoelectrice existente au durată de viață normală depășită. Până în prezent, s-au realizat re tehnologizări și/sau modernizări pentru grupuri termoelectrice din SEN, însă foarte puține grupuri sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care să le permită 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 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse pentru a rămâne în funcțiune.

Astfel, pentru perioada 2018-2027, analiza dezvoltării rețelei a luat în considerare un *Scenariu de Referință* de evoluție a capacităților de generare, ce include un program de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice, la atingerea duratei de viață sau datorită neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând 4996 MW putere netă disponibilă, dintre care 2714 MW până în 2022 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante, capacitățile noi trebuie să aibă o eficiență globală ridicată, să fie flexibile și să asigure conformarea la condițiile impuse prin codul de rețea și reglementările conexe, la nivel european.

Conform acestui scenariu de dezvoltare, în aceeași perioadă vor fi repuse în funcționare, după reabilitare, patru grupuri de la Turceni, trei grupuri de la Rovinari, un grup la Craiova, și un grup nuclearelectric de la Cernavodă (oprit în re tehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), însumând o putere netă disponibilă de 2841 MW.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, conform informațiilor transmise de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 2306 MW, exclusiv proiectele bazate pe RES.

În figura 9.4.1 sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2018-2022, respectiv 2023-2027, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.

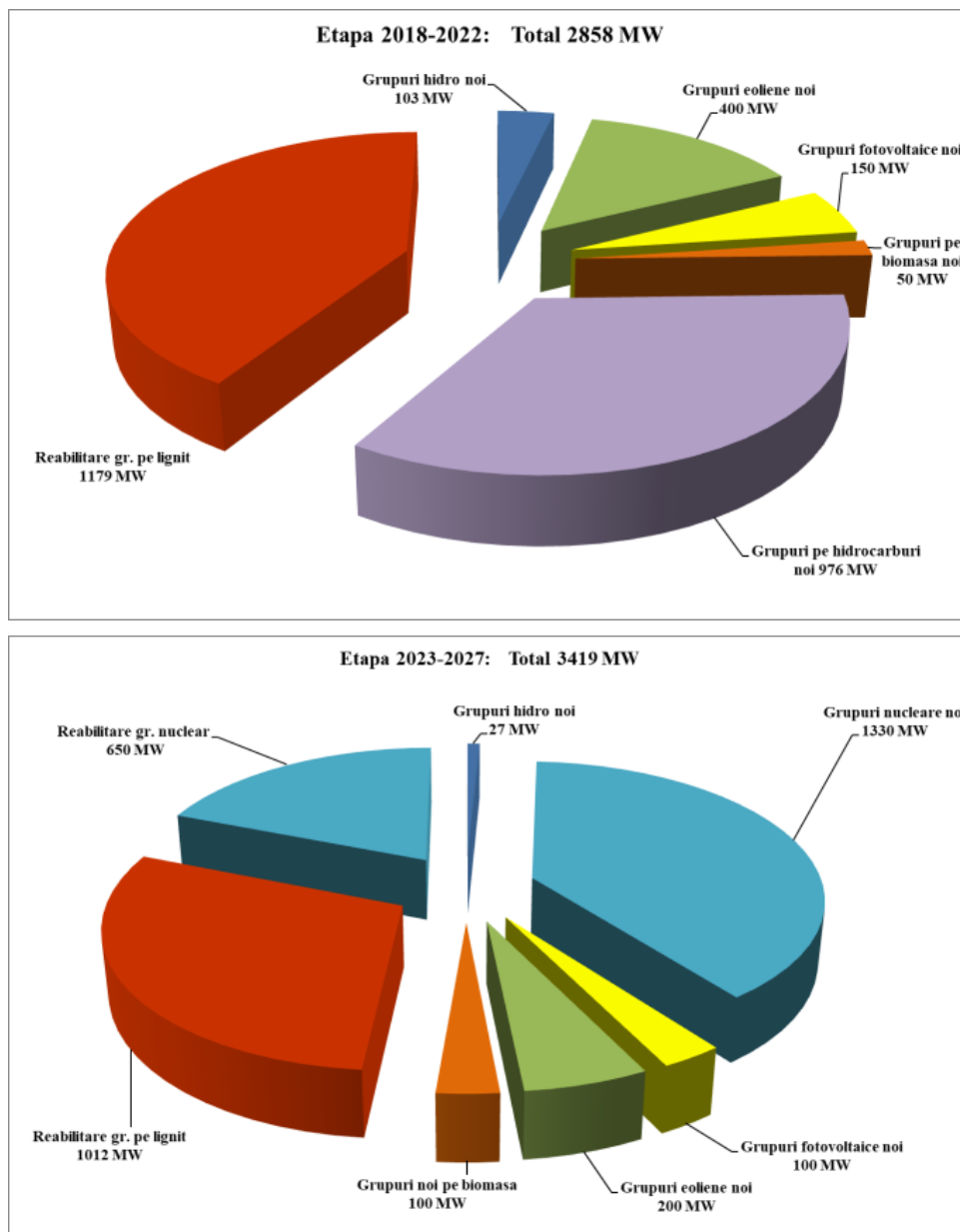


Fig.9.4.1 Proiecte de reabilitare și grupuri noi

Proiectele de grupuri noi includ:

- finalizarea grupurilor nucleare 3 și 4 de la CNE Cernavodă, disponibile pentru orizontul 2027;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensare (Compania Romgaz derulează un proiect de investiții într-o centrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, cu capacitate de 400 MW) sau cogenerare (București));
- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție;
- alte grupuri noi RES intermitente: eoliene, solare (fotovoltaice);
- alte grupuri noi RES pe biomasă.

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

Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților, s-a analizat și un *Scenariu favorabil* („verde”), caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiții majore, integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea maximă a soluțiilor de tip Smart Grid și a capacităților de stocare a energiei), specific *Scenariului Favorabil* de evoluție a consumului.

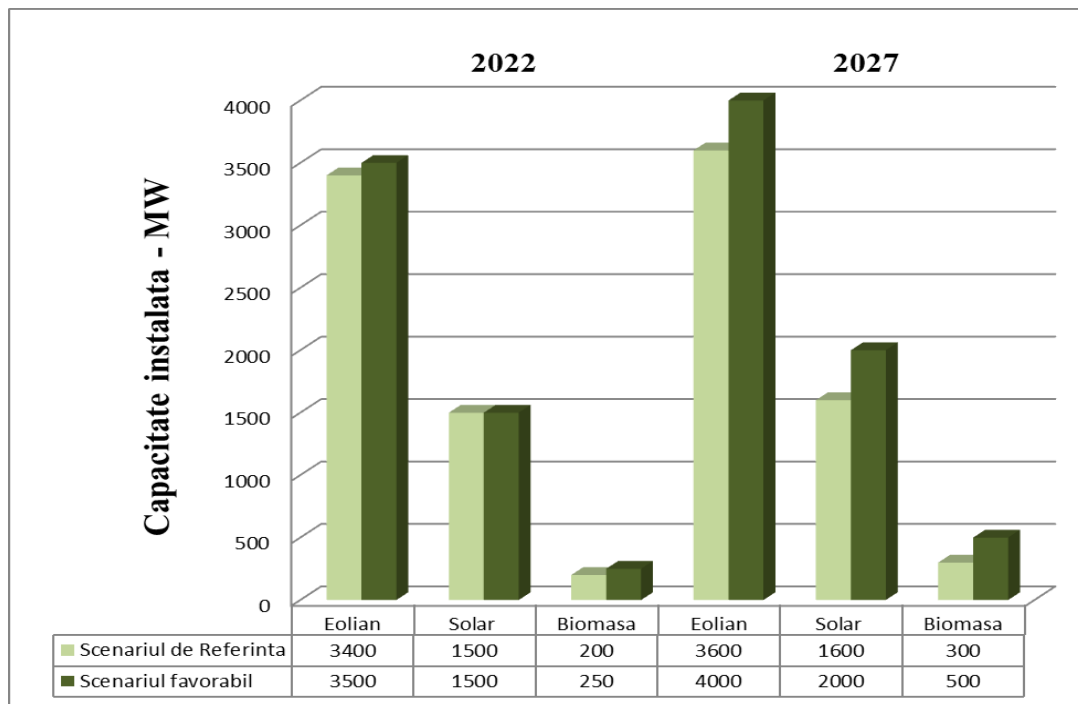


Fig.9.4.2 Evoluția capacităților de producere

Evoluția RES

Un element caracteristic etapei actuale este interesul mare pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: biomasă, energia hidroelectrică, energia solară și energia eoliană.

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. Prin aceasta s-au amânat parțial acordarea CV în funcție de tipul de RES (după 01.04.2017 pentru MHC și CEF, respectiv 01.01.2018 pentru CEE), s-au introdus în procesul de racordare garanții

finaciare al căror quantum îl va stabili ANRE și s-a limitat volumul RES care beneficiază de sistemul de promovare la nivelul capacităților instalate stabilite pentru fiecare an prin hotărâre a Guvernului pe baza datelor reactualizate din PNAER.

După intrarea în vigoare a OUG nr. 57/2013, interesul investitorilor a fost moderat, scăzând chiar prin intrarea în vigoare a HG nr.994/2013 prin care măsurile de reducere a numărului de certificate verzi au fost mult mai drastice.

În decembrie 2017, puterea instalată în CEE totaliza 3030 MW, concentrați preponderent în zonele Dobrogea și Moldova, iar puterea instalată în centrale fotovoltaice totaliza 1375 MW.

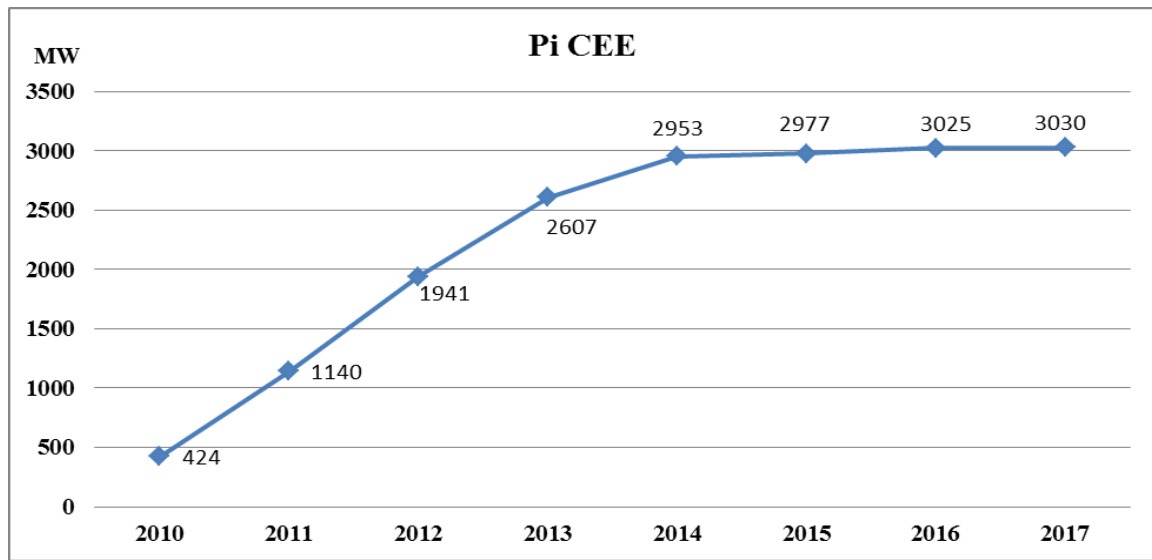


Fig. 9.4.3 Evoluția Pi în CEE cu PIF

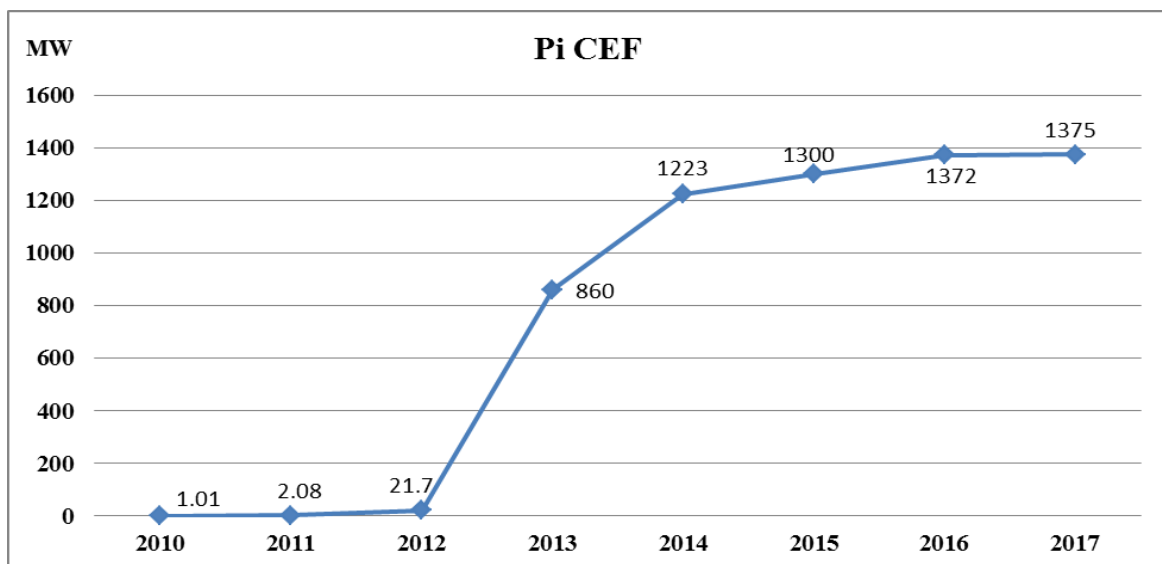


Fig. 9.4.4 Evoluția Pi în CEF cu PIF

Se observă un trend de creștere rapidă a puterii instalate în CEE și CEF în perioada 2010-2014, ceea ce denotă viteza mare de realizare a acestor tipuri de centrale ca o consecință a stimulentele oferite de legislația în vigoare la acel moment și în special de sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie instituit prin Legea 220/2008, modificată și

completată prin Legea 139/2010, Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 88/2011 și Legea 134/2012 pentru aprobarea acesteia. Începând cu anul 2014 tendința de realizare a CEE și CEF a fost una foarte moderată, interesul investitorilor a fost moderat, scăzând chiar prin intrarea în vigoare a HG nr.994/2013 prin care măsurile de reducere a numărului de certificate verzi au fost mult mai drastice.

Accesul în schema de sprijin actuală pe bază de certificate verzi s-a încheiat la 31 decembrie 2016, astfel încât investiții noi în capacități eoliene, fotovoltaice, microhidrocentrale sau pe bază de biomasă pot avea loc într-un ritm mai lent în perioada 2018-2027, în special cele care primesc cofinanțare din fonduri structurale europene. În total, creșterea capacităților instalate pe bază de SRE între 2018 și 2027 va fi mai mică decât în perioada 2010-2017.

În cazul în care se vor instala puteri mai mari în centrale electrice eoliene și fotovoltaice, 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 adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2018-2022-2027

Adecvanța sistemului urmărește măsura în care capacitățile de producere din SEN pot acoperi cererea de energie electrică în toate stările staționare în care se poate afla sistemul.

Pentru evaluarea în perspectivă, s-a verificat această capacitate pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european 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 indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale, temporare sau definitive ale disponibilității, din diferite cauze.

De asemenea, trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă operațională. În prezent, aceasta este dimensionată pentru echilibrarea rapidă a balanței la variațiile continue ale consumului și la declanșarea neașteptată a celui mai mare grup din sistem. Nu toate grupurile pot furniza rezervă rapidă, deoarece cea mai mare parte au un timp de pornire de la rece mare și viteze de încărcare mici.

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

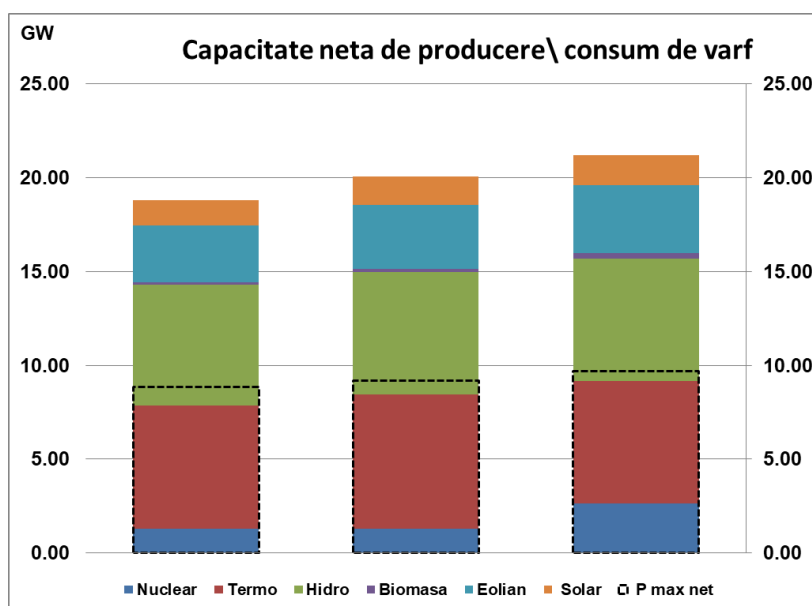
Odată cu instalarea unui volum semnificativ de putere în centrale electrice eoliene, caracterizate prin dependența producției de viteza vântului, rezerva terțiară rapidă va trebui suplimentată pentru a compensa și imprecizia prognozei producției în aceste centrale.

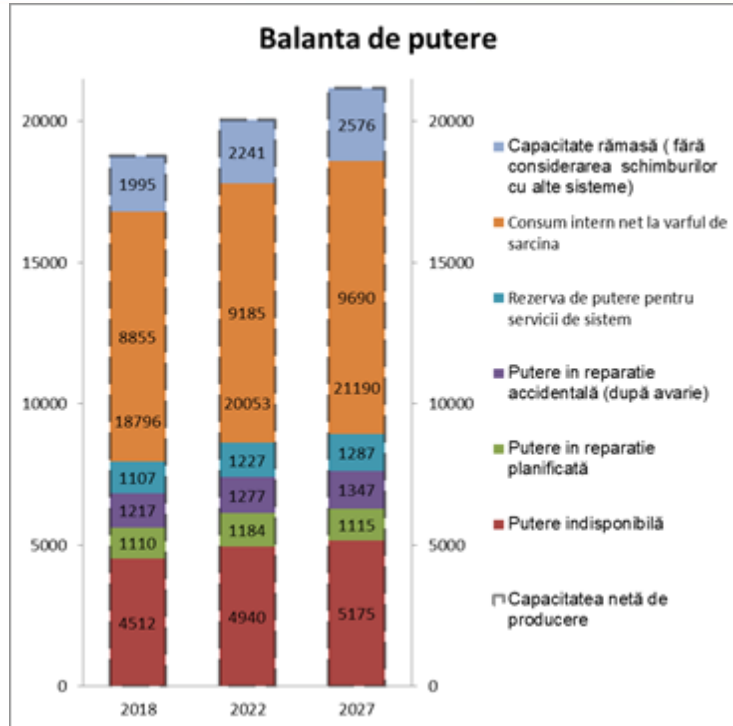
Principalii factori care vor influența în următorii ani necesarul de rezervă de putere vor fi ameliorarea indicatorilor de fiabilitate ai grupurilor, care va acționa în sensul diminuării sale, și instalarea de centrale electrice eoliene în sistem, care va acționa în sensul creșterii.

Tabelul 9.5.1 include estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile analizate, 2018-2022-2027, în *Scenariul de Referință* corespunzător variației consumului, respectiv a capacităților de producere:

Tabelul 9.5.1. Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul de Referință

		MW		
Putere netă în SEN		2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	5500
	• eoliene	3000	3400	3600
	• fotovoltaice	1350	1500	1600
	• biomasa	150	200	300
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]	18796	20053	21190
6	Putere indisponibilă totală	7946	8628	8924
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5175
	• Putere în reparatie planificată	1110	1184	1115
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1217	1277	1347
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1287
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	10850	11425	12266
8	Consum intern net la varful de sarcină	8855	9185	9690
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)	1995	2241	2576
10	Sold Import-Export la varful de sarcină	-800	-1000	-1200





În acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 11% din capacitatea netă de producere în 2018, valoare ce se menține cvasiconstantă și după punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă (12 %), datorită reducerii graduale a capacității pe bază de combustibili fosili, pe de-o parte și a creșterii consumului, pe de altă parte.

Tabelul 9.5.2 include estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile 2018-2022-2027, în *Scenariul alternativ* de variație a consumului și *Scenariului „verde”* de evoluție a capacităților de producere.

Tabelul 9.5.2. Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum / Scenariul „verde” capacități

		MW		
Putere netă în SEN		2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	6500
	• eoliene	3000	3400	4000
	• fotovoltaice	1350	1500	2000
	• biomasa	150	200	500
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]	18796	20053	22190
6	Putere indisponibilă totală	7946	8666	9738
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5815
	• Putere în reparatie planificată	1110	1179	1135
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1217	1321	1382
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1407
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	10850	11387	12452
8	Consum intern net la varful de sarcina	8855	9500	9940
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)	1995	1886	2512
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-800	-1000	-1200

Și în acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem se menține la circa 11% din capacitatea netă de producere. Creșterea de putere neutilizabilă se datorează componentei impredictibile asociată producției crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice.

Proгноza adecvantei 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 intermitente a acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime.

Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene și solare este limitată în cursul anului și producția lor nu este controlabilă așa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvantei este neapărat necesară și existența unui anumit volum de putere în centrale clasice de vârf cu pornire rapidă și/sau capacități de stocare a energiei (de ex. centrale hidro cu acumulare prin pompaj, baterii, etc).

Integrarea CEE și CEF 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 sarcina 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.

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

Deoarece rețeaua de transport este descărcată și diferențele între scenariile de consum considerate se distribuie pe toată suprafața țării, 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 de referință de consum.

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

Cea mai mare parte a cazurilor analizate au pornit de la scenariul de referință 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 elaborarea **scenariului de evoluție a prețurilor combustibililor** fosili în perioada de analiză s-au considerat diferite ipoteze și surse ale datelor.

Astfel, pentru orizonturile 2018 și 2022 au fost extrapolate datele transmise de producători și disponibile CNTEE Transelectrica SA din rulările de modelare a pieței pentru anul 2017 cu programul Powrsym, utilizate pentru fundamentarea de către ANRE a datelor din contractele de energie electrică de pe piață. Modelarea a inclus reprezentarea detaliată a prețurilor la centrale, la nivel de grup (ținând cont de rețeta de combustibil medie pentru fiecare grup și de prețul transportului), valorile medii pe categorii de combustibili fiind incluse în tabelul 9.6.1.

Ca urmare, nu se estimează o schimbare a ordinii de merit a grupurilor în perioada 2017-2022.

Pentru analizele de modelare a pieței pentru orizontul 2027 au fost utilizate diferite scenarii de evoluție a prețului combustibililor (tabelul 9.6.1), respectiv a costului emisiilor de CO₂ (tabelul 9.6.2), similare celor utilizate la nivelul ENTSO-E pentru TYNDP2018, desprinse din scenariile elaborate de IEA.

Tabelul 9.6.1. - Pretul combustibililor (Euro/Net GJ)

	2027	
	sc. de referinta	sc. verde
Lignit	1.10	1.10
Huila	2.45	2.70
Gaze naturale	8.10	8.80
Pacura	16.60	17.90

Tabelul 9.6.2. - Costul emisiilor de CO2 (Euro/tona)

2027	
sc. de referinta	sc. verde
40.00	50.00

La profilarea orară a energiei producibile în centralele electrice eoliene și fotovoltaice s-a utilizat baza de date climatice PECD (*Pan-European Climate Database*) disponibilă în ENTSO-E pentru studiile de piață, ce include serii de timp cu indicii de variație orară a producției de energie eoliană și respectiv solară, corespunzători a 34 de ani climatici, determinați pe baza măsurătorilor din perioada 1982-2015, referitoare la viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare.

Unul dintre efectele climatice cu impact asupra sectorului energetic este și variabilitatea hidrologică. Analizele de piață au modelat producția hidrologică disponibilă în diferitele orizonturi de timp corespunzător anului mediu din punct de vedere al caracteristicilor hidrologice.

În Anexa C3 (*nu se publică*) sunt prezentate încărcările 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.

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 bazate pe surse regenerabile de energie pentru care există solicitări de racordare, au fost studiate:

- numeroase variante privind localizarea și încărcarea centralelor bazate pe surse regenerabile de energie;
- scenarii suplimentare cu puteri mai mari instalate în CEE, CEF și biomasă, 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 adecvanța RET și necesitățile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcționare în parametrii normati, prin efectuarea de calcule de regim staționar [14], stabilitate statică, stabilitate dinamică și evaluarea curenților de scurtcircuit [5]. Sunt calculați și indicatorii de fiabilitate pe barele stațiilor electrice din RET [12].

Calculule 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 încărcarea centralelor pentru echilibrarea consumului și soldului de schimb cu sistemele vecine.

Rețeaua funcționează în prezent cu un grad scăzut de încărcare (a se vedea cap.5.4). În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în anumite zone ale țării 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 [5], [8], [12], [13], [14], [19], [20], [22], [24], [26], [29], 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 staționare, 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.

Calcululele 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 necesității dezvoltării acesteia.

În ceea ce privește CEE, CEF și biomasă noi, având în vedere numărul mare de solicitări, s-au modelat în funcțiune prioritar cele având PIF realizat sau contract de racordare, dar s-au efectuat și calcule suplimentare, pentru identificarea soluțiilor de racordare luând în considerare și centrale bazate pe surse regenerabile de energie având ATR.

Calcululele 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 vederea realizării calculelor și analizelor de sistem s-au elaborat modele de calcul corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcționare a RET;
- 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 - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB și RD s-au construit pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineața vară (VDV) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare din cele 3 orizonturi de prognoză: 2018, 2022 și 2027.

În construirea Regimurilor Medii de Bază (RMB) s-a avut în vedere implementarea dezvoltărilor de rețea planificate de CNTEE Transelectrica SA cât și a dezvoltărilor de rețea comunicate de către operatorii de distribuție, prevăzute a fi puse în funcțiune în perioada 2018-2027:

Etapa 2018:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV d.c. Reșița – Pancevo (Serbia);

SDEE Transilvania Nord SA:

- Stația de transformare 110/20 kV Ruscova racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Sighet CEIL – Baia Borșa, 16MVA;
- Stația de transformare 110/20 kV Tetarom IV racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Cluj Sud – Poiana, 25MVA.

E-Distribuție Banat SA:

- Stație de conexiune 110 kV Continental:
 - o LES 110 kV IMT – Continental Al 630mm²;
 - o LES 110 kV Continental – Pădurea Verde Al 630 mm².

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Parc Drumul Taberei, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Salaj – Drumul Taberei 2;
- Stație 110/20 kV Academia Militară, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Panduri – Răzoare;
- Stație 110/20 kV Park Lake, 2x16 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Dudești – Balta Albă:
 - o LES nou 110 kV Dudești – Park Lake, Al 630 mm²;
 - o LES nou 110 kV Balta Albă – Park Lake, Al 630 mm²;
- LES nou 110 kV Fundeni – București Nord, Al 1600 mm²;
- LES 110 kV Fundeni – Obor, Al 1600 mm², reconductorare

Etapa 2022:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița (etapa I din trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad);
- Racordarea LEA 400kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia printr-o LEA 400kV d.c.;
- Racordarea LEA 400kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud printr-o LEA 400kV d.c.;
- Al II-lea TR 250MVA, 400/110kV în stația Sibiu Sud;
- Racordarea stației 220kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într-un circuit al LEA 220kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
- Al II-lea AT 400MVA, 400/220kV în stația Iernut;
- Al II-lea AT 400MVA, 400/220kV în stația Brazi Vest;
- LEA 400kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu;
- trecerea la tensiunea de 400kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud – Constanța Nord;

E-Distribuție Banat SA:

- Stația de transformare 110/20 kV Ineu, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Pâncota – Sebiș:
 - o LEA 110 kV Pâncota – Ineu OIAI 185/32 mm²;
 - o LEA 110 kV Sebiș - Ineu OIAI 185/32 mm².
- Stație de transformare 110/20 kV Iulius Mall:
 - o LES 110 kV Dumbravița – Iulius Mall Al 630 mm².

E-Distribuție Dobrogea SA:

- LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, reconductorare;
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Mircea Vodă Nord, reconductorare;
- LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog, reconductorare;
- LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanța Nord, reconductorare;
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Nazarcea, reconductorare.

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Expoziției, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Pajura – Băneasa;
- Stație 110/20 kV Pantelimon, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Titan – Republica – FCME;
 - o LES nou 110 kV Pantelimon – FCME, Al 1600 mm²;
 - o LES nou 110 kV Pantelimon – Titan, Al 1600 mm².
- Stație 110/20 kV Giulești, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Cotroceni – Radu Zane;
- Stație 110/20 kV Barbu Văcărescu, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Fundeni – Otopeni.
- LES 110 kV București Centru – București Nord, Al 1600 mm², reconductorare;
- LES 110 kV București Nord – Grozăvești, Al 1600 mm², reconductorare;
- LES 110 kV Grozăvești – Răzoare, Al 1600 mm², reconductorare;
- LES 110 kV Răzoare – Militari, Al 1600 mm², reconductorare;
- LES 110 kV Grozăvești – Militari, Al 1600 mm², reconductorare.

Etapa 2027:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad);
- LEA 400kV s.c. Gădălin – Suceava;
- LEA 400kV s.c. Suceava – Bălți;
- LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat);

SDEE Transilvania Nord SA:

- Stația de transformare 110/20 kV Someșeni racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Cluj Sud – Jucu, 25MVA;
- Stația de transformare 110/20 kV Satu – Mare 6 racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Vetis - Abator, 16MVA.

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Traian, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV CET Sud – Centru;
- Stație 110/20 kV Bragadiru, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Domnești – Militari 1;
- Stație 110/20 kV Moșilor, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Panduri – Centru;
- Stație 110/20 kV Voluntari, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Fundeni – Barbu Văcărescu.

Distribuție Energie Oltenia SA și Delgaz Grid SA nu au prevăzute dezvoltări ale rețelei de distribuție în perioada 2018-2022-2027.

SDEE Transilvania Sud SA și SDEE Muntenia Nord SA nu au furnizat informații privind dezvoltările de rețea pentru perioada 2018-2022-2027.

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. De asemenea s-au efectuat și regimuri cu deconectarea simultană a liniilor RET care sunt dublu circuit pe o porțiune mai mare de 10 km.

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să permită 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 limitrofă;
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)-Dobrudja și Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stațiile 400 kV Rahmanu și Stupina;

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș (inițial cu un circuit echipat);
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, cu un circuit racordat intrare-ieșire în stația Gura Ialomiței și cu trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA Stâlp-Teleajen-Brazi Vest, care a fost construită cu gabarit de 400 kV, dar funcționează la 220 kV;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin – Suceava.

10.1.1. Analiza zonei Dobrogea

Analiza zonei Dobrogea s-a făcut considerând regimul de dimensionare, construit pornind de la RMB, cu o putere instalată în CEE și CEF conform scenariului de referință, față de care s-au introdus următoarele modificări: CEE în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 70% Pinstalat și respectiv la circa 90% Pinstalat.

Alte ipoteze privind capacități de producție noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcțiune cele două unități existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 (de la orizontul de Termen lung);
- în CET Galați s-a considerat un grup de 50 MW;
- în CET Palas s-a considerat un grup nou de 32 MW pe gaze pe ciclu combinat;
- CEF în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni la deconectarea LEA 400kV Sibiu Sud - Iernut. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV s.c. Suceava - Gadălin. O creștere a puterii instalate în surse regenerabile în zona Dobrogea cu cca. 100MW în ipoteza considerând CEE din zonă încărcate la 90% din Pinstalat conduce la suprasarcini pe LEA 400kV Constanța Nord – Tariverde și pe LEA 400kV Constanța Nord - Medgidia Sud. Se menționează faptul că în prezent există CEE cu Contracte de Racordare în vigoare în zona Dobrogea totalizând 1800MW, din care în zona Tulcea – Tariverde cca. 843MW. Rezultă oportună și necesară înlocuirea LEA 400 kV s.c. Isaccea – Tulcea Vest existentă cu o nouă LEA 400 kV dublu circuit.

La palierul de gol de noapte vară – GNV - în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pe termen mediu, s-a analizat un regim de dimensionare la palierul VSI și VDV în ipoteza unui import din Republica Moldova spre Bulgaria și Ungaria, de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, în ipoteza cu producție în CEE 90% din Pinstalat în zona Dobrogea:

- 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, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET/RED.

- În regimurile cu verificarea criteriului N-1 elemente în funcțiune la VDV s-au identificat suprasarcini pe LEA 220kV Stejaru - Gheorgheni la deconectarea unor linii de 400 kV: LEA 400kV Sibiu Sud – Ienut, LEA 400 kV Gutinaș – Brașov, LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin.

Este deci necesară, întărirea capacității de transport a rețelei pentru evacuarea puterii din zonele excedentare spre centrele de consum și stocare.

Termen lung

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pe termen lung, s-a analizat un regim de dimensionare la palierul VDV în ipoteza unui import din Republica Moldova spre Bulgaria și Ungaria, de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, în ipoteza cu producție în CEE 90% din Pinstalat în zona Dobrogea:

- în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de gol de noapte vară – GNV - 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, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET/RED. În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază supraîncărcarea LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă, suprasarcină care se elimină la conectarea unuia dintre cele două circuite ale LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă deconectate din regimul RMB.

10.1.2. Analiza zonelor Dobrogea și Moldova

Analiza zonelor Dobrogea și Moldova s-a făcut considerând regimul de dimensionare, construit pornind de la RMB, cu o putere instalată în CEE și CEF conform scenariului de referință, față de care s-au introdus următoarele modificări: CEE în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 70% Pinstalat și respectiv la circa 90% Pinstalat.

Alte ipoteze privind capacitatea de producție noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcțiune cele două unități existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 (de la orizontul pe Termen lung);
- în CET Galați s-a considerat un grup de 50 MW;
- în CET Palas s-a considerat un grup nou de 32 MW pe gaze pe ciclu combinat;
- în CET Suceava s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 37 MW;
- în CET Bacău s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 47 MW;
- în CET Iași s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 80 MW;
- CEF în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară - VSI – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE 70% și respectiv 90% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producția în CEE la 0% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție maximă în Dobrogea (CEE la 70% din Pinstalat) și producție minimă în Moldova (CEE la 0% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție minimă în Dobrogea (CEE la 0% din Pinstalat) și producție maximă în Moldova (CEE la 70% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară - VDV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE la 70% și respectiv la 90% din Pinstalat, producția în CEF la 80% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune. În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe LEA 220kV Stejaru – Gheorgheni la deconectarea LEA 400kV Sibiu Sud – Iernut și LEA 400 kV Brașov – Gutinaș. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin sau reconductorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni cu un curent de 150% I_{max}.

– considerând producția în CEE și CEF la 0% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție maximă în Dobrogea (CEE la 70% din Pinstalat și CEF la 80% din Pinstalat) și producție minimă în Moldova (CEE și CEF la 0% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție minimă în Dobrogea (CEE și CEF la 0% din Pinstalat) și producție maximă în Moldova (CEE la 70% din Pinstalat și CEF la 80% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de gol de noapte vară - GNV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE la 90% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pe termen mediu, s-a analizat un regim de dimensionare la palierul VSI și VDV, în ipoteza unei producții minime CEE și CEF la 0% din Pinstalat și a unui export în Republica Moldova de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești:

- în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.
- Din analiza zonei excedentare Dobrogea+Moldova rezultă necesitatea realizării LEA 400kV Suceava – Gădălin.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de dimineață vară - VDV* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

– suplimentar, s-a efectuat un regim de dimensionare în ipotezele fără producția CEE din zona Dobrogea+Moldova și cu un export în Republica Moldova de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești:

- 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, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET / RED.
- În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază suprasarcini pe LEA 400kV Medgidia Sud – Cernavodă și a LEA 400 kV Gura Ialomiței – Lacu Sărat, suprasarcini care se accentuează la sensibilitatea suplimentară considerând CEE cu 0% din puterea instalată și export 1000MW în Republica Moldova prin stația 400kV Isaccea și stația 400kV Suceava; suprasarcinile pe aceste LEA se pot elimina prin reconducerea acestor linii.

– suplimentar, s-a efectuat un regim de dimensionare în ipotezele unei producții maxime (CEE 70%Pinstalat și CEF 80%Pinstalat) în zona Dobrogea+Moldova și cu un export în Republica Moldova de 1000 MW prin stația 400kV Isaccea și stația 400kV Suceava:

- 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, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET / RED.
- În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază suprasarcini pe LEA 220kV Stejaru – Gheorgheni la deconectarea LEA 400kV Suceava – Gădălin, pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței și pe TR 400/110 kV Cluj Est.

La palierul de gol de noapte vară - GNV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE la 70% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcțiune nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune. În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază supraîncărcarea LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă, suprasarcină care se elimină la conectarea unuia dintre cele două circuite ale LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă deconectate din regimul RMB.

Din analiza zonei excedentare Dobrogea+Moldova rezultă necesitatea realizării LEA 400kV Suceava – Gădălin.

10.1.3 Analiza zonei Moldova

Pentru realizarea regimului de dimensionare pentru zona Moldova considerată deficitară s-au considerat următoarele ipoteze privind capacitățile de producție în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcțiune cele două unități existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 (de la orizontul pe Termen lung);
- CET Iași s-a considerat un singur grup în funcțiune;
- în CET Suceava s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 37 MW;
- în CET Bacău s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 47 MW;
- în CET Iași s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 80 MW;
- CEE și CEF în zona Moldova au fost considerate încărcate la 0% din Pinstalat;

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI – și palierul de vârf de dimineață vară – VDV - în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Termen lung

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord

Pentru realizarea regimului de dimensionare pentru zona Transilvania de Nord considerată deficitară s-au considerat următoarele ipoteze privind capacitățile de producție în zonă:

- În CET Iernut s-a considerat considerat 6 grupuri noi de 372 MW pe gaze pe ciclu combinat;
- în CET Oradea s-a considerat un grup de 22 MW;
- CEE au fost considerate încărcate la 70% din Pinstalat;
- CEF au fost considerate încărcate la 80% din Pinstalat;

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CTE Ienut oprit) - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. În scenariile în care nu este în funcțiune CTE Iernut și se înregistrează o hidraulicitate scăzută, astfel că CHE din Transilvania de Nord sunt încărcate la 10% din Pdisponibilă, capacitatea transformatoarelor de injecție de la 400 kV spre 220 sau 110 kV fiind insuficientă. Aceste congestii se pot elimina prin instalarea unui transformator suplimentar în stația 400/110 kV Cluj Est.

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CEF, CTE Iernut oprit și hidraulicitate minimă) în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Din analiza zonei deficitare Ardealul de Nord, considerând cea mai mare centrală termo din zonă CTE Iernut oprită, dar și CHE din zonă încărcate la 10% Pdisponibilă rezultă necesitatea montării celui de al II-lea TR 400/110 kV în stația Cluj Est.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de seară iarna – VSI* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

Suplimentar, în scenariul ”verde” s-a efectuat o analiză de sensibilitate care a avut în vedere punerea în funcțiune, în etapa de termen lung, a CHEAP Tarnița Lăpușești 1000 MW, cu funcționare în regim de generator la palierul VSI și de pompaj la palierul GNV.

Scenariu ”verde” este caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiții majore, integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea maximă a soluțiilor de tip Smart Grid și a capacităților de stocare a energiei).

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

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

este corespunzătoare.

10.1.5 Analiza zonei de Sud-Vest

Verificarea dimensionării s-a efectuat pentru un regim care, pornind de la RMB, a luat în considerare suplimentar CHE din zonă la puterea maxim disponibilă, cu CTE Rovinari la maximum. CEF în zona de Sud-Vest au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

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

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă excedentară cu evacuarea puterii spre zona Bucuresti - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT 400 MVA 400/220 kV Porțile de Fier la deconectarea LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Reșița (c1 și c2). Rezultă necesitatea înlocuirii acestuia cu un AT 500 MVA 400/220 kV în stația Porțile de Fier.

Suplimentar în cazul sensibilității fără CTE Mintia și CET Paroșeni se evidențiază suprasarcina pe AT 400 MVA 400/220 kV Urechești.

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă excedentară cu evacuarea puterii spre zona Banat - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT 400 MVA 400/220 kV Porțile de Fier, pe AT 400 MVA 400/220 kV Urechești, pe LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara și pe LEA 220 kV Tg.Jiu Nord – Paroșeni, care se accentuează la sensibilitatea suplimentară fără considerarea în funcțiune a CTE Mintia și CET Paroșeni. Rezultă necesitatea înlocuirii AT 400 MVA cu un AT 500 MVA 400/220 kV în stația Porțile de Fier și devansarea realizării axului de vest de la etapa pe termen lung. Până la realizarea acestor întăriri de rețea este necesară limitarea puterii evacuate din CHE Porțile de Fier 1 sau din CTE Rovinari.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - excedentară cu evacuarea puterii spre zona Bucuresti - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază necesitatea înlocuirii AT 400 MVA cu unul de AT 500MVA 400/220 kV Porțile de Fier, se evidențiază supraîncărcări pe LEA d.c. 220kV Porțile de Fier – Reșița, respectiv LEA d.c. 220kV Reșița – Timișoara, care se accentuează la sensibilitatea suplimentară fără considerarea în funcțiune a CTE Mintia și CET Paroșeni.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - excedentară cu evacuarea puterii spre zona Banat - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază supraîncărcări mai mari pe LEA d.c 220kV Porțile de Fier – Reșița, pe LEA d.c 220kV Reșița – Timișoara, LEA 220kV Tg.Jiu – Urechești și LEA 220kV Paroșeni – Baru Mare – Hăjdad, care se accentuează la sensibilitatea suplimentară fără considerarea în funcțiune a CTE Mintia și CET Paroșeni.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de dimineață vară – VDV* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

Propunerea de reconductorare pentru toate tronsoanele LEA 220kV ale LEA 220kV Urechești – Tg. Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hăjdad, nu rezolvă toate suprasarcinile care pot apărea în RET fiind necesare reduceri de putere suplimentare ale surselor din zona de Sud-Vest; este necesară și o analiză a stării tehnice a LEA 220 kV privind posibilitatea de reconductorare corelat cu lucrările de investiții pe Axul 400 kV "Banat" (termen de PIF 2027).

O nouă LEA 400 kV Urechești – Mintia rezolvă suprasarcinile din zonă (pe artera 220 kV Urechești-Tg.Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hăjdad) dar din analiza eficienței economice această nouă investiție a rezultat ineficientă. Mai mult este necesară o analiză detaliată a posibilităților fizice de realizare a unei noi LEA 400 kV în zona Retezat – Valea Jiului.

La etapele analizate, din regimurile de dimensionare au rezultat:

- Necesitatea înlocuirii AT 400 MVA 400/220kV, cu un AT 500MVA în stația Porțile de Fier;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

10.1.6 Analiza pentru zona Transilvania Nord, Moldova și Banatul de Nord denumită secțiunea Nord-Sud

Ca urmare a distribuției în teritoriu a producției provenite din centralele electrice fotovoltaice (CEF) s-a analizat pe termen lung, pentru palierele VDV și GNV, un regim de dimensionare pentru secțiunea deficitară Nord-Sud. Suplimentar prevederilor de oprire a celei mai mari surse din zonă au fost oprite/reduce și centrale din secțiunea Nord-Sud deficitară: CHE, biomasă, CEE și CFE. S-a obținut astfel un regim foarte sever care necesită ca în cele două zone deficitare (S4 și S5) să se injecteze putere din zonele excedentare din sudul țării (Dobrogea și Oltenia). CEF în secțiunea Nord-Sud au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CTE Ienut oprit) - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. În scenariile în care nu este în funcțiune CTE Iernut și se înregistrează o hidraulicitate scăzută, astfel că CHE din zonă sunt încărcate la 10% din Pdisponibilă, capacitatea transformatoarelor de injecție de la 400 kV spre 220 sau 110 kV fiind insuficientă. Aceste congestii se pot elimina prin instalarea unui transformator suplimentar în stația 400/110 kV Cluj Est. Suplimentar se evidențiază suprasarcina pe AT 400/220kV Urechești care se elimină la realizarea axului de vest (LEA 400kV d.c Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad), de asemenea se evidențiază o suprasarcină redusă pe LEA 220kV Tg.Jiu Nord – Paroșeni.

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Supraîncărcarea pe AT 400MVA, 400/220kV din stația Sibiu Sud la deconectarea unui circuit al LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud sau la deconectarea celui alt AT 400/220kV apare ca urmare a considerării CHE Lotru la Pdisponibil. Aceste suprasarcini dispar în cazul evacuării din CHE Lotru a unei puteri de maxim 375MW.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CEF, CTE Ienut oprit și hidraulicitate minimă) - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Suprasarcina pe un circuit al LEA 220kV Timișoara – Reșița la deconectarea celui alt circuit se elimină la realizarea axului de vest (LEA 400kV d.c Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad). În cazul considerării CEF din zonă încărcate la 40% Pdisponibil această încărcare se reduce la 99,2%.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Supraîncărcarea fiecărui AT 400MVA, 400/220kV din stația Sibiu Sud la deconectarea unui circuit al LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud sau la deconectarea celui alt AT 400/220kV apare ca urmare a considerării CHE Lotru la Pdisponibil. Aceste suprasarcini dispar în cazul evacuării din CHE Lotru a unei puteri de maxim 265MW.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de seară iarna – VSI* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CEF, CTE Iernut oprit și hidraulicitate minimă) - în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază suprasarcini pe TR 400/110 kV Cluj Est, pe LEA 220 kV Urechești – Tg.Jiu Nord și pe LEA 220 kV Tg.Jiu Nord – Paroșeni.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - se mențin rezultatele de la Termen mediu.

10.1.7 Analiza privind alimentarea municipiului București

În prezent, ca urmare a condițiilor specifice de dezvoltare economică în zona metropolitană București se constată o creștere a consumului de energie electrică mai ridicată decât media pe țară. Această tendință se prognozează că se va menține și pentru perioada următoare.

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

Având în vedere și alte aspecte specifice ale zonei: lipsa terenului disponibil pentru lucrări de dezvoltare și prețul extrem de ridicat al acestuia, concentrarea foarte mare a consumului, consumatori cu un grad ridicat de sensibilitate la întreruperi în alimentare, număr ridicat de cabluri respectiv probleme cu volumul energiei reactive etc., casări ale grupurilor generatoare, dezvoltarea parcului de producție din Dobrogea, având drept consecință creșterea fluxurilor de putere care tranzitează stațiile care alimentează orașul București, în această zonă este necesară realizarea unor proiecte de întărire / dezvoltare a RET-RED.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară - VSI și la palierul de vârf de dimineață vară - VDV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția minimă în zona București (CET București Sud, CET Progresu și CET Grozăvești oprite, CET București Vest în funcțiune cu 112 MW), alimentarea consumului dinspre zona Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune și nu apar depășiri pe elementele de rețea. În regimurile cu N-1 elemente în funcțiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT3 400/220 kV București Sud, T1 și T5 400/100 kV Domnești, AT 1 220/110 kV București Sud. Rezultă oportună realizarea unei stații 400/110 kV în zona centrală a Municipiului București (Grozăvești), racordată prin două LES de 400 kV cu stația Domnești respectiv București Sud.

– considerând producția maximă în zona București, evacuarea puterii spre Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Se reconfirmă necesitatea realizării unor injecții de 400 kV în zona Metropolitană București corelat cu evoluția consumului.

Termen lung

La palierul de vârf de seară – VSI – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția minimă în zona București (CET București Sud, CET Progresu și CET Grozăvești oprite, CET București Vest în funcțiune cu 122 MW), alimentarea consumului dinspre zona Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune și nu apar depășiri pe elementele de rețea. În regimurile cu N-1 elemente în funcțiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT 400/220 kV București Sud, pe TR 400/100 kV Domnești și AT 220/110 kV București Sud. Suprasarcinile sunt eliminate la limită la considerarea soluției de întărire a zonei metropolitane București și anume realizarea stației 400/110kV Grozăvești și realizarea stației 400/110kV Filaret. Soluția constă în realizarea unei stații de 400/110kV la Grozăvești, racordată prin două LES 400kV cu stația Domnești, respectiv București Sud și realizarea suplimentară unei stații de 400/110kV la Filaret, racordată intrare – ieșire în cablul realizat în etapa anterioară de la Grozăvești la București Sud.

– considerând producția maximă în zona București, evacuarea puterii spre Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcțiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcțiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pentru identificarea măsurilor concrete de întărire a RET cât și a RED din zona Municipiului București CNTEE Transelectrica SA a avizat în anul 2015 în cadrul CTES Companie lucrarea: „*Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva 10 ani*” [8]. Acest studiu a reconfirmat prin concluziile sale necesitatea realizării a două stații de 400/110 kV, una în centrul de consum al Municipiului București (Grozăvești) pe termen mediu iar cea de a doua în zona Filaret pe termen lung. Demersul pe care CNTEE Transelectrica SA l-a întreprins pentru dobândirea drepturilor pentru un teren situat în București, zona Grozăvești, asupra căruia Societatea ELCEN București SA deține titlu, nu s-a soluționat cu un răspuns favorabil.

10.1.8. Oportunitatea înlocuirii conductorului activ de pe anumite LEA de 220 kV de la 400mm² cu unul de secțiune 450mm²

În acest sens creșterea capacității unei LEA de 220kV poate avea în vedere:

- uniformizarea secțiunii conductorului de 450mm² a unei LEA de 220kV care are și tronsoane de 400mm²;
sau
- reconducerea astfel încât să fie posibilă eliminarea suprasarcinii pe LEA respectivă.

Oportunitatea înlocuirii conductorului activ de secțiune 400mm² cu unul de secțiune 450mm² pe LEA 220kV Alba Iulia – Mintia și LEA 220kV Alba Iulia – Cluj Florești

Având în vedere faptul că nici în cele mai defavorabile situații încărcarea acestor linii nu depășește 85% din capacitatea de 400mm², poate fi pusă în discuție o investiție numai din punct de vedere al criteriului de dimensionare (uniformizarea secțiunii conductorului).

Oportunitatea creșterii capacității de transport a axei 220kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hăjdat (cel puțin prin înlocuirea conductoarelor active de secțiune 400mm² cu unele de secțiune 450mm²) având în vedere oprirea definitivă a grupurilor din CTE Mintia și CET Paroșeni

Pentru toate tronsoanele LEA 220kV ale LEA 220kV Urechești – Tg. Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hăjdat, propunerea de reconductorare nu rezolvă toate suprasarcinile care pot apărea în RET și în care situații sunt necesare reduceri de putere suplimentare ale surselor din zona de Sud-Vest. O nouă LEA 400 kV Urechești – Mintia rezolvă suprasarcinile din zonă dar din analiza eficienței economice această nouă investiție a rezultat ineficientă.

Se vor continua analizele pentru găsirea unei soluții acceptabile care să conducă la creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor importanți din Valea Jiului, precum și creșterea capacității de interconexiune a SEN.

Oportunitatea creșterii capacității de transport a axei 220kV Lacu Sărat – Fîlești – Barboși – Focșani Vest – Gutinaș (cel puțin prin înlocuirea conductoarelor active de secțiune 400mm² cu unele de secțiune 450mm²) având în vedere suprasarcinile care apar la producții mari în CEE din secțiunea S6

Decizia de reconductorare trebuie luată corelat cu punerea în funcțiune a primului circuit al LEA noi d.c 400kV Smârdan – Gutinaș, cu evoluția puterii instalate în CEE în zona Dobrogea, dar și cu posibilitățile concrete de reconductorare, ținând seama de dificultatea de lucru în zona orașelor și după o analiză a stării tehnice a LEA privind posibilitatea și capacitatea de reconductorare.

Oportunitatea investiției de reconductorare a unor LEA de 220kV din axa 220kV Ungheni – Gutinaș având în vedere evoluțiile actualizate a racordărilor la SEN a centralelor bazate pe surse regenerabile

Pentru tronsonul LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele se consideră oportună creșterea secțiunii conductorului cu cel puțin 50%, corelat cu apariția LEA 400kV Suceava – Gădălin și evoluția puterii instalate în CEE în zona secțiunii S3.

Pentru LEA 220 kV Ungheni – Fântânele, LEA 220 kV Stejaru – Dumbrava și LEA 220 kV Dumbrava – Gutinaș nu se consideră necesară reconductorarea acestor LEA.

10.1.9. Analiza impactului asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2016-2025 și incluse în RMB

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune al LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița

Amânarea termenului de punere în funcțiune al LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița conduce creșterea suprasarcinilor la palierele VSI și VDV, pe LEA d.c 220kV Porțile de Fier – Reșița, implicând astfel reduceri mai mari ale puterii din CHE Porțile de Fier (față de situația cu linia în funcțiune), la creșterea pierderilor din secțiunea S1 între 6,7MW și 11,8MW în funcție de palierul analizat. De asemenea, în regimurile de sensibilitate fără considerarea în funcțiune a CTE Mintia și

CET Paroșeni este necesară și reducerea puterii în CTE Rovinari (89MW la VSI și respectiv 109MW la VDV).

La ambele paliere analizate (VSI și VDV) se evidențiază scăderea exportului în regimul cu N elemente în funcțiune pe LEA d.c Reșița – Pancevo (cu până la 409MW la VSI și cu până la 353MW la VDV).

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a racordării LEA 400kV Stupina – Varna (Bulgaria) și a LEA 400kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud prin două LEA 400kV d.c.

Amânarea termenului de punere în funcțiune a racordării celor două linii de interconexiune (cu Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud conduce la toate paliere analizate (VSI, VDV și GNV) la o creștere a fluxului de putere spre zona București, implicând astfel reduceri ale puterii din CEE din zonele Medgidia și Constanța de cca. 139MW la VSI, cca. 716MW la VDV și respectiv cca. 202MW la GNV.

Amânarea termenului de punere în funcțiune a racordării celor două linii de interconexiune (cu Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud conduce, de asemenea, la creșterea pierderilor din secțiunea S6 între 4,7MW și 14MW în funcție de palierul analizat.

La toate paliere analizate (VSI, VDV și GNV) se evidențiază scăderea exportului în regimul cu N elemente în funcțiune pe LEA 400kV Stupina – Varna și LEA 400kV Rahman – Dobrudja (cu până la 103MW la VSI, cu până la 109MW la VDV și cu până la 126MW la GNV).

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș

Amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV d.c (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș conduce la apariția suprasarcini ale LEA 220kV Filești – Barboși la deconectarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș existentă la următoarele paliere: VSI considerând CEE la 90% din Pinstalat și tranzit 600MW prin România din Republica Moldova spre Bulgaria/Ungaria, VDV considerând CEE la 90% din Pinstalat cu și fără tranzit 600MW din Republica Moldova, GNV considerând CEE la 90% din Pinstalat.

Pentru eliminarea suprasarcinii este necesară limitarea puterii evacuate din CEE din secțiunea S6 și/sau reducerea puterii importate/tranzitate (acolo unde este cazul) din stația 400kV Isaccea dinspre Republica Moldova.

La palierele analizate (VSI, VDV și GNV), în regimul cu N elemente în funcțiune, amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV d.c (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș conduce la o creștere semnificativă a pierderilor de putere în zona analizată, între 3MW și 8,7MW, în funcție de palierul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și trecerea la tensiunea de 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp

Amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și a trecerii la tensiunea de 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp conduce la palierul considerând CEE la 90% din Pinstalat cu și fără import/tranzit 600MW din Republica Moldova apariția unei suprasarcini pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței și chiar pe LEA 400kV Pelicanu – Cernavodă (la regimul cu import/tranzit).

Pentru eliminarea suprasarcinii este necesară limitarea puterii evacuate din CEE din secțiunea S6 și/sau reducerea puterii importate/tranzitate (acolo unde este cazul) din stația 400kV Isaccea dinspre Republica Moldova.

La palierele analizate (VSI, VDV și GNV), în regimul cu N elemente în funcțiune, amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și a trecerii la tensiunea de 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp conduce la o creștere semnificativă a pierderilor de putere în zona analizată, între 8,6MW și 24,2MW, în funcție de palierul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud – Constanța Nord

La palierele analizate (VSI, VDV și GNV), în regimul cu N elemente în funcțiune, amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV Medgidia Sud – Constanța Nord conduce la o creștere a pierderilor de putere în zona analizată, între 0,6MW și 3,7MW, în funcție de palierul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune al trecerii la 400kV a axului de vest – etapa 2 – realizarea LEA 400kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad

Amânarea termenului de punere în funcțiune al trecerii la 400kV a axului de vest – etapa 2 – realizarea LEA 400kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad conduce în primul rând la suprasarcini mari pe LEA 220kV d.c. Reșița – Timișoara a căror eliminare necesită reduceri semnificative ale puterii din CHE Porțile de Fier I (până la sub 200MW) și respectiv în CTE Turceni. De asemenea se evidențiază creșterea pierderilor între 14MW și 27,4MW în funcție de regimul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune al LEA 400kV Gădălin – Suceava

Amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV Gădălin – Suceava asupra zonei Ardeal (secțiunea 4) a evidențiat la creșterea pierderilor între 1,4MW și 8MW în funcție de regimul analizat.

Amânarea termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV Gădălin – Suceava asupra secțiunii 3 conduce la creșterea semnificativă a suprasarcinilor pe LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni și LEA 220 kV Gheorgheni-Fântânele, a căror eliminare necesită reduceri semnificative ale puterii evacuate din CEE. Se evidențiază și creșterea pierderilor între 2,5MW și 15MW în funcție de palierul și regimul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a LEA 400kV d.c. Stâlp – Brașov (1 circuit echipat)

Amânarea termenului de punere în funcțiune al LEA 400kV d.c. Stâlp – Brașov (1 circuit echipat) conduce la creșterea pierderilor între 0,4MW și 6MW în funcție de palierul și regimul analizat.

Necesitatea punerii în funcțiune a acestei LEA 400kV este legată de creșterea excedentului de putere generată în secțiunea S6 (centrale eoliene suplimentare, respectiv grupurile 3 și 4 de la CNE Cernavodă).

*

În ceea ce privește stațiile ce urmează a fi re tehnologizate se precizează importanța creșterii nivelului de siguranță al funcțiilor pe care le îndeplinesc aceste stații ce urmează a fi re tehnologizate și anume:

- reducerea cheltuielilor de exploatare la maxim 1%;
- tranzitul de putere
- racordarea și evacuarea puterii unei surse
- stație de transformare și siguranța alimentării zonelor de consum

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.

În anexa G – se prezintă încărcările elementelor RET în regimurile medii de bază la palierele VSI, GNV, VDV pentru orizonturile de prognoză pe termen mediu și lung.

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. nominală	Marja de variație normată
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.

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 sunt prezentate în tabelele 10.4.1 și 10.4.2:

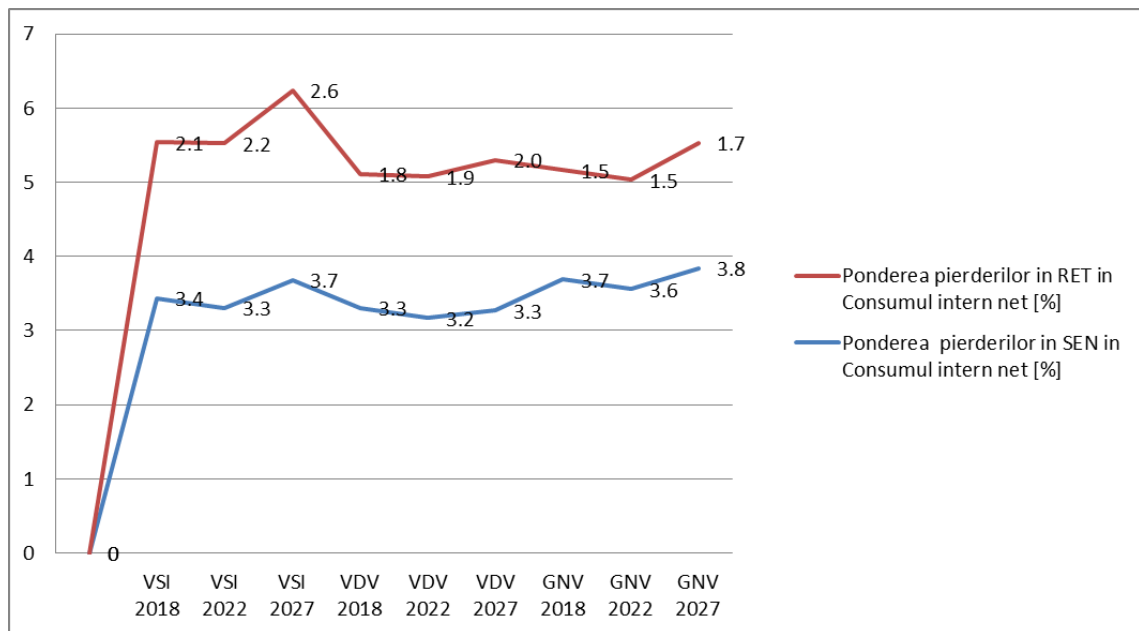
Tabelul 10.4.1- Evoluția pierderilor de putere în SEN și RET

Palier	VSI 2018		VDV 2018		GNV 2018		VSI 2022		VDV 2022		GNV 2022		VSI 2027		VDV 2027		GNV 2027	
	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]
Total	301	184	247	158	168	129	304	194	248	167	168	129	357	224	270	178	191	148

Tabelul 10.4.2 – Ponderea pierderilor de putere în RET pe elemente de rețea

Palier	VSI 2018		VDV 2018		GNV 2018		VSI 2022		VDV 2022		GNV 2022		VSI 2027		VDV 2027		GNV 2027	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Element de rețea																		
LEA 400 kV	92	50	78	49	75	58	105	54	88	53	75	58	141	63	106	60	104	70
LEA 220 kV	68	37	58	36	34	26	64	33	55	33	34	26	56	25	46	26	23	16
TR 400/110 kV	9	5	8	5	7	5	9	5	8	5	7	6	11	5	10	6	9	6
AT 400/2200 kV	5	3	5	3	5	4	6	3	6	4	5	4	6	3	6	3	5	3
AT 220/110 kV	10	5	10	6	8	6	10	5	10	6	8	6	10	5	10	6	8	5
Total pierderi în RET [MW] / [%]	184	100	158	100	129	100	194	100	167	100	129	100	224	100	178	100	148	100

Figura 10.4 - Evoluția ponderii pierderilor în consumul intern net de energie electrică



Pierderile în diferite regimuri de funcționare pot varia mult față de cele calculate pentru regimurile medii, în special ca urmare a modificării încărcării centralelor. Astfel, în intervalele cu producție mare în CEE/CFE din Dobrogea sau/și Moldova, se estimează că pierderile în RET vor crește cu circa 20 MW în 2022 și respectiv cu circa 16 MW în 2027, față de regimul mediu de bază, datorită concentrării producției departe de zonele principale de consum.

Eficiența Energetică în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare, și anume :

- *Directiva UE 32/2006;*
- *Directiva UE 27/2012;*
- *Legea 121/2014 a fost propusă pentru punerea în aplicare a Directivei 27/2012 privind eficiența energetică la utilizatorii finali și serviciile energetice;*
- *Planul National de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (P.N.A.E.E. III 2014 – 2020);*
- *Legea 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor;*

Abordarea eficienței energetice la nivelul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A are în vedere două aspecte importante și anume:

- Îmbunătățirea eficienței energetice la nivelul instalațiilor și echipamentelor din rețeaua electrică de transport
- Îmbunătățirea eficienței energetice a clădirilor din patrimoniu.

Legea 121/2014 încadrează operatorii economici în diverse categorii din punct de vedere al consumului de energie final astfel încât C.N.T.E.E. Transelectrica S.A se regăsește în categoria consumatorilor industriali cu peste 1000 tep (tone echivalent petrol), acest fapt datorându-se în cea mai mare parte consumului propriu tehnologic (CPT). Deci, practic CPT în rețeaua de transport este dat în general de distribuția de sarcină din SEN și necesitatea funcționării în condiții normale cu asigurarea continuității serviciului de transport și a calității energiei electrice.

CNTEE Transelectrica SA are în vedere accelerarea programului de modernizare și re tehnologizare a stațiilor electrice existente, prin introducerea unor sisteme pentru optimizarea consumurilor din serviciile interne, în scopul creșterii siguranței funcționării și scăderii consumului de energie electrică din stații:

- Dotarea stațiilor Transelectrica cu panouri fotovoltaice care să furnizeze o parte din energia necesară alimentării serviciilor interne (acolo unde este posibil, de regulă după re tehnologizare).
- Optimizarea alimentărilor cu energie electrică a sediilor Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).

Măsurile prevăzute în exploatare:

- debuclarea optimă a rețelelor de distribuție;
- stabilirea numărului optim de unități de transformare în funcțiune și în rezervă – cu respectarea condițiilor de siguranță – astfel încât să se reducă la minim pierderile în acestea;
 - optimizarea schemei normale pentru regimurile de gol de sarcină (ca linii și unități de transformare în funcțiune);
 - reducerea duratei lucrărilor de întreținere și reparații care necesită scoaterea de sub tensiune a instalațiilor;
 - extinderea utilizării tehnologiei de lucru sub tensiune (LST) pe linii și stații la toate nivelurile de tensiuni.

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

Termen mediu

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV, $I_3 = 22,9$ kA;
 - Portile de Fier 220 kV, $I_3 = 30,4$ kA;
 - Grozăvești 110 kV, $I_3 = 46,99$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV, $I_1 = 27,2$ kA;
 - Portile de Fier 220 kV, $I_1 = 38,3$ kA;
 - Domnești 110 kV, $I_1 = 56$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă, Constanța Nord, Medgidia Sud 400 kV, $I_{2p} = 26$ kA;
 - Portile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 37$, kA;
 - Domnești 110 kV, $I_{2p} = 53,7$ 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 în 38 de stații electrice de 110kV din zona București și în stația 110kV Medgidia Sud. Prin debuclarea rețelei și funcționare la schema normală aceste depășiri de rezolvă.

Termen lung

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:

- Cernavodă 400 kV, I3 = 28,5 kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, I3 = 30 kA;
 - Militari 110 kV, I3 = 42,7 kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
- Cernavodă 400 kV, I1 = 37 kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, I1 = 40,1 kA;
 - Domnești 110 kV, I1 = 51,9 kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pamântul se înregistrează în următoarele stații electrice:
- Cernavodă 400 kV, I2p = 36,2 kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, I2p = 39,9 kA;
 - Domnești 110 kV, I2p = 48,1 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:

- Medgidia Sud 400kV I1 = 32,2 kA, I2p = 31,5 kA
- Porțile de Fier B 220kV I1 = 40,13 kA, I2p = 40,03 kA;
- Medgidia Sud 110kV I1 = 37 kA, I2p = 37,8 kA;
- Stația 110 kV Constanța Nord I1 = 32,18 kA

De asemenea au rezultat depășiri în 40 de stații de 110kV din zona București care se rezolvă prin debrucarea rețelei și funcționare la schema normală.

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].

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen mediu, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 10.6.1.

Tabelul 10.6.1 – Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	1963
S2	Deficitar	200
S3	Excedentar	1133
S4	Deficitar	667
S5	Deficitar	321
S6	Excedentar	1454
S7	Deficitar	1247

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele 1.1 - 1.7.

10.6.2. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen lung

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen lung, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 10.6.2:

Tabelul 10.6.2 – Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen lung [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung
S1	Excedentar	1324
S2	Excedentar	943
S3	Excedentar	2460
S4	Deficitar	876
S5	Deficitar	231
S6	Excedentar	2713
S7	Deficitar	1594

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele 2.1 - 2.7.

Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice ale SEN, au fost identificate rezervele suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staționar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 10.6.3:

Tabelul 10.6.3 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secțiunile caracteristice

Secțiunea	Termen mediu		Termen lung	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	551	48	1299	326
S2	2099	1666	1886	784
S3	1684	1296	1590	900
S4	504	0	139	50
S5	380	0	891	676
S6	1103	927	1991	1209
S7	423	17	1640	1014

Cu ajutorul datelor prezentate în Tabelul 10.6.3 pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staționar mediu de bază:

În cazul funcționării în configurație de durată N:

- Pe termen mediu, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune (minim 380MW – S5 și maxim 2099MW – S2); În cazul în care centralele din zonele excedentare (ex.: delimitate de S3, S6) vor avea încărcări mai mari decât cele considerate în RMB, rezervele suplimentare

se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

– Pe termen lung, toate secțiunile caracteristice (S1 - S7) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, cea mai mică fiind pentru secțiunea S4 – 139MW, iar cea mai mare fiind pentru secțiunea S6 – 1991MW;

În cazul funcționării în configurație de durată N-1:

– Pe termen mediu, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune cu excepția secțiunilor S4 și S5; Respectarea condițiilor tehnice de funcționare (P_{adm} în secțiune) impune ca în configurație cu N-1 elemente în funcțiune, încărcarea minimă a grupurilor din secțiune să fie cel puțin cea din regimul mediu de bază pentru S4 și S5, aceste secțiuni aflându-se la limita de stabilitate în această configurație. În cazul în care centralele din zonele excedentare (ex.: delimitate de S3, S6) vor avea încărcări mai mari decât cele considerate în RMB, rezervele suplimentare se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

– Pe termen lung, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, cea mai mică fiind pentru secțiunea S4 - 50MW și cea mai mare fiind pentru secțiunea S6 – 1209MW. În cazul în care centralele din zonele excedentare (ex.: delimitate de S1, S6) vor fi mai încărcate, rezervele suplimentare se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

Evoluția limitelor de stabilitate statică și a puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN în regimul cu N elemente în funcțiune este prezentată în tabelul 10.6.4. Se poate observa că în general realizarea proiectelor de dezvoltare a RET duce la creșterea limitelor de stabilitate statică sau a puterilor maxim admisibile prin secțiunile caracteristice:

Tabelul 10.6.4

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2018	2022	2027
S1	LSS	4972	5669	7784
	$P_{max adm}$	3140	2514	2623
	Elemente noi în secțiune/în zona aferentă	-	- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița - LEA 400 kV d.c. Reșița – Pancevo - Stația 220 kV Ostrovu Mare	LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara/ Săcălaz – Arad
S2	LSS	3798	4749	4437
	$P_{max adm}$	2819	2299	2829

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2018	2022	2027
	Elemente noi in secțiune/în zona aferentă	-	<ul style="list-style-type: none"> - Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.; - Racordarea LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșite în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.; - LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp; <ul style="list-style-type: none"> - LEA Brazi Vest – Teleajen - Stâlp cu funcționare la 400 kV - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș; - Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Brazi Vest - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud – Constanța Nord; - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele; - Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu; - Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu. 	<ul style="list-style-type: none"> - LEA 400 kV Gădălin – Suceava; - LEA 400 kV d.c. Stâlp – Brașov (1 circuit echipat);
S3	LSS	3282	3280	7908
	P _{max adm}	2656	2817	3360
	Elemente noi in secțiune/	-	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp	- LEA 400 kV Gădălin – Suceava

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii <i>elemente care influențează zona aferentă secțiunii</i>	Etapa		
		2018	2022	2027
			<ul style="list-style-type: none"> - Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia - LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu cu funcționare la 400 kV - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele; - Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu; - Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș 	<ul style="list-style-type: none"> - LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat)
S4	LSS	1943	2255	1805
	P _{max adm}	1171	1171	1015
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	<ul style="list-style-type: none"> - Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele; 	- LEA 400 kV Gădălin – Suceava
S5	LSS	1459	1799	1534
	P _{max adm}	708	701	1122
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	<ul style="list-style-type: none"> - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele; 	- LEA 400 kV Gădălin – Suceava
S6	LSS	3305	3789	6316
	P _{max adm}	2728	2557	4704

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2018	2022	2027
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	<ul style="list-style-type: none"> - LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu - Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia - LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu cu funcționare la 400 kV - Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu; - Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș 	-LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat)
	LSS	3141	3742	3996
	P_{max adm}	1768	1670	3234
S7	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	<ul style="list-style-type: none"> - LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița - LEA 400 kV d.c. Reșița – Pancevo - Stația 220 kV Ostrovu Mare - Al 2-lea T 250 MVA, 400/110 kV în stația Sibiu Sud; - Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș; - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele; 	<ul style="list-style-type: none"> - LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad; - LEA 400 kV Gădălin – Suceava; - LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat);

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2018	2022	2027
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru.	

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

Pentru perspectiva de cinci și zece ani acoperită de Planul de 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 pregătită 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 200ms (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 acționările asociate unui defect pe bare eliminat corect de protecții și automatizări, de 100ms. S-a ținut seama de faptul că declanșarea prin PDB în stație este transmisă ca declanșare directă prin teleprotecție în capetele liniilor adiacente barei cu defect/refuz de declanșare ($t = 100\text{ms}$).

Analiza stabilității tranzitorii – palierul VSI - 2018

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, $P_i = 2 \times 330$ MW;
- CTE Rovinari, $P_i = 3 \times 330$ MW;
- CTE Iernut, $P_i = 2 \times 100$ MW + 2×200 MW;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 305$ MW + 1×315 MW;
- CTE Ișalnița, $P_i = 2 \times 315$ MW;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 194,4$ MW.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

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 10.7.1:

Tabelul 10.7 – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2018

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t_{stabil}	$t_{instabil}$		[ms]	[%]	
	[ms]					
Cernavodă 400 kV	389	397	100	297	75	G2
Turceni 400 kV	498	506	100	406	80	G4
Urechești 400 kV	561	569	100	469	82	G4
Porțile de Fier 400 kV	327	334	100	234	70	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV A	241	248	100	148	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV B	241	248	100	148	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Ișalnița 220 kV	209	217	100	117	54	G7
OMV Brazi 400 kV	317	327	100	227	69	G2
OMV Brazi 220 kV	519	530	100	430	91	G3
Iernut 220 kV	233	241	100	141	59	G5,G6
Iernut 400 kV	373	381	100	281	74	G5,G6

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

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 54 % în CTE Ișalnița, secția 220 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 82 % în CTE Rovinari, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, situațiile periculoase ce pot apare în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin

secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șapte secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent, $P_{8\%} = 4384$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 3328$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 2791$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1493$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1201$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 2833$ MW;
- Secțiunea S7, excedent, $P_{8\%} = 2616$ MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 524 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 160 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 510 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 160 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Analiza stabilității tranzitorii – palierul VSI – 2022

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

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

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 706,5$ MW;
- CTE Turceni, $P_i = 3 \times 330$ MW;
- CTE Rovinari, $P_i = 4 \times 330$ MW;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 285$ MW + 1×315 MW;
- CTE Ișalnița, $P_i = 2 \times 315$ MW;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 194,4$ MW.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea

stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

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 10.7.2:

Tabelul 10.7.2 – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}		[ms]	[%]	
	[ms]					
Cernavodă 400 kV	389	397	100	297	75	G2
Turceni 400 kV	358	366	100	266	73	G7
Urechești 400 kV	342	350	100	250	71	G3, G4
Porțile de Fier 400 kV	342	350	100	250	71	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV A	264	272	100	172	63	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV B	256	264	100	164	52	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Ișalnița 220 kV	225	233	100	133	57	G7
OMV Brazi 400 kV	545	553	100	453	82	G2
OMV Brazi 220 kV	313	322	100	222	68	G3

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

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 57 % în CTE Ișalnița, secția 220 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 82 % în CCC OMV Brazi, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

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

- Secțiunea S1, excedent, $P_8 \% = 5189$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_8 \% = 3386$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_8 \% = 2823$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_8 \% = 1725$ MW;

- Secțiunea S5, deficit, $P_8 \% = 1107 \text{ MW}$;
- Secțiunea S6, excedent, $P_8 \% = 3165 \text{ MW}$;
- Secțiunea S7, excedent, $P_8 \% = 2858 \text{ MW}$;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 578 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 564 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Încărcarea fiecăreia dintre secțiuni la valoarea puterii limită de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate nu prezintă risc de pierdere a stabilității grupurilor generatoare din SEN la solicitări de scurtcircuit trifazat simetric în RET.

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

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să permită 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 a între Dobrogea și Moldova;
2. culoarul E-V de legătură între Dobrogea și București + zona limitrofă;
3. culoarul E-V de legătură între Moldova și SEN spre vest.

Au fost identificate câteva proiecte posibile, a căror adecvare la scopul urmărit a fost verificată 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. (1 c.e) Smârdan – Gutinaș;

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, cu un circuit racordat în stația Gura Ialomiței și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA funcționând la 220 kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin;
- LEA 400 kV (1 c.e) Medgidia Sud – Constanța Nord;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni prin înlocuirea conductoarelor;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit.

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

Din analizele de stabilitate statică rezultă că 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 benefică 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 a alimentării consumului, unde trebuie instalate capacități suplimentare de injecția 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 fotovoltaice și amenajările hidroelectrice din zona Porțile de Fier – Reșița, este necesară întărirea rețelei de transport pe axul de vest (Porțile de Fier-Reșița- Timișoara-Arad). Ca soluții de întărire a rețelei de transport, s-au identificat ca oportune următoarele investiții:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier – Reșița;
- Stația 400 kV Reșița;
- mărirea capacității LEA 220kV d.c. Reșița-Timișoara-Arad prin trecerea la 400kV, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz;
- înlocuirea AT3 400 MVA 400/220kV, cu 500 MVA în stația Porțile de Fier.

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

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

- S-a reconfirmat necesitatea realizării a două stații de 400/110 kV, una în zona Centrală a Municipiului București (Grozăvești) pe termen mediu, iar cea de a doua în zona Filaret pe termen lung.

În cadrul analizelor de stabilitate tranzitorie, s-au căutat situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată.

Analizele de stabilitate tranzitorie nu au pus în evidență potențiale situații periculoase.

Calculul indicatorilor nodali de siguranță arată următoarele:

- Retehnologizările de stații conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse re tehnologizării. În cazul în care stația re tehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru acestea.
- Pentru stațiile re 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.

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 CNTEE Transelectrica SA 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 și introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a acesteia. PAM înglobează și menține toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță, asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea și/sau actualizarea acesteia, în funcție de necesități.

Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din CNTEE Transelectrica SA în baza *procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice*.

În activitatea de mentenanță se respectă cerințele documentelor specifice, în special:

- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 96/18.10.2017;
- Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016;
- NTE 010/2011/00 – „Regulament pentru executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110 – 750 kV”;

- Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET – NTI–TEL–R–001–2007-04;
- Planul de dezvoltare a RET;
- 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 preventivă se stabilesc corelat cu *programele de investiții (re tehnologizare / modernizare, dezvoltare)*, atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice aeriene (LEA), pe baze științifice, prin criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanță sau investiții.

În condițiile actuale de producere și consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN), luând în considerare tehnologiile utilizate sau aspecte de legislație, proprietate etc., se urmărește promovarea soluțiilor noi, de mentenanță a RET (alegerea tipului și modul de dimensionare a conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor de siguranță 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, inspectia multispectrala a LEA, etc).

Principii și obiective privind strategia de mentenanță în cadrul Transelectrica - S.A.

Modul de abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

Obiectivele activității de mentenanță

➤ *Obiectivele strategice generale:*

1. Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
2. Creșterea flexibilității în funcționare;
3. Realizarea optimizării costurilor;
4. Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței;

➤ ***Obiectivele strategice specifice*** pentru activitatea de mentenanță (derivând din cele strategice generale) sunt:

- 1.1. reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale / consecințelor acestora;
- 1.2. reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă - planificată;
- 1.3. adoptarea de soluții pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare și evitarea congestiilor;
- 1.4. creșterea calității acțiunilor de mentenanță;
- 1.5. responsabilizarea personalului operativ în ceea ce privește utilizarea sistemelor de monitorizare active;
- 1.6. implementarea managementului riscului - identificarea, analiza, evaluarea și tratarea riscurilor;
- 1.7. asigurarea și întreținerea culoarelor de siguranță LEA;

1.8. definirea de indicatori de performanță ambițioși în contractele de mentenanță și investiții (garanție și post garanție) cu efecte în ceea ce privește reducerea duratelor de remediere a neconformitatilor;

1.9. creșterea capacității de răspuns la apariția unor evenimente cu impact deosebit asupra securității și funcționării RET, inclusiv efectuarea de exerciții de simulare, instruire și testare a capabilităților Companiei.

2.1. utilizare tehnologii moderne (ex. LST, inspecții multispectrale, celule mobile, stâlpi de intervenție);

2.2. eficientizarea, programarea și execuția programului de retrageri din exploatare;

2.3. adaptarea acțiunilor de mentenanță la specificul noilor instalații și tehnologii;

3.1. optimizarea stocurilor;

3.2. proceduri de achiziții concurențiale;

3.3. introducerea tehnologiei noi;

3.4. creșterea intervalelor de efectuare a mentenanței, suplinite de acțiuni de inspecție și monitorizare;

3.5. achiziționarea serviciilor de mentenanță odată cu modernizarea și înființarea activelor critice (instalații cu tehnologie GIS, platforme informatice de proces EMS-SCADA și metering etc).

3.6. digitalizarea proceselor care asigură implementarea standardelor de management al activelor.

3.7. consolidarea parteneriatelor cu furnizorii de lucrări, soluții, produse și servicii.

4.1. creștere competențe personal adaptate progresului tehnologic;

4.2. instruire personal simultan cu acțiunile de modernizare / introducerea noilor tehnologii;

4.3. monitorizare și evaluare performanțe / competențe personal prestator.

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 planificată) și aspectele economice, după cum urmează :

1. Indicatori - KPI - tehnici:

- Indisponibilitatea accidentală și planificată a instalațiilor (trafo/AT, respectiv LEA),
- Energia nelivrată consumatorilor (intrerupta) în urma evenimentelor accidentale produse în RET,
- Timpul Mediu de Intrerupere (AIT)

2. Indicatori - KPI - economici:

- Costurile de mentenanță.

Evoluția acestor indicatori evidențiază efortul pentru realizarea obiectivelor urmărite prin activitatea de mentenanță.

Principiile strategiei de mentenanță aplicate în cadrul CNTEE „Transelectrica” - SA sunt:

- Utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- Corelarea Programului de mentenanță cu cel de investiții pe ansamblul activităților și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- Integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul integrat de calitate, mediu, securitate și sănătate ocupațională;
- Managementul stocurilor de mentenanță.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanță s-a elaborat ca normă specifică internă, Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2007-04).

Întrucât s-a evidențiat necesitatea existenței unui flux unic și transparent de date și informații privitoare la activitatea de mentenanță, care să pună la dispoziție toate datele disponibile și facilități de control al calității acestora, s-a creat o bază de date de echipamente specifică, pentru gestionarea, optimizarea și coordonarea tuturor acțiunilor de mentenanță. Inventarele ansamblurilor funcționale (AF) se întocmesc în mod ierarhizat, până la nivelul stației electrice și al celei electrice, utilizându-se și un mod de codificare ierarhizat. Sistemul de management al mentenanței este organizat pe baza acestor nomenclatoare și conține instrumentele necesare pregătirii, lansării și desfășurării acțiunilor de mentenanță, urmării cheltuielilor, gestionării aparatajului de rezervă.

De asemenea, 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 Transelectrica SA se efectuează, după caz, servicii/lucrări de mentenanță:

- **corectivă** - după detectarea defectării, incluzând toate acțiunile destinate repunerii unei instalații în starea care-i permite să-și îndeplinească funcția specificată;
- **preventivă** - profilactică, pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau degradării, urmărindu-se obținerea unui echilibru corespunzător între aceste activități, în funcție de influența diferitelor categorii de ansambluri funcționale / sisteme, instalații, structuri, componente (SISC) asupra obiectivelor propuse în cadrul RET:
 - siguranță în funcționare;
 - disponibilitate;
 - eficiență.

În cadrul programelor, serviciile / lucrările de mentenanță preventivă se încadrează pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4), care reprezintă gradul de complexitate al conținutului acestora, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori / executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii încadrate în categoria de **mentenanță minoră** (de regulă inspecții / revizii tehnice și controale periodice).

Nivelurile 3 și 4 reprezintă lucrări de **mentenanță majoră** (de regulă reparații curente și capitale).

Mentenanța **preventivă** este bazată, după caz, pe:

- **timp**, în cazul mentenanței minore, prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET) în funcție de categoria lor, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în funcție de stare, respectiv, după caz, de condițiile locale, specifice și de importanță.
- **stare**, în funcție de condiția tehnică a echipamentelor / instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

Fundamentarea programului de mentenanță se face în mod diferențiat pentru fiecare ansamblu funcțional, cu aplicarea principiilor de Mentenanță Bazată pe Fiabilitate – MBF (Reliability Centred Maintenance - RCM) - metodologie care poate servi și la orientarea unor propuneri asupra necesarului de noi investiții. În cadrul metodologiei se cuantifică și se conjugă rezultatele privind *starea tehnică* a ansamblurilor funcționale și *importanța* acestora din punct de vedere al siguranței în funcționare în cadrul SEN.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor / serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ține evidența costurilor / volumelor planificate și realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru 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 Programelor de mentenanță anuale se face parcurgând următorii pași:

- Generarea și structurarea Programului de mentenanță în conformitate cu strategia Companiei;
- Definitivarea Programului anual de retrageri din exploatare (cu luarea în considerare a serviciilor / lucrărilor în tehnologie 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. „Transelectrica”-SA;
- Derularea Programului de mentenanță la nivelul Sucursalelor de transport coordonate metodologic de către Direcția de profil din Executivul Companiei 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 respectarea Programului anual de retrageri din exploatare.

Particularitățile fiecărui proiect corespund structurii activelor pe care le deservește sub raportul mentenanței, dar se încadrează în mod unitar în strategia și conceptul de coordonare a mentenanței la nivelul CNTEE „Transelectrica”- SA.

Există și situații în care este necesară rectificarea după caz, a duratei / valorilor programului de mentenanță stabilit inițial, ca urmare a efectuării unor lucrări de mentenanță corectivă, în urma producerii unor evenimente accidentale cauzate de diverși factori, cum ar fi: apariția unor condiții meteo nefavorabile, sustrageri de elemente componente ale instalațiilor electrice degradarea fizică și morală a unor echipamente ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situații care au apărut pe parcursul derulării Programelor de mentenanță anuale și care au impus necesitatea suplimentării sau realocarea fondurilor prevăzute inițial, astfel:

- 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 apărute accidental (înlocuiri de elemente sustrase la LEA, consolidare fundații borne LEA afectate de viituri, taiere vegetație pentru întreținere culoar LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a 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.

Odată cu diversificarea surselor de energie în cadrul SEN – apariția surselor regenerabile, cu precădere a celor eoliene – s-a constituit ca o provocare găsirea de soluții alternative de mentenanță, cum ar fi lucrul sub tensiune (LST) sau inspecțiile aeriene multispectrale ale LEA.

Criteria de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră / re tehnologizare / modernizare în instalațiile existente

Volumul mare al instalațiilor care necesită lucrări de re tehnologizare / 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, motivat și de menținerea standardelor de calitate impuse de reglementările tehnice și standardele existente, respectiv de funcționarea interconectată cu sistemul european ENTSO-E.

În vederea stabilirii ordinii de prioritate a acțiunilor de re tehnologizare / modernizare și mentenanță majoră, se realizează o analiză pe baza aplicării metodologiei de MBF, ținând seama de:

- **starea tehnică a AF și componentelor acestora**, cuantificată pe baza informațiilor privind frecvența și durata indisponibilităților accidentale, evoluția parametrilor și caracteristicilor de funcționare, istoria mentenanței, costuri, etc.
- **importanța AF** din punct de vedere al asigurării siguranței / stabilității în cadrul SEN (determinată prin calcule de regimuri staționare - curenți în laturi, tensiuni în noduri -, energii nelivrate la consumatori/ blocate în centrale/ netranzitate între zone de sistem, calcule de stabilitate statică și tranzitorie, etc. precum și prin criteriile care descriu însemnătatea instalației: nivel de tensiune, asigurarea serviciilor de sistem, alimentare consumatori importanți, evacuare putere din centrale interconexiune etc.)

Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la ansamblurile funcționale și componentele acestora se planifică pe bază de stare, fundamentat prin aplicarea metodologiei de MBF. Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la categoriile de instalații / echipamente, altele decât ansamblurile funcționale (de exemplu clădiri, elemente de construcție, rezervoare, conducte, împrejmuiri etc) se planifică pe bază de timp și stare, fundamentat pe baza inspecțiilor tehnice periodice, a documentațiilor tehnice și a experienței de exploatare.

Managementul riscului

La planificarea / prioritizarea acțiunilor de mentenanță se au în vedere principii ale MR (Managementul Riscului), ținându-se seama de aspectele conjugate privind:

- comportarea în exploatare constatată pe baza înregistrării și prelucrării anuale a datelor statistice;
- starea tehnică a AF și componentelor acestora;
- importanța AF și componentelor acestora în cadrul SEN,
- riscuri ale indisponibilizărilor (probabilitate, impact) unor AF

Importanța AF se stabilește / actualizează de către UnO-DEN ori de câte ori au loc modificări esențiale în configurația SEN.

11.1.2. Programul de mentenanță al 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 și, de asemenea, așa cum s-a arătat cu privire la strategia de mentenanță, corelat cu Programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc.

Mentenanța majoră

Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2018 ÷ 2027 ține 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 funcționare a SEN, pe durata lucrărilor în stații, la nivelul standard și de a reduce costurile pentru eliminarea congestiilor în rețea. De asemenea, planificarea în același timp a mai multor lucrări în aceeași zonă a SEN conduce la necesitatea realizării de lucrări provizorii (cabluri, stâlpi de subtraversare etc.) care măresc nejustificat costul lucrărilor.

Mentenanța minoră și lucrări speciale

În afara lucrărilor de mentenanță majoră, în instalațiile RET se mai realizează programat, servicii/ lucrări de mentenanță preventivă minoră (de rutină) conform normei tehnice interne Regulament de mentenanță la instalațiile și echipamentele din cadrul RET precum și servicii / lucrări speciale, cu impact asupra securității și siguranței în funcționare a instalațiilor (în tehnologii speciale, provizorate, etc) .

Soluții tehnice moderne, inovative

Se are în vedere dezvoltarea 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 exploatare a LEA și stațiilor.

Proiectele de mentenanță majoră pentru stații electrice și liniile electrice aeriene pentru perioada 2018 ÷ 2027 sunt prezentate în tabelele 11.2 și 11.3 și respectiv în Anexele E-1 (nu se publică) și E-2 (nu se publică).

Impactul nerealizării programelor de mentenanță asupra siguranței SEN. Măsurile

La baza asigurării siguranței în funcționare a RET (SEN) stă mentenanța preventivă și corectivă minoră: inspecții și revizii tehnice, controale periodice (CP) respectiv reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT). Statistic se constată că, aceste tipuri de mentenanță se realizează fizic și valoric în proporție de circa 90%.

Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza Regulamentului de mentenanță preventivă NTI-TEL-R-001 și are ca scop preîntâmpinarea unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. În cazurile în care, din considerente de sistem, nu pot fi retrase pentru acțiuni de mentenanță preventivă anumite ansambluri funcționale, se retrag operativ altele, pe cât posibil de același tip. Acest tip de mentenanță influențează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor acțiuni de mentenanță de genul intervențiilor accidentale (IA).

În ceea ce privește mentenanța majoră (reparații curente și capitale), aceasta se realizează pe bază de contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale. În acest fel, având în vedere complexitatea și durata activităților pregătitoare necesare încheierii unor asemenea contracte, diferențele între valorile estimate programate și cele realizate pot deveni semnificative.

Printre cauzele care ar putea să conducă la nerealizări ale programelor de mentenanță majoră, se pot enumera:

- valorile adjudecate în urma procedurilor concurențiale sunt mai scăzute față de valorile estimate și programate sau valorile decontate au fost mai mici decât cele programate;
- au existat dificultăți în acordarea retragerilor din exploatare / reprogrămări ale retragerilor din exploatare ale instalațiilor, pe fondul unor situații din sistemul energetic favorabile producerii de energie din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice);
- au apărut condiții meteo nefavorabile efectuării unor lucrări (în special la LEA, la elementele de construcții din stațiile electrice de transformare);
- s-au constatat dificultăți în obținerea avizelor și autorizațiilor de la diverse entități ale statului (primărie, inspectorate, agenții, etc);
- a fost necesară reluarea proceselor (laborioase) de achiziție publică a unor contracte de reparații din cauza lipsei ofertanților.

În ceea ce privește impactul nerealizării programelor de mentenanță asupra siguranței SEN, *pe termen scurt și mediu* acesta poate fi considerat mic, dat fiind că la baza asigurării siguranței în funcționare a RET stă, în cea mai mare parte, mentenanța preventivă și corectivă minoră. În schimb, nerealizarea programelor de mentenanță majoră poate avea impact negativ semnificativ, *pe termen lung*.

În vederea creșterii procentului de realizare a mentenanței majore pot fi luate în considerare măsuri precum:

- actualizarea periodică a programelor de mentenanță cu luarea în considerare a valorilor contractate
- o mai bună corelare a retragerilor din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții
- simplificarea procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor necesare inițierii lucrărilor
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate.

Tabel 11.2 Programul lucrărilor de mentenanță majoră pentru stațiile aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA - perioada 2018-2027

Nr. Crit.	TRANSPORT - STATII	Total estimat	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
T1	TOTAL (RK Statii *)											
2	Proiecte RC statii											
3	Proiecte RK, RC Transformatoare											
4	Proiecte RK, RC Cladiri											
T2	TOTAL Mentenanta majora (RK si RC) Statii, Transformatoare, Cladiri											
5	Servicii/lucrari strategice in instalatii Statii, Trafo, Cladiri											
T3	TOTAL Mentenanta (majora si minora) Statii, Transformatoare, Cladiri											

Tabel 11.3 Programul lucrărilor de mentenanță pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA – perioada 2018 - 2027

Nr. Crt.	TRANSPORT - LEA	Total estimat	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	LEA 220 kV Gutinas - Focsani Vest											
2	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G1+2											
3	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G3+4											
4	LEA 220 kV Isalnita - Gradiste											
5	LEA 220 kV Tihau-Baia Mare 3											
6	LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo											
7	LEA 400 kV Rosiori-Gadalin											
8	LEA 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia											
9	LEA 400 (220) kV Retezat-Hasdat											
10	LEA 220 kV Lacu Sarat - Filesti											
11	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest											
12	LEA 220 kV Aref-Raureni											
13	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 1											
14	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord											
15	LEA 400 kV Roman Nord - Suceava											
16	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu											
17	LEA 400 kV CNE - Pelicanu											
18	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.2											
19	LEA 400 kV Urechesi - Domnesti											
20	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Slatina											
21	LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste											
22	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Domnesti											
23	LEA 400 kV Rosiori - Vetis											
24	LEA 400 kV Lacu Sarat - Smardan											
25	LEA 400 kV Isaccea - Smardan circ.1+2											
26	LEA 400 kV CNE - Constanta Nord											
27	LEA 400 kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat											
28	LEA 400 kV Porti de Fier - Urechesi											
29	LEA 400 kV Porti de Fier - Slatina											
30	LEA 220 kV Mintia - Alba Iulia											
31	LEA 220 kV Alba Iulia-Sugag											
32	LEA 220 kV Alba iulia - Galceag											
33	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud											
34	LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circ.1+2											
35	LEA 400 kV Tantareni-Bradul											
36	LEA 400 kV Tantareni-Urechesi											
37	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.1											
38	LEA 220 kV Aref-CHE circ.1+2											
39	LEA 220 kV Portile de Fier-Resita											
40	LEA 400 kV Mintia-Arad											
41	LEA 220 kV Mintia-Timisoara											
42	LEA 110 kV Tutora-Ungheni											
43	LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde											
44	LEA 220 kV Cluj Floresti-Tihau											
45	LEA 220 kV Rosiori-Baia Mare3											
46	LEA 400 kV Tantareni-Sibiu											
47	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 2											
48	LEA 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin 1											
49	LEA 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin 2											
50	Inspectie aeriana multispectrala din elicopter a LEA 110-750 kV											
51	Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola											
T1	Total Mentenanta majora (RK si RC) LEA											
52	Servicii/lucrari strategice in instalatii LEA											
T2	Total Mentenanta (majora si minora) LEA											

11.2. Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare și monitorizare a calitatii energiei electrice

DM-OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare și al sistemului de monitorizare a calității 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, echipamentele de monitorizare a calității energiei electrice, sistemele de monitorizare a calitatii energiei electrice, echipamentele de parametrizare.

În conformitate cu „Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET – NTI-TEL-R-001-2007-004”, la nivelul DM-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.

Pentru echipamentele și sistemele ce nu pot fi întreținute de DM-OMEPA (și care nu mai sunt în garanție) există contracte cu firme de specialitate pentru realizarea mentenanței preventive și corective (echipamentele sistemului central de management al datelor, contoarele etalon).

Se menționează că, în prezent, costurile asociate activității de mentenanță preventivă și corectivă sunt încă ridicate din cauza multiplelor intervenții locale la echipamente depășite tehnologic (contoare electromecanice) și din imposibilitatea urmăririi de la distanță a acestora. Pentru îmbunătățirea performanțelor tehnice ale acestora, CNTEE Transelectrica SA își propune înlocuirea acestor echipamente până la finalul anului 2025.

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 care reprezintă aproximativ 20% din numărul total de contoare (în cadrul proiectelor de retehnologizare 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 SA, 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 Evoluții care determină 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 pieței de electricitate, care conduc la modificări ale modului de echilibrare a balanței producție-consum, cu influență 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 aceștia 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, actualizată, 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/ rețehnologizare, numeroase echipamente au încă un grad ridicat de uzură fizică și morală, având anul de PIF înainte de 1990 (peste 20 de ani vechime) și fiind bazate pe soluții tehnologice depășite. În aceste condiții, o mare parte din instalațiile SEN trebuie reparate sau, acolo unde se justifică, rețehnologizate/ modernizate.

Spre exemplificare, se arată în tabelele de mai jos care este vechimea întreruptoarelor și unităților de transformare de putere, acestea fiind și cele mai importante echipamente primare din stațiile RET. După cum se poate observa, 1/3 din totalul întreruptoarelor (31%) și 1/2 din totalul T/AT (50%) au duratele de funcționare peste duratele normale precizate în “Catalogul privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE “Transelectrica”-SA.

Tabel 12.1 Vechime întreruptoare

Vechime (ani)	MT	110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	Total
Vechime < 18 ani	527	588	260	164		1539

Vechime (ani)	MT	110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	Total
Vechime \geq 18 ani	183	350	79	82	6	700
Total	710	938	339	246	6	2239

Tabel 12.2 Vechime Transformatoare si Autotransformatoare

Putere (MVA)	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	Total
Vechime < 24 ani	2	8		7	5	2		39	22	20	2		107
Vechime \geq 24 ani	6	25	1	18	2		1	43	9	2		1	108
Total	8	33	1	25	7	2	1	82	31	22	2	1	215

Se are în vedere înlocuirea echipamentelor vechi cu:

- aparate de comutație cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor;
- sisteme de protecții rapide, selective, cu logică flexibilă și complexă, controlabile de la distanță;
- echipamente primare compacte și nepoluante, cu impact redus asupra mediului;
- transformatoare cu pierderi în cupru și în fier reduse;
- conductoare cu limita termică admisibilă mărită, 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 pieței de electricitate.

Vor fi introduse sisteme de monitorizare a calității energiei electrice, prioritar în stațiile la care sunt racordați consumatori cu specific de funcționare potențial perturbator.

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 încărcarea 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 performanța a serviciilor de transport și de sistem și implementarea etapizată a conceptului de rețea inteligentă 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 inteligentă (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-și modifice configurația și parametrii proprii pentru a răspunde optim noilor condiții. CNTEE Transelectrica SA a demarat procesul de consolidare a strategiei privind implementarea conceptului de rețea inteligentă - Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027) [27] și Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027) [28].

12.2 Strategia de dezvoltare a RET

12.2.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2018-2027

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 funcționare a 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 scăderii prețurilor energiei electrice ca urmare a creșterii competitivității pe piețele de electricitate.

Principalele direcții de evoluție a SEN, care determină necesitatea întăririi RET în perioada 2018-2027, sunt:

- Apariția de noi capacități de producție, în special bazate pe surse regenerabile (eoliene, fotoelectrice, biomasă), o mare parte cu funcționare intermitentă și regim prioritar, 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 întărire a RET care vor permite evitarea congestiilor de rețea.

Principalele zone în care, din studiile de sistem și simulare a pieței, a rezultat necesară dezvoltarea RET, sunt prezentate în continuare.

Zona Dobrogea

Parcul de producție din zona Dobrogea cunoaște o dezvoltare accentuată. Au apărut și continuă să apară centrale electrice eoliene și 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 elemente în funcțiune.

Chiar dacă nu se vor materializa toate proiectele, 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 întărirea 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 oportună reparația capitală sau re tehnologizarea 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 întărirea “axului de vest” Porțile de Fier – Reșița – Timișoara - Săcălaz – Arad (parte a cluster-ului „România - Serbia – cunoscut sub denumirea ”Mid Continental East Corridor”)

Congestiile sunt determinate atât de evacuarea puterii din centralele fotovoltaice preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă, cât și de creșterea schimburilor și a tranzitului de energie prin zonă.

Interconexiunea cu alte sisteme

Atât istoria schimburilor în ultimii ani, cât și simulările 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 sincronă, 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 contracte de execuție/memorandumuri de înțelegere cu partenerii pentru următoarele proiecte, aflate în diferite stadii de analiză și promovare:

- Creșterea capacității de schimb pe granița cu Serbia - Realizarea celei de a doua linii de interconexiune de 400 kV cu Serbia (LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo) - parte a cluster-ului „România - Serbia – cunoscut sub denumirea ”Mid Continental East Corridor”.

Pentru construirea LEA 400 kV pe teritoriul României, a fost semnat contractul de execuție C 212/04.06.2014, între CNTEE Transelectrica SA și SC Electromontaj SA Bucuresti. Din cauza întârzierii semnificative în obținerea HG pentru scoaterea definitivă din fondul forestier a suprafeței de 0,2873 ha și ocuparea temporară a terenului în suprafață de 51,6499 ha necesară realizării obiectivului de investiții, executantul nu poate să intre la lucrări în zonele împădurite și la acest moment s-a semnat un act adițional la contractul de execuție pentru decalarea termenului de finalizare la 31.03.2018.

În prezent lucrările sunt în curs de execuție. Din cei 206 stâlpi, un nr. de 203 stâlpi au fost ridicați pe fundație. Au fost realizate 206 fundații.

- Creșterea capacității de schimb pe granița cu Bulgaria:
Pe teritoriul României au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport :
 - PCI „Grupul Bulgaria–România, creșterea capacității”, cunoscut sub denumirea „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței.
- Creșterea capacității de schimb de energie electrică cu Republica Moldova:
 - Până la întrunirea condițiilor pentru contractarea unui studiu comun care să analizeze regimurile de funcționare pe ansamblul sistemelor electroenergetice ale României și Republicii Moldova, având la bază ipoteze convenite de părți, privind nivelul exportului și modul de rezervare în cazul unor indisponibilități în rețea, CNTEE

Transelectrica SA a inițiat un studiu preliminar, care a fost elaborat de Tractebel Engineering S.A.

Au fost analizate următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor stații “back to back” situate pe teritoriul Republicii Moldova și anume: LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM); LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (RM) – pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate; și LEA 400 kV Iași (RO) - Ungheni (RM) – pentru care există variante alternative privind stațiile de capăt, atât în România (ex: Iași/Munteni) cât și în Republica Moldova (ex: Chișinău/Strășeni) și întărirea rețelei interne RET care să conecteze linia cu rețeaua de transport existentă.

Studiul nu a avut în vedere costurile și duratele necesare pentru realizarea întăririlor de rețea pe teritoriul Republicii Moldova.

- În anul 2016 Ministerul Economiei din Republica Moldova prin OTS Moldelectrica a lansat realizarea unui studiu de fezabilitate finanțat de BERD („*Interconectarea sistemelor electroenergetice dintre România și Moldova*”). Licitația a fost câștigată de către ISPE SA București. Studiul de fezabilitate a analizat toate cele trei proiecte propuse de interconectare:
 - LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM) - Chișinău simplu circuit, stație Back to Back la Vulcănești,
 - LEA 400 kV Suceava (RO) –Bălți (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Bălți,
 - LEA 400 kV Iași (RO) – Ungheni- Strășeni (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Strășeni.

Ca proiect prioritar este recomandat proiectul de interconectare prin stație Back to Back la Vulcănești și LEA 400kV Vulcănești - Chișinău.

Studiul de fezabilitate pentru stație Back to Back la Vulcănești și LEA 400 kV Vulcănești – Chișinău a arătat că proiectul este fezabil din punct de vedere tehnic și economic. Acest studiu a fost prezentat la Chișinău în 2016 și 2017. Partea moldovenească a estimat că proiectul se va finaliza în anul 2022.

Specialiștii din Transelectrica au colaborat cu specialiștii din Moldelectrica și cu cei de la ISPE pentru stabilirea lucrărilor și echipamentelor necesare pe teritoriul României și pentru specificarea acestora în cadrul studiului de fezabilitate. Pe teritoriul României vor fi necesare lucrări de instalare fibră optică pe linia electrică existentă 400kV Isaccea (RO) - Vulcănești (MD) până la graniță, instalare protecții și teleprotecții în stația Isaccea, integrare în regulatorul frecvență-putere a datelor achiziționate din stația Isaccea pentru linia de interconexiune, etc. Aceste lucrări vor fi realizate de CNTEE Transelectrica SA și se vor corela cu proiectul de rețehnologizare a stației 400 kV Isaccea.

- De asemenea, Ministerul Economiei din Republica Moldova prin Banca Mondială a lansat un nou studiu de fezabilitate „*Studiu de analiza pentru interconexiunea sistemului energetic din Moldova*” realizat de EKC Serbia, în care s-au analizat aceleași trei proiecte de interconexiune. În urma studiului a rezultat că cea mai bună soluție de interconetare asincronă este LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM) - Chișinău simplu circuit, stație Back to Back la Vulcănești.
- LEA 400 kV Suceava (RO) –Bălți (RM) – pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate.

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.

S-a analizat creșterea siguranței în funcționare a RET în zona Argeș - Vâlcea fie prin întărirea racordării zonei la RET și/sau prin măsuri de reconductorare și reconfigurare a rețelei de distribuție din zonă.

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).

Ținând seama de estimările de creștere a consumului și intențiile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de întărire a 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 limitrofă;
- nordul Transilvaniei;
- zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecții din RET.

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 cu modificările și completările ulterioare, 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 întăriri 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 fără 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 potențiali 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 finanțării, 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.

Timpul necesar construcției unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi. Aceasta face necesară începerea construcției liniilor înainte de demararea investiției utilizatorului, introducând un element important de risc pentru Transelectrica S.A.

Pentru a crește gradul de încredere al prognozei pe care se bazează Planul de 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, CNTEE 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 [4] cu impact major asupra RET:

- Punerea în funcțiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de:
 - 3400 MW până în 2022 și 3600 MW până în 2027 în Scenariul de Referință;
 - 3500 MW până în 2022 și 4000 MW până în 2027 în Scenariul verde;
- Punerea în funcțiune a unor centrale fotovoltaice (solare) însumând o putere instalată de:
 - 1500 MW până în 2022 și 1600 MW până în 2027 în Scenariul de Referință;
 - 1500 MW până în 2022 și 2000 MW până în 2027 în Scenariul verde;
- Punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, menționată în documentele privind Strategia Energetică a Guvernului; Strategia prevede realizarea a două reactoare noi, în condiții de eficiență economică și de respectare a condiționalităților tehnice și de mediu convenite la nivel european.

O dificultate nouă privind analiza regimurilor de funcționare ale RET, apărută în ultimii ani, este instalarea unui volum important de putere în centrale eoliene și fotovoltaice, a căror disponibilitate este aleatorie, în funcție de viteza vântului și radiația solară.

În contextul prezentat mai sus, pentru a stabili necesitățile de dezvoltare a RET, CNTEE Transelectrica SA a analizat mai multe scenarii privind apariția în timp a centralelor noi, asociate cu diferite scenarii încărcare a grupurilor pentru acoperirea sarcinii și cu mai multe scenarii de export.

Deoarece, toate proiectele sus-menționate conduc la o creștere a producției în zona Dobrogea cu 1450MW în anul 2027 față de 2018 în scenariul de referință și cu 1520 MW în 2027 față de 2018 în scenariul "verde", 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 10).

Din analizele efectuate de CNTEE Transelectrica SA și consultanți (menționăm contribuția semnificativă a ISPE S.A. și TRACTEBEL ENGINEERING S.A.), a rezultat necesitatea unor întăriri 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.

Menționăm că proiectele rezultate ca fiind necesare pentru evacuarea puterii din zona Dobrogea rămân valabile în cazul în care evoluția parcului de centrale din zonă se va dovedi în viitor a fi diferită de cea analizată și anume în cazul în care nu se vor construi grupurile 3 și 4 la CNE Cernavodă dar va crește puterea instalată în CEE mult peste estimările făcute la realizarea studiilor de sistem ce au stat la baza întocmirii acestui Plan de Dezvoltare.

În ceea ce privește oportunitățile de racordare a utilizatorilor la RET, rezervele determinate pentru fiecare din secțiunile caracteristice ale SEN (cap. 10.6.2) 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

Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2018 față de ediția anterioară 2016

În perioada scursă de la aprobarea Planului de dezvoltare anterior, s-au finalizat următoarele proiecte:

❖ **Retehnologizare/modernizare RET:**

- *Retehnologizare stația 220; 110/20 kV Câmpia Turzii;*
- *Modernizare stația 220/110 kV Tihău – echipament primar;*
- *Modernizarea sistemului comandă control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetis;*
- *Modernizare sistem SCADA în stația 400/110 kV Constanța Nord;*
- *Înlocuiri AT și T în stații – etapa 2 – faza 1:*
 - *Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Ungheni*
 - *Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Răureni*
 - *Înlocuire T2 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Grădiște*
 - *Înlocuire T1 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Gheorgheni*
 - *Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110 kV Craiova Nord*
 - *Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110 kV Pestiș*
 - *Înlocuire T1 - 16 MVA și T2 10 MVA din stația 220/110/20 kV Vetis*

❖ **Siguranța alimentării consumului:**

- *Inlocuirea trafo T3 și T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110 / (20)10 kV, 40 MVA în stația electrică Fundeni;*

❖ **Integrarea producției din centrale – alte zone:**

- *Reconductorare LEA 220 kV Ișalnița - Craiova (circuitul 1);*

În actuala ediție a Planului de dezvoltare s-au introdus următoarele proiecte noi de investiții:

❖ **Retehnologizare/modernizare RET:**

- *Modernizare stația 220/110/20 kV Vetiş – echipament primar*

Necesitatea și oportunitatea investițiilor în stația 220/110/20 kV Vetiş a rezultat din faptul că acesta nu își mai poate desfășura activitatea în condiții normale, exploatarea și mentenanța majorității echipamentelor din dotare fiind dificilă, determinată de performanțe slabe și starea tehnică a acestora, aflată la nivelul anilor 1980. Pe parcursul exploatării stației au rezultat o serie de disfuncționalități care au condus la cheltuieli ridicate și performanțe scăzute din punct de vedere tehnic.

- *Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN*

În prezent, echipamentul existent este considerat uzat fizic și moral și cu o siguranță limitată în funcționare. Modernizarea electroalimentării la sediile UNO-DEN este importantă pentru menținerea la parametri funcționali ai instalațiilor de conducere a SEN, pentru a răspunde cerințelor actuale de siguranță în funcționare a Sistemului Energetic Național, rezultând astfel creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice și creșterea siguranței în deservirea utilizatorilor rețelei electrice de transport.

- *Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV*

În prezent există în cadrul CNTEE Transelectrica SA un număr mare de proiecte de investiții majore care, pentru realizarea lor, necesită utilizarea de celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV. Aceste celule mobile se utilizează pe parcursul lucrărilor de investiții, pentru realizarea unor provizorate care sunt necesare având în vedere condițiile de spațiu insuficient uneori pentru realizarea în condiții de securitatea muncii a lucrărilor sau în cazul în care condițiile de retragere din exploatare a echipamentelor nu permit retrageri din exploatare pe durate lungi și se poate asigura astfel o creștere a siguranței în funcționare a SEN.

- *Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu*

Necesitatea acestui obiectiv de investiții a rezultat ca urmare a provocărilor noi la care este supus SEN și anume:

- Dezvoltarea centrelor de consum în afara zonelor de producție, SEN cuprinzând din punct de vedere al balanței producție – consum atât zone puternic deficitare, cât și zone puternic excedentare. De asemenea, sursele de producție în SEN sunt repartizate dezechilibrat între jumătatea de nord și cea de sud a țării, aproximativ 80 % din producția de energie electrică regăsindu-se în partea de sud;
- Intensificarea schimburilor transfrontaliere conduce la apariția de circulații de putere paralele între sistemele electroenergetice sincrone din ENTSO – E și variații rapide de sold import/ export;
- Integrarea producției foarte mari de energie electrică din surse regenerabile (4535 MW putere instalată la 31.12.2017 în centrale electrice eoliene, fotovoltaice și pe biomasă) și concentrarea producției din centralele electrice eoliene în zona de sud – est a SEN (aproximativ 80% din puterea instalată de 3030 MW în centralele electrice

eoliene la 31.12.2017), determină modificarea fluxurilor de putere în intervale scurte de timp.

Aceste provocări necesită un reglaj rapid al nivelului de tensiune și adecvat regimului respectiv de funcționare al SEN. Introducerea mijloacelor moderne de compensare a puterii reactive, capabile să regleze tensiunea în noduri de rețea reprezintă un mijloc foarte bun de a îmbunătăți profilul tensiunii și limita de stabilitate de tensiune a sistemului datorită răspunsului foarte rapid, cu reglaj fin al puterii reactive al acestor echipamente, la modificarea stării de funcționare a sistemului.

- *Înlocuire 3 unități BC 100 MVAR 400 kV în stațiile Arad, Smârdan și București Sud și Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații*

❖ ***Siguranța alimentării consumului:***

- *Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier*

Deoarece pe parcursul exploatării autotransformatorului AT3 au rezultat o serie de disfuncționalități, care au condus la cheltuieli ridicate de mentenanță corectivă (RC, IA, LS) și performanțe tehnice scăzute, prin acțiunea de înlocuire se creează premisele reducerii costurilor de mentenanță și se asigură monitorizarea. Având în vedere și uzura fizică și morală avansată, vârsta de 40 de ani a unității principale și de 34 de ani a unității de reglaj, care au depășit cu mult durată normală de funcționare și că o reparare în atelier specializat nu se justifică din cauza numărului mare de componente ce trebuie înlocuite, s-a considerat necesară înlocuirea AT-ului 400/400/160 MVA cu unul nou 500/500/80 MVA care să funcționeze în condiții normale.

- *Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea statiei 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV*

Necesitatea creșterii nivelului de siguranță în funcționare a zonei de rețea Argeș - Vâlcea a fost identificată prin studiul dedicat "Studiu privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea" [29] și prin raportul de analiză a incidentului care a avut loc în data de 01.06.2016, când evenimentele accidentale care au avut loc în Stația 220 kV Bradu au condus la rămânerea fără tensiune a stațiilor 220/110 kV Stupărei, 220/110 kV Râureni și 220/110/20 kV Arefu, 20 stații aparținând CEZ Distribuție SA, una stație 220 kV și 23 stații 110 kV aparținând Hidroelectrică SA, 1 stație 110 kV aparținând CET Govora și 3 stații 110 kV de consumator Oltchim să - Vâlcea, CIECH Sodă România să - Govora și CIMUS - Câmpulung (fiind afectate județele Vâlcea - integral și Argeș - jumătatea de nord).

❖ ***Integrarea producției din SRE și centrale noi – Dobrogea și Moldova:***

- *Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit*

În cadrul regimurilor analizate în "Studiul privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2018-2022-2027)" [14] a rezultat că dublarea legăturii între stațiile Isaccea și Tulcea este oportună, aceasta eliminând riscul unor încărcări foarte mari a LEA 400kV Isaccea - Tulcea Vest existentă și a LEA 400kV Constanța Nord – Tariverde.

Față de ediția aprobată a Planului în actuala ediție au fost excluse următoarele proiecte de investiții:

- **Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c București Sud – Fundeni**
Având în vedere reducerea numărului de utilizatori care solicită racordarea la rețeaua electrică a unui loc consum și/sau de producere nou, multe din solicitările de racordare nu au fost finalizate (de exemplu racordarea CHPP UNIEL 120 MW, CEE Platonești 136 MW, CEE Giurgeni 300 MW), sau au fost realizate la capacități mai mici nu se mai justifică necesitatea și oportunitatea realizării obiectivului de investiții ”Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c București Sud-Fundeni”. Anularea acestei investiții din Planul de investiții CNTEE Transelectrica SA a fost aprobată de Directoratul Transelectrica prin Nota justificativă nr.40235/30.10.2017.
- **Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru**
În cadrul regimurilor analizate în ”Studiul privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2018-2022-2027)”[14] a rezultat că nu se consideră necesară reconducerea LEA 220kV Stejaru – Dumbrava. Această LEA s-a încărcat în regimurile cu N – 1 elemente în funcțiune până la 72,5% la deconectarea LEA 400kV Sibiu Sud – Iernut, în regimul de dimensionare din etapa 2022 pentru secțiunea excedentară S3, palier VDV, considerând secțiunea S3 încărcată la maxim cu 90%Pinst în centrale eoliene.

În Anexa F-3 se prezintă o analiză comparativă a proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – ediția 2018 față de ediția anterioară a Planului aprobat, în care sunt prezentate informații specifice fiecărui proiect referitor la următoarele aspecte: stadiul implementării, etapa de realizare a fiecărui proiect, motivele eventualelor întâzieri ale punerii în funcțiune față de perioada programată.

Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018 - 2027

Pentru a păstra adecvarea rețelei astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată 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.

❖ Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

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.

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

În următorii zece ani, 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/modernizare aflate în derulare :

- Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației 400/220/110/10 kV București Sud - înlocuire echipament 10 kV;
- Retehnologizare stația 400/220/110/20 kV Bradu;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Turnu Severin Est;
- Modernizare stația 110 kV și 20 kV Suceava;
- Retehnologizare stația 400/110/20 kV Domnești;
- Înlocuiri AT și T în stații – etapa 2 – faza 2.
- Retehnologizare stația 220/110/20 kV Ungheni;
- Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni;
- Modernizare stația 400/110/10 kV Cluj Est;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Dumbrava;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova;
- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa I) - eliminarea unor strangulări, prin aducerea capacității racordurilor în Isaccea ale LEA 400 kV Varna și Dobrudja la capacitatea liniilor respective și înlocuirea bobinelor de reactanță;
- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Modernizare sistem comandă control protecție al stației 220/110/20 kV Sărdănești;

Proiecte de re tehnologizare/modernizare a stațiilor aflate în procedură de achiziție/proiectare:

- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Electrică Hunedoara;
- Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Craiova Nord;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat;
- Modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și re tehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru;
- Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Drăgănești Olt;
- Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;

Sunt prevăzute, de asemenea, proiectele pentru care nu s-a demarat procedura de achiziție/proiectare:

- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II)
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Alba Iulia;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Dârste;
- Înlocuiri AT și T în stații – etapa 3:
 - AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2);
 - AT 220/110 kV 100 MVA Tihău;
 - Trafo2 110/20 kV 40 MVA în stația Tg.Jiu Nord și Trafo2 110/10 kV 40 MVA în stația Cluj Est ;
 - Trafo 110/20 kV 25 MVA: T1 și T2 în stația Cluj Florești, T2 în stația Sălaj, T2 în stația Câmpia Turzii, T1 în stația Turnu Severin Est;
 - Trafo 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est;
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 220/110 kV Calafat, 220/110/20 kV Fântânele, 400 kV Cernavodă, 220/110/10 kV Fundeni, 220/110 kV Paroșeni, 400 kV Țânțăreni, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400/220/110kV/MT Urechești, 400 kV Nădab, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 400/220/110 kV București Sud, 220/110 kV Turnu Măgurele, 220/110/20 kV Gheorgheni, 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Târgoviște, 400/110/20 kV Oradea Sud, 220/110 kV Pestiș.

❖ Cresterea capacității de interconexiune transfrontaliere

- *Cresterea capacității de schimb pe interfața de vest a României* sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Comisia Europeană a introdus pe cea de a treia listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul România–Serbia, între Reșița și Pancevo”, cunoscut sub denumirea „Mid Continental East corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
 - LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
 - trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița –Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Aceste proiecte vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția N- S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

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

- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud – Nădab - Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab
- *Creșterea capacității de schimb pe interfața de sud a României* (granița cu Bulgaria) *pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum și stocare* sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:

Având în vedere contribuția semnificativă, prin creșterea capacității de interconexiune dintre România și Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic, Comisia Europeană a introdus pe cea de a treia listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul Bulgaria–România, creșterea capacității”, cunoscut sub denumirea „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței.

- *Pentru creșterea capacității de schimb pe interfața cu Republica Moldova:*

S-au analizat dar **fără a fi însă planificate ca și dezvoltări ulterioare** următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor stații “back to back” situate pe teritoriul Republicii Moldova și anume:

- LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM) – Chișinău (RM);
- LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (RM); Utilizarea acestui proiect la capacitate maximă este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava – Gădălin, inclusă în Plan.

❖ Creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat și integrarea în sistem a puterii generate din SRE și alte surse în Dobrogea

Pentru a întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului, au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport.

- Racord intrare – ieșire LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud;
- Extinderea stației de 400/110 kV Medgidia Sud și re tehnologizarea stației de 110 kV, pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin – Suceava;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlpu – Brașov;
- Trecerea la tensiunea de funcționare 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen – Stâlpu (construită pentru 400 kV), inclusiv construcția stațiilor de 400 kV Stâlpu și Teleajen;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Medgidia Sud – Constanța Nord;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin;
- Recondutorarea 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.
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit.

❖ **Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale**

Sunt programate următoarele lucrări:

- 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, și a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate.

❖ **Siguranța alimentării consumului din zone deficitare**

- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV, 250 MVA în stația 400/220/110/20 kV 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 țării, în lipsa unei puteri instalate suficiente în centralele din zonă;
- Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea – prin realizarea unei stații noi 400 kV Arefu, 1AT 400/220 kV 400 MVA și racord în LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud printr-o LEA 400 kV d.c. de aproximativ 0,05 km.

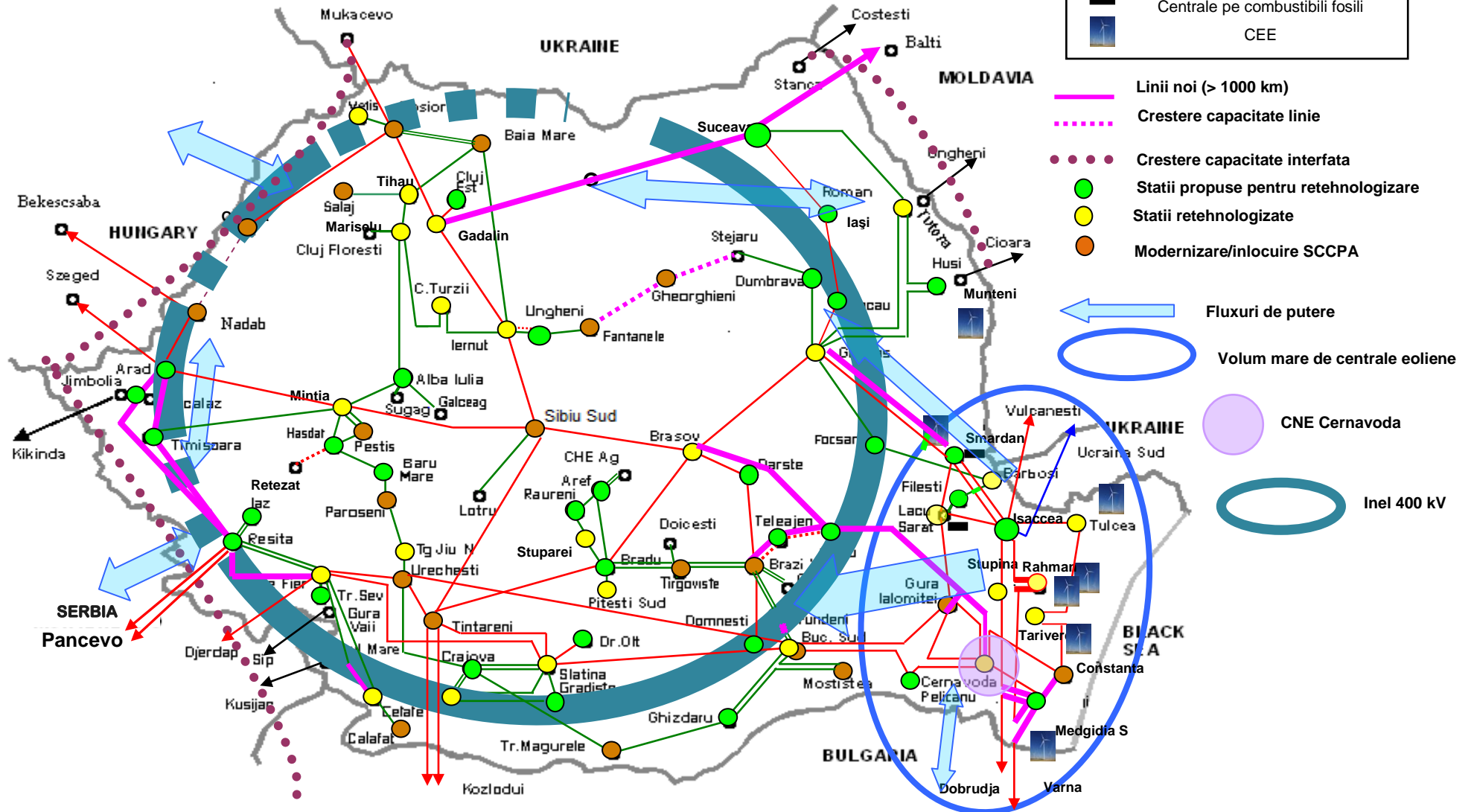
O situație specială există în rețeaua de alimentare a municipiului București. Evoluția prognozată a consumului conduce la necesitatea realizării unei stații de 400/110 kV în centrul de consum al Municipiului București, pentru creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică. Pentru includerea 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 inclusă 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 anunțată 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 2018 - 2027, iar în Tabelul 12 este prezentată etapizarea acestor lucrări. Eșalonarea anuală estimată a cheltuielilor este detaliată în Anexa F-2 (nu se publică).

Fig.12-Necesități dezvoltare RET – 2018-2027



Tabelul 12 – Eșalonarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor de investiții – perioada 2018-2027

SECȚIUNEA I - Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de investiții - perioada 2018 - 2027														
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	Valoare estimată	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total 2018-2027
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE													
1	Marirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - înlocuire echipament 10 kV (Lot I-II)	N												
2	Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	N												
3	Retehnologizare stația 220/110 kV Turmu Severin Est	N												
4	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	N												
5	Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești	N												
6	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care: faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 și 25 MVA) faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	N												
7	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3) 6 AT & 8 T													
8	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	N												
9	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	N												
10	Modernizare stația electrică 220/110 kV Raureni	N												
11	Modernizare stația 400/110 kV Cluj Est	N												
12	Modernizare stația 220 / 110 kV Dumbrava	N												
13	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N												
14	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	N												
15	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Baru Mare	N												
16	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	N												
17	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	N												
18	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	N												
19	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	N												
20	Modernizare stația 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	N												
21	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 / 110 kV/MT	N												
22	Retehnologizare stația 400/110 kV Darste	N												
23	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	N												
24	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacau Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	N												
25	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - înlocuire 2 BC, celule af. și celula LEA 400 kV Stupina)	N												
26	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare stație 400 kV)	N												
27	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	N												
28	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	N												
29	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220 / 110 / 20 kV Sărdănești	N												
30	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	N												
31	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Drăgănești-Olt	N												
32	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Gradiste	N												
33	Modernizare stația 220/110/20 kV Vețiș - echipament primar	N												
34	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele	N												
35	Modernizare stație 220/110 kV Calafat	N												
36	Modernizare SCADA în stația 400/110/20 kV Oradea Sud	N												
37	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220 kV Rosiori	N												
38	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Salaș	N												
39	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Baia Mare 3	N												
40	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Cluj Florești	N												
41	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Tântăreni	N												
42	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV/MT Urechești	N												
43	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Paroseni	N												
44	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Pestis	N												

F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE																		
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa I: Extindere statie 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Portile de Fier - Resita; statia 400 kV Resita	E																	
1.1	LEA 400 kV Portile de Fier - Resita	E																	
1.2	Statia 400 kV Resita	E																	
1.3	Extindere statie 400 kV Portile de Fier	E																	
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz + statia 400 kV Timisoara + statia 110 kV Timisoara	E																	
2.1	Retehnologizare statia 110 kV Timisoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Statia 400 kV Timisoara	E																	
2.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz	E																	
3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad + statia 400/110 kV Sacalaz + extindere statia 400 Arad	E																	
3.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad	E																	
3.2	Statia 400 kV Sacalaz si re tehnologizare statia 110 kV Sacalaz	E																	
3.3	Extindere statie 400 kV Arad si re tehnologizare statia de 110 kV Arad	E																	
4	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (linie nouă)	E																	
5	LEA 400 kV d.c. (1.c.e) Gutinas - Smardan	E																	
6	Extinderea stației 400 kV Cernavodă, et. II: racordare linii noi	E																	
7	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie nouă)	E																	
8	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomitei cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlpu	E																	
9	Statia 400 kV Stalpu (statie nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	E																	
10	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	E																	
11	LEA 400 kV s.c. Suceava - Bălți (LEA nouă - pentru portiunea de pe teritoriul Romaniei)*	E																	
12	LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab	E																	
G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA + Inlocuire componente suport ale platformei piata de echilibrare	N																	
H	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piata angro	N																	
J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ȘI TELECOMUNICAȚII	N																	
K	INFRASTRUCTURA CRITICA	N																	
L	ALTE CHELTUIELI DE INVESTITII																		
TOTAL SECTIUNEA I																			

*) estimarea anuala a lucrarilor si cheltuielilor se va face numai dupa aprobarea oficiala a finantarii de catre Republica Moldova

SECTIUNEA II - Investitii care nu sunt incluse in Plan; se vor include in functie de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul partilor interesate																
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	Valoare estimata	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total 2018-2027		
II a	TOTAL - Investitii pt. racordare CHEAP Tarnita															
1	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Mintia	N														
2	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Gadalin	N														
3	Statie 400 kV Tarnita	N														
II b	TOTAL - Investitii pt. alimentare Municipiului Bucuresti															
1	Statia Grozavesti 400 kV (statie noua)	N														
2	LEC 400 kV s.c. Domnesti - Grozavesti (linie noua)	N														
3	LEC 400 kV s.c. Bucuresti Sud-Grozavesti (linie noua)	N														
4	Statia Filaret 400 kV (statie noua)	N														
5	Racord 400 kV d.c. statia Filaret la LEC Grozavesti - Bucuresti Sud	N														
II c	Creșterea capacității de transport a axei 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hășdat - Mintia	N														
II d	Sediu nou CNTEE "Transelectrica" SA	N														
TOTAL Sectiunea II																
TOTAL Sectiunea I + Sectiunea II																

12.2.4 Estimarea indicatorilor de beneficiu specifici pentru proiectele RET

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2017 studiul „Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET” [23] în care se vor evalua beneficiile proiectelor de investiții din categoriile „Siguranța alimentării consumului”, „Integrarea producției din centrale noi în Dobrogea și Moldova”, „Integrare producție din centrale – alte zone” și „Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE”. În prezent, studiul este în curs de elaborare.

Indicatorii de beneficiu cuprinși în metodologia „ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” [22] sunt definiți după cum urmează, mai jos.

B1. Creșterea siguranței în alimentare: este abilitatea sistemului electroenergetic de a asigura o alimentare adecvată și sigură cu energie electrică în condiții obișnuite, într-o zonă de analiză anume. Conturul zonei poate fi definit de o serie de noduri de rețea ale unei subzone/regiuni de consum sau a unei arii semi-izolate.

Indicatorul B1 măsoară îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică (Security of Supply – SoS) pe care o aduce dezvoltarea proiectului, comparativ cu situația în care proiectul nu este implementat. B1 se calculează prin intermediu indicatorilor energia așteptată a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied - EENS) sau durata așteptată a pierderii sarcinii (Loss of Load Expectation - LOLE). B1 se poate exprima valoric prin intermediul valorii energiei nelivrate (Value of Lost Load - VOLL).

B2. Bunăstarea socio - economică: sau integrarea pieței, se caracterizează prin abilitatea sistemului electroenergetic de a reduce congestiile și de a oferi capacitatea adecvată de transfer a rețelei (GTC) astfel încât pe piețele de energie electrică să se poată tranzacționa energia electrică într-o manieră eficientă economic.

B2 se poate determina prin două metode/abordări: metoda a costului de generare, respectiv metoda surplusurilor. Indiferent de abordarea aleasă, B2 se calculează ca diferență între situația cu dezvoltarea proiectului respectiv, comparativ cu situația în care proiectul nu este implementat.

B3. Integrarea surselor regenerabile de energie (SRE): sprijinul pentru integrarea surselor regenerabile de energie (SRE) se definește ca fiind abilitatea sistemului electroenergetic de a permite racordarea unor noi centrale SRE și de a debloca producția "verde" existentă și viitoare. De asemenea, se consideră creșterea capacității de transfer a energiei verzi din secțiunea de analiză către secțiunile învecinate.

B4. Variația pierderilor (eficiență energetică) se caracterizează prin evoluția pierderilor din sistem. Este un indicator al eficienței energetice și este corelat cu B2. La același nivel al producției/consumului/transferului între zone, dezvoltarea proiectului conduce la reducerea pierderilor.

Anumite proiecte pot conduce de asemenea la o distribuție mai eficientă a circulațiilor de puteri care scurtează distanța dintre producție și consum, cu rezultatul unor pierderi în rețea mai reduse.

B5. Variația emisiilor de CO₂ se caracterizează prin evoluția emisiilor de CO₂ din sistemul electroenergetic. Este o consecință a surselor regenerabile de energie (deblocarea producției cu conținut redus de carbon), care în situația cu proiect modifică mix-ul energetic prin creșterea ponderii energiei verzi care se produce/consumă la nivelul întregului sistem.

Toți indicatorii menționați mai sus se calculează ca diferență între situația cu dezvoltarea proiectului respectiv, comparativ cu situația în care proiectul nu este implementat.

B6. Reziliența tehnică/siguranța sistemului este capacitatea unui sistem de a rezista condițiilor extreme sistemului. Estimarea cantitativă a rezilienței se realizează prin intermediul unor Key Performance Indicators – KPI. Indicatorii-cheie de performanță examinează comparativ în situațiile cu și fără proiect respectarea criteriilor de funcționare stabilă în condițiile indisponibilității surselor / elementelor de rețea aflate în regim de mentenanță (R1), a pierderii consumului (R2) și a variației tensiunii (R3).

B7. Flexibilitatea este capacitatea de consolidare propusă de a fi adecvată în diferite căi de dezvoltare sau scenarii viitoare posibile, inclusiv comerțul de servicii de echilibrare.

Pentru stabilirea impactului proiectului asupra societății sunt definiți următorii indicatori:

S.1. Impactul de mediu caracterizează impactul proiectului evaluat prin studii preliminare și își propune să ofere o măsură a sensibilității de mediu asociate proiectului.

S.2. Impactul social caracterizează impactul proiectului asupra populației (local) care este afectată de proiect așa cum a fost evaluat prin studii preliminare și își propune să ofere o măsură a sensibilității sociale asociate proiectului.

GTC. Capacitatea de transfer a rețelei (GTC) reflectă abilitatea rețelei de a transporta energie peste o graniță sau secțiune de rețea. GTC se calculează proiectul analizat, cu și fără acest proiect.

În Anexa F-4 sunt prezentate sintetic valorile obținute din prima fază a studiului în care s-au evaluat proiecte de dezvoltare a RET la etapa de timp cea mai apropiată de termenul de punere în funcțiune, urmând ca în faza a 2-a să se evalueze proiectele la etapa de perspectivă 2027.

12.2.5 Soluții tehnice promovate prioritar

Se promovează prioritar următoarele soluții tehnice:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial în funcție de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul pe termen lung asupra mediului;
- Stațiile electrice vor fi proiectate cu scheme flexibile, cu dublu sistem de bare sau 1,5 – 2 întrerupătoare 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 CNTEE Transelectrica SA 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 control protecție și automatizare și dotările necesare pentru asigurarea telecomandării.

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 mărită.

Se va continua procesul de dotare a RET cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă (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 depășește 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 – 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 descrisă 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 – 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 operativă prin dispecer EMS/SCADA – 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 operativă (dispecer). Finalizarea re tehnologizării stațiilor și implicit a implementării sistemelor de comandă-control din stații (micro-SCADA) va conduce la o integrarea și funcționalitatea integrală a sistemului EMS/SCADA – DEN. Sistemele micro-SCADA, introduse în stațiile re tehnologizate, sunt implementate în tehnologie redundantă, cu inele de fibră optică realizate local în interiorul stațiilor, liniile de comunicație folosite de traductori fiind de asemenea redundante și asigurând interfațarea 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 60870-5-101 ”Transmission Protocols - companion standards especially for basic telecontrol tasks” și apoi prin trecerea la protocolul IEC 60870-5-104 ”Transmission Protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles”.

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 – în special centralele electrice eoline 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 – conduce la necesitatea de acțiuni complexe de integrare a acestor centrale în sistemul EMS/SCADA – DEN, atât ca surse dispencerizabile 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 strânse 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-zilnică. 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 sistemul EMS/SCADA – DEN la nivelul său 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 CNTEE Transelectrica SA 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 CNTEE Transelectrica SA recunoaște această evoluție iar viziunea sa de viitor cuprinde:

- dezvoltarea unor comunicații sigure și de mare viteză pe bază de IP pentru a achiziționarea datelor 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 interfațare. Mai mult, vor fi necesare adaptări ale echipamentelor de telecomunicații folosite pentru telemetrie. De asemenea trebuie elaborate politici și tehnici aferente privind securitate cibernetică și prevederea de echipamente aferente;

- 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 distribuție-productori);
- 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”;
- stabilirea/adoptarea unei interacțiuni sistematizate între EMS/SCADA și sistemele de automatizări din stații;
- facilitarea schimbului de informații cu participanții la piață și cu cei străini, utilizând canale securizate;
- trecerea la un sistem modern integrat și unitar de conducere operativă a SEN, de tip EMP – *Energy Management Platform*, prin integrarea sistemului EMS/SCADA cu celelalte sisteme informatice de proces sau dispozitive echipamente inteligente de monitorizare a rețelelor, precum platforma pieței de echilibrare și licitare servicii, sistemul de măsurare sincrofazori (PMU) etc.;
- crearea posibilității integrării sau interfațării directe a sistemului de metering cu sistemul EMS/SCADA;
- dezvoltarea aplicațiilor de organizare a muncii, pe principiul corelării activității de întreținere cu starea reală a rețelei electrice;
- facilitarea planificării coordonate a activității de mentenanță prin intermediul funcțiilor performante de programare ale noului sistem EMS/SCADA;
- permiterea optimizării economice a producerii, transportului și furnizării energiei electrice;
- crearea condițiilor pentru integrarea celor mai noi dispozitive inteligente de monitorizare și control al rețelei, precum cele din sistemul de sincrofazori PMU;

Ideea de referință este de a implementa o platformă integrată pentru dispecer (EMS-SCADA, AGC, piata de echilibrare, sistem metering, nod ENTSO-E, sistem PMU ș.a.), care urmează să fie implementată 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 protejată corespunzător împotriva atacurilor informatice.

Nivelul de integrare, structura funcțională și arhitectura finală a platformei informatice vor fi decise în urma unui proiect de consultanță internațională în funcție de cerințele funcționale exprimate la momentul derulării proiectului – 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 posibila 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 CNTEE Transelectrica SA 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 ierarhică având la bază principiile ieșite din uz, 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 și sistemul EMS/SCADA - DEN pentru a identifica oportunitățile de îmbunătățire a proceselor operaționale interactive. În acest context, integrarea sistemelor DMS/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 necesitatea înființării unei structuri organizatorice dedicată 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 și 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 contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice

Dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA are în vedere:

- Necesitățile și reglementările pieței de energie electrică din România și din Europa;

- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul măsurării și calității energiei electrice pentru perioada 2011-2020;
- Alinierea la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E.

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA, prin DM-OMEPA, 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

Domaniul 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 CNTEE Transelectrica SA 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 securizate și 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 energie electrică; 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 specifică operatorului de măsurare și monitorizare energie electrică DM-OMEPA să fie o **strategie de succes**, vor fi îndeplinite următoarele acțiuni:

1. Se vor revizui, adopta și elabora politici funcționale specifice următoarelor domenii:
 - *Telecontrol pentru piața angro;*
 - *Control local în stațiile Transelectrica;*
 - *Monitorizarea calității energiei electrice;*
 - *Verificarea metrologică a contoarelor de decontare de pe granița RET.*
2. Se va menține structura organizatorică DM-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 a calității energiei electrice 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 Operaționale TEL care asigură funcționarea coordonată și structurată a diferitelor entități organizatorice;
- 4. Implementarea conceptului SMART Metering ca parte componentă a conceptului SMART Grid;
- 5. Compania va urmări dezvoltarea prioritară a capabilităților strategice specifice OMEPA, respectiv:
 - *Capabilități umane*
 - *Capabilități tehnice;*
 - *Capabilități manageriale;*
 - *Capabilități de inovare.*

Măsurile pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

▪ Măsurile generale

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, stipulează faptul că OTS (CNTEE Transelectrica SA) 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 – OM (DM-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 CNTEE Transelectrica SA.

▪ Măsurile specifice domeniilor

Implementarea principiilor strategiei CNTEE Transelectrica SA de dezvoltare a sistemelor de (tele)contorizare 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 cărora CNTEE Transelectrica SA – DM-OMEPA își propune măsuri specifice domeniilor măsurării energiei electrice și monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice.

- Măsurile în domeniul măsurării energiilor electrice tranzitate pe piața angro (sistemul de telecontorizare al CNTEE Transelectrica SA pentru piața angro)
 - Promovarea în Planul de dezvoltare a noului proiect de platformă informatică de telecontorizare;
 - 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 (asigurarea interoperabilității), să promoveze cerințele conceptului SMART Metering;
 - Soluția platformei de telecontorizare a pieții angro trebuie să permită interfațarea automată cu sistemele de contorizare 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 CNTEE Transelectrica SA impune ca elementele de rețea să fie telecontorizate și, pentru aceasta, toate sistemele locale de contorizare existente sau viitoare trebuie să permită achiziția de date măsurate de către platforma de măsurare; Montarea contoarelor se va face cu ocazia rețehnologizării stațiilor electrice;
 - DM-OMEPA prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA va asigura, activitățile de mentenanță preventivă conform Planului Anual de Mentenanță la nivelul stațiilor electrice de transformare;
 - Mentenanța periodică și corectivă pentru întregul sistemul de telecontorizare va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
 - Se va asigura neutralitatea DM-OMEPA, în raport cu participanții la piață și operatorii recunoscuți de către ANRE, respectarea reglementărilor legale cu privire la obligațiile DM-OMEPA și drepturile participanților la piața de energie;
 - Noul sistem de telecontorizare 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 maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei;
 - 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 permis doar pentru persoanele autorizate;
 - Toate echipamentele de măsurare din cadrul platformei de telecontorizare vor fi proprietatea CNTEE Transelectrica SA și vor fi administrate de către DM-OMEPA.
- Măsură în domeniul măsurării specifice sistemelor de contorizare 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 contorizare;
 - Se vor promova tehnologii și sisteme deschise, care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător (asigurarea interoperabilității), să promoveze cerințele specifice conceptului SMART Metering;
 - Soluțiile sistemelor de contorizare locală trebuie să permită interfațarea acestora cu platforma de contorizare a pieții angro în vederea asigurării de date măsurate redundante pentru clienții de pe piața de energie electrică, cât și accesul reglementat la date măsurate pentru alți clienți ai CNTEE Transelectrica SA
 - Toate sistemele de contorizare locală vor fi administrate și exploatate în acord cu procedurile operaționale standard elaborate de către personalul DM-OMEPA;
 - Noile sisteme de contorizare locală 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 maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei, montajul acestora se va face în dulapuri rackabile și corespunzătoare gradului de protecție;
- 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 sistemelor de protecție-automatizare, accesul fiind permis doar pentru persoanele autorizate.

- Măsurii în domeniul verificărilor metrologice

În vederea verificării cu resurse proprii a contoarelor de energie electrică supuse controlului metrologic obligatoriu al statului, aflate în patrimoniul CNTEE Transelectrica SA, dar și pentru obținerea de venituri prin practicarea tarifelor specifice pentru prestarea de servicii metrologice către deținătorii terți de astfel de echipamente de măsurare, CNTEE Transelectrica SA își propune următoarele măsuri:

- Asigurarea permanentă a condițiilor de spațiu și de mediu și a dotărilor cu instalații și echipamente, impuse pentru laboratoare metrologice, de către legislația în vigoare din domeniu;
- Menținerea autorizării periodice, la intervalele de timp stabilite de legislația în vigoare din domeniu, de către BRML, a laboratorului de metrologie CNTEE Transelectrica SA cuprinzând cele trei laboratoare de metrologie din cadrul Sucursalelor de transport Craiova, Sibiu, Timișoara, în baza documentației valabile a Sistemului Calității pentru desfășurarea activității de metrologie;
- Menținerea autorizării periodice a verificatorilor metrologici care își desfășoară activitatea în cadrul celor trei laboratoare de metrologie.

- Măsurii în domeniul monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice

- Promovarea de tehnologii, produse, echipamente și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător (asigurarea interoperabilității), să promoveze cerințele conceptului SMART GRID;
- Sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice 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 maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei, permițând integrarea tuturor analizoarelor de calitate compatibile cu sistemul existent;
- 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 sistemului integrat de monitorizare, accesul fiind permis doar pentru persoanele autorizate;

- Toate echipamentele de monitorizare existente în cadrul sistemului care sunt în proprietatea Transelectrica vor fi administrate de către DM-OMEPA, inclusiv echipamentele și interfețele de comunicație aferente montate în stațiile terților și la care Transelectrica are responsabilități în monitorizarea calității energiei electrice;
- DM-OMEPA prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA va asigura, activitățile de mentenanță preventivă conform Planului Anual de Mentenanță la nivelul stațiilor electrice de transformare;
- Mentenanța corectivă pentru întregul sistem tehnic va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
- Se va asigura accesul nediscriminatoriu al utilizatorilor la RET, în condițiile reglementărilor în vigoare;
- Se va asigura încadrarea indicatorilor de calitate a energiei electrice în limitele stabilite prin Codul tehnic al RET și alte reglementări 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, precum și a cerințelor pentru prevenirea propagării către sistem a perturbațiilor apărute în instalațiile utilizatorului, care ar putea afecta calitatea energiei electrice;
- Se va realiza monitorizarea calității energiei electrice în stațiile electrice de transformare ale Companiei, la interfața RET/ RED, la centralele electrice eoliene/ fotovoltaice dispecerizabile, precum și la consumatorii perturbatori care se racordează la RET, 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 CNTEE Transelectrica SA este aceea de a asigura serviciile de telecomunicații necesare funcționării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de maximă siguranță și stabilitate, cu îndeplinirea cerințelor aprobate.

În acest context, se urmărește redefinirea și reorganizarea serviciilor oferite, suport important pentru desfășurarea activității Companiei, prin modernizarea sa cu tehnologii moderne și adecvate cerințelor.

Infrastructura de comunicații reprezintă un factor determinant în ceea ce privește funcționalitățile 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, în special cele ce utilizează ca mediu de transport fibra optică, au durata de viață depășită ceea ce generează costuri ridicate de mentenanță. Aceasta impune ca, pe lângă lucrările întreprinse pentru menținerea actualului sistem în funcțiune, să fie realizată și înlocuirea echipamentelor ce nu mai 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, informatică etc.) provocate de acte de terorism, dezastre naturale, neglijențe, accidente, activități criminale.

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

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

1. Evaluarea vulnerabilităților și managementul riscului: prin această activitate se identifică obiectivele critice pentru desfășurarea activității precum și gradul lor de vulnerabilitate.
2. 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. Întocmirea planurilor de continuitate a proceselor: prin care se au în vedere aspectele legate de reducerea probabilității unor disfuncționalități pe termen lung și creșterea promptitudinii operațiunilor de revenire, printr-o prioritizare multicriterială coordonată unitar, pornind de la asigurarea funcționalității infrastructurilor critice naționale/europene, completând cu cele vitale Companiei și ajungând la soluția optimă de funcționare în noile condiții.
5. Dezvoltarea comunicațiilor: prin care se asigură coerența activităților legate de capacitatea de răspuns, managementul situațiilor de criză și planurilor de restabilire. Un aspect important îl constituie căile de legătură cu autoritățile.
6. Creșterea nivelului de securitate fizică: prin care se urmărește reducerea amenințărilor interne și exterioare sistemului.
7. Protecția informațiilor: în vederea reducerii probabilității ca anumite informații critice, clasificate sau neclasificate, să fie disponibile unor potențiali agresori.

Prin implementarea măsurilor expuse, CNTEE Transelectrica SA 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 CNTEE Transelectrica SA își propune să îl realizeze va respecta principiile de securitate impuse sistemelor de anvergură și de complexitatea Companiei, și anume:

- posibilitatea de dispecerizare a incidentelor de securitate;
- posibilitatea de definire a unor zone de securitate sporită, în funcție de importanța obiectivului și a diverselor zone de pe teritoriul obiectivului;

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

După finalizarea, în decursul anilor 2013 ÷ 2016, a sistemelor integrate de securitate aferente unui număr de 13 de obiective din cadrul Companiei, urmează dezvoltarea unui concept unitar de exploatare și îmbunătățire continuă a mijloacelor tehnice necesare asigurării securității fizice a obiectivelor Companiei.

Pentru prevenirea și gestionarea evenimentelor care pun în pericol infrastructura de transport al energiei electrice, CNTEE Transelectrica SA are în vedere în perspectivă, de asemenea, următoarele proiecte :

- Asigurarea continuității afacerii și Recuperare în urma dezastrelor în corelare/interdependentă cu Planurile de securitate pentru Companie aferente protecției infrastructurilor critice naționale/europene operate de către CNTEE Transelectrica SA;
- Sistem de securitate a infrastructurii voce-date și managementul situațiilor de urgență.

12.3.5. Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării

12.3.5.1. Provocări prezente și viitoare pentru operatorii de transport și sistem (OTS)

Tendențe tehnologice relevante care vor crea împreună o nouă realitate în sistemele energetice:

- **Digitalizarea** (va duce la date mai multe, mai rapide și mai valoroase, la creșterea puterii de calcul și la o mai bună conectivitate a tuturor activelor unui sistem energetic. Acest lucru va optimiza proiectarea, planificarea și operarea activelor în domeniul energiei eoliene, solare, transport, distribuție și utilizarea energiei electrice în societate);
- **Energia solară** (evoluții ale tehnologiei de producție a energiei fotovoltaice vor reduce costurile energiei solare cu până la 40% în următorii zece ani, iar prețul modulelor va scădea cu peste 20% pentru fiecare dublare a capacității. Până în 2025, tehnologia fotovoltaică va fi cea mai ieftină formă de obținere a energiei electrice în multe regiuni ale lumii);
- **Stocarea energiei;**
- **Comunicațiile bidirecționale** (pentru o mai bună implicare a clienților finali în îmbunătățirea calității serviciilor de care beneficiază);
- **Rețelele de energie inteligente** (rețelele electrice de tip Smart Grid vor începe să se gestioneze singure și vor include caracteristici care permit autoconfigurarea pentru a gestiona securitatea, siguranța și reducerea pierderilor, autoreglarea pentru a aborda variațiile de tensiune și auto-optimizarea pentru a atenua perturbațiile. Vor fi dezvoltate noi tehnici de modelare pentru proiectarea, testarea și verificarea managementului rețelei electrice).

Principalele provocări pentru operatorii sistemelor de transport al energiei electrice din perspectiva cercetării și inovării:

- **Utilizare tehnici de extragere a datelor și HPC (High Performance Computing)** pentru a gestiona mai bine rețeaua, mai aproape de limitele sale fizice;
- **Utilizarea de noi materiale și tehnologii pentru creșterea flexibilității rețelei;**
- **Dezvoltarea de metodologii și instrumente pentru a opera rețeaua mai aproape de limitele sale fizice, fără a periclita securitatea acesteia** (OTS-urile vor trebui să dezvolte sistemele expert și instrumentele de sprijin pentru luarea deciziilor pentru a anticipa eventualele situații de urgență, pentru a oferi un avertisment timpuriu operatorilor de sistem și pentru a sugera posibile soluții cu probabilitatea lor de succes în timp real);
- **Utilizarea sporită a resurselor regenerabile**, digitalizarea sistemului energetic și problemele de securitate cibernetică legate de aceste evoluții, participarea mai activă a clientului pe piața energiei reprezintă noi provocări la care sistemul energetic răspunde prin investiții în activități de cercetare și inovare;
- **Evoluțiile din alte sectoare**, cum ar fi bateriile de stocare energie, au adus noi soluții / provocări în sistemul energetic și necesitatea extinderii spectrului de opțiuni care contribuie la serviciile de sistem. Interacțiunile cu alte transportoare de energie ar putea deveni, de asemenea, o opțiune în sine;
- **Digitizarea sistemului energetic** va asigura:
 - dezvoltarea sectorului specific tehnologiei informației în întreaga societate și în economie va influența și sistemele energetice. Trecerea de la un "sistem de alimentare pe bază de cupru" la un sistem care integrează mai mult tehnologia informației, gestionarea datelor și nodurilor de date și care susține problemele de securitate cibernetică este de o importanță capitală. Aceste noi evoluții ar trebui să fie luate în considerare și chiar integrate complet în activitățile de cercetare și inovare ale operatorilor de rețea fiind necesară definirea unor noi activități complexe privind digitalizarea sistemului energetic;
 - structurarea și valorificarea tipurilor de date digitale:
 - **Date statistice (statistics)** - sunt fapte cum ar fi bilanțul energetic anual al unei țări;
 - **Date structurate/organizate (structured data)** – tipuri sau pachete de date extrase din grupuri mari de date și care sunt utilizate de anumiți administratori/operatori în domenii specifice (ex.pot fi date provenite din citirea contoarelor de energie electrică);
 - **Date mari (big data)** - cantități mari de date colectate de la diverse surse (prin senzori) și de cele mai multe ori în timp real. Reprezintă un volum mare de date variate, transmise cu viteză mare și care necesită procesare pentru a fi utilizate în luarea deciziilor și optimizarea proceselor;
- **Menținerea securității și a stabilității sistemului**, este necesar să se continue eforturile de utilizarea de noi materiale, concepte, standarde, instrumente și algoritmi care vor procesa din ce în ce mai multe informații pentru a aborda problema securității și stabilității sistemelor energetice.

12.3.5.2. Obiectivele Strategiei în domeniul Cercetării și Inovării

- I. Inovarea reprezintă condiția de succes pentru îndeplinirea viziunii și misiunii Companiei.
- II. Inovarea va fi promovată prioritar pentru activitățile de bază ale Companiei aducând plusvaloare prin digitalizarea proceselor, îmbunătățirea serviciilor și creșterea competențelor personalului.
- III. Soluțiile, tehnologiile, sistemele și conceptele inovatoare necesare activităților cheie vor fi implementate generalizat în cadrul Companiei după:
 - testarea și validarea acestora în cadrul unor proiecte de tip „proiecte pilot”;
 - sau evaluarea critică a acestora în proiecte deja finalizate în alte organizații.
- IV. Inovarea va fi motorul care va permite Companiei să implementeze conceptele „Organizație care învață” (Learning Organization)!
- V. Inovarea și cercetarea vor susține ca obiectiv major „Digitalizarea”.
- VI. Cercetarea în cadrul Companiei se va concentra pe dezvoltarea următorilor piloni:
 - Parteneriate naționale și internaționale în domeniul cercetării fundamentale și cercetării tehnologice (observare principii de bază, formulare concepte privind tehnologiile, demonstrare experimentală concepte, validare tehnologii în laboratoare);
 - Parteneriate cu furnizorii de soluții și echipamente pentru demonstrațiile de produs / tehnologie (validare tehnologii în medii relevante și medii operaționale);
 - Parteneriate în cadrul unor proceduri concurențiale (pentru livrare și punere în funcțiune produse și soluții). A se vedea Anexa H-1.
- VII. Participarea personalului la evenimente care au o componentă importantă de inovare și cercetare atât în cadrul național cât și internațional (ex. ENTSO-E, CIGRE, congrese, mese rotunde, simpozioane etc.) va include și desfășurarea proceselor de diseminare a cunoștințelor și elementelor de bună practică (knowledge sharing, spreading best practices etc.) în cadrul Companiei într-un mod integrat și reglementat).
- VIII. Structurarea obiectivelor generale și specifice se va face în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul cercetării și inovării.
- IX. Strategia de cercetare și inovare în cadrul Companiei va respecta modelul de organizare centralizat (comitet de conducere, administrator strategie, procedurare procese, roluri bine definite, management bazat pe obiective).
- X. Finanțarea lucrărilor de cercetare și inovare va fi asigurată prioritar atât din surse proprii cât și din alte surse ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de rețea europeni (ex. programe de finanțare nerambursabilă, subvenții, grant-uri, parteneriate etc.).

Strategia în domeniul cercetării și inovării consolidează viziunea Companiei în ceea ce privește modernizarea rețelei de transport, asigurând suportul necesar implementării priorităților care sunt cuprinse în Planul de dezvoltare, Planul de administrare și Planul de management, susținând implementarea conceptului de „*Transformare digitală*” (Digital Transformation). Obiectivele aferente domeniilor cheie de interes pentru Companie sunt structurate pe activități în Anexa H-2.

Un sistem energetic sigur și fiabil necesită o infrastructură adecvată a rețelei care trebuie modernizată și menținută în funcție de criteriile de eficiență. Implementarea noilor tehnologii de rețea inteligentă va permite îmbunătățirea funcționării acestei infrastructuri.

Strategia susține că dezvoltarea tehnologiilor inteligente necesită un efort semnificativ în implementarea unui număr mare de "inițiative inteligente". Aceste inițiative includ:

- implementarea tehnologiilor necesare monitorizării și controlului rețelei și a componentelor acestora (managementului activelor bazat pe condiția acestora);
- instalarea senzorilor și dezvoltarea infrastructurii inteligente (ex. Stații în concept Smart Grid) pentru a monitoriza starea tehnică a activelor critice;
- proiectarea și implementarea soluțiilor de securitate pentru a garanta confidențialitatea, disponibilitatea și integritatea informațiilor.

Transformarea digitală din industria energetică va aduce noi provocări pentru echipele de management, specialiști din zona operațională și partenerii Companiei. Compania îndeplinește toate condițiile să redevină o „Organizație care învață” dacă utilizează pe deplin potențialul noilor tehnologii în realizarea transformării digitale.

Pe măsură ce industria energetică evoluează, Compania va trebui să dezvolte profilul profesioniștilor, de la experți tehnici axați pe excelența tehnică la noii profesioniști care posedă capacitatea în domeniul managementului, capacitate analitică și de inovare.

Strategia susține că Digitalizarea rețelei este o oportunitate clară pentru dezvoltarea eficientă și gestionarea eficientă a sistemului energetic, cu rentabilitate dovedită în ceea ce privește îmbunătățirea calității serviciilor și a costurilor de operare.

Strategia în domeniul cercetării și inovării asigură operaționalizarea viziunii tuturor părților interesate în sensul implementării unei infrastructuri flexibile, deschise și interoperabile în cadrul unui portofoliu digital („Agenda digitala a Companiei”) în care procesele tradiționale, în principal cele manuale (pe bază de hârtie și de imprimare) sunt eliminate sau digitalizate astfel încât informația să fie accesibilă în timp real.

Obiectivele cuprinse în cadrul „Strategiei în domeniul cercetării și inovării” vor aduce plus valoare asupra următoarelor domenii:

- viziunea strategică a Companiei;
- managementul activelor;
- îmbunătățirea portofoliului de indicatori de performanță (KPI);
- dezvoltarea capacităților cheie necesare operării rețelei;
- politica în domeniul capitalului uman;
- organizarea și funcționarea activității de cercetare și inovare după modelul ENTSO-E (a se vedea Anexa H-3);
- valorificarea oportunităților de îmbunătățire a performanței Companiei;
- dezvoltarea competențelor pentru personalul Companiei;
- testarea și adoptarea de noi tehnologii, standarde, soluții, politici etc.;
- politica în domeniul Smart Grid;
- politica de mentenanță și exploatare;
- dezvoltarea parteneriatelor cu deținătorii de tehnologii și soluții.

12.3.5.3. Provocări privind managementul activelor la Operatorii de Transport și de Sistem (OTS)

Atât Strategia C.N.T.E.E. “Transelectrica” - SA în domeniul cercetării și inovării [27], cât și Politica C.N.T.E.E. “Transelectrica” - SA în domeniul Smart Grid” [28] își asumă obiective și ținte pentru următorii 10 ani și susțin Strategia C.N.T.E.E. “Transelectrica” SA în domeniul managementului activelor.

Conceptele și standardele Smart Grid se aplică în cadrul european în corelare cu cerințele standardelor specifice „Managementului Activelor” (Asset Management).

La nivelul membrilor ENTSO-E se găsesc implementate initiative Smart Grid consistente:

- strategii și politici în domeniul Smart Grid;
- management unitar privind organizarea și implementarea conceptelor Smart Grid (grup de lucru, obiective clare, delegări și imputerniciri de roluri și sarcini etc.);
- proiecte de infrastructură care aplică:
 - standardele de interoperabilitate CEN/CENELEC/ETCI/ ISO/IEC;
 - standardele și politicile în domeniul securității informației (cybersecurity);
- concepte integrate de management active, susținute de conceptele Smart Grid:
 - organizare – centre de sănătate active;
 - concept Indice de sănătate;
 - concept Indice de risc;
 - concept monitorizare condiție tehnică active.

Dezvoltarea practicilor referitoare la managementul activelor necesită cunoștințe, metodologii și tehnologii pentru:

- **concepte de monitorizare a condiției tehnice** pentru activele care fac parte din rețelele electrice de transport (echipamente primare și secundare) prin utilizarea masivă de senzori în vederea programării mentenanței care maximizează flexibilitatea și fiabilitatea rețelei;
- **utilizarea mentenanței bazată pe condiție tehnică** (Condition based maintenance) pentru vizualizarea utilizării optime a activelor și creșterea disponibilității rețelei;
- **optimizarea costurilor pe ciclul de viață al instalației/echipamentului** (LCC – Life Cycle Costing) prin algoritmi de optimizare a costurilor și analize de sensibilitate în acord cu prevederile IEC 60300-3-3 – „*Dependability management: Application guide - Life cycle costing*”;
- **dezvoltarea metodologiilor noi de întreținere pentru noile tehnologii energetice** (linii HVDC, convertoare electronice de putere, cabluri subterane etc.);
- **o mai bună înțelegere a modului în care funcționează rețeaua și a condițiilor care afectează îmbătrânirea activelor critice.**

Din perspectiva Smart Grid, **managementul activelor va permite** evoluții importante în următoarele domenii:

- **Planificarea rețelei** (noile metode de management al activelor vor permite o planificarea eficientă a rețelei prin creșterea infrastructurii care permite monitorizarea stării (condiției) activelor rețelei, permițând un program de mentenanță și dezvoltare mai performant);
- **Operarea rețelei** (instrumentele dinamice de management al activelor vor permite suplimentar măsuri proactive pentru îmbunătățirea securității și rezilienței rețelei).

Monitorizarea stării activelor rețelei permite operatorilor de rețea să utilizeze capacitatea completă din active, sporind flexibilitatea rețelei și continuității);

- **Impactul socio-economic** (inovația privind managementul activelor poate îmbunătăți dezvoltarea rețelei prin echilibrarea diferitelor aspecte ale riscului legate de operarea sistemelor și poate contribui la reducerea defecțiunilor sistemelor).

12.3.5.4. Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid

Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid pentru susținerea unui management performant al activelor:

- îmbunătățirea performanței financiare;
- deciziile privind investițiile și mentenanța activelor sunt bine consolidate;
- gestionarea riscurilor aferente operării sistemelor energetice;
- servicii și rezultate îmbunătățite;
- creșterea eficienței și eficacității operationale (Exceleța Operațională);
- extinderea duratei de viață a activelor.

Arhitectura de referință Smart Grid specifică CNTEE Transelectrica SA împreună cu sistemele și subsistemele care o compun este prezentată în Anexa H-4 și respectiv Anexa H-5.

Acțiunile periodice de mentenanță preventivă bazate pe fiabilitatea activelor rețelei va sprijini deciziile strategice și operaționale în vederea îmbunătățirii flexibilității generale a sistemelor energetice contribuind la un nivel mai înalt de integrare a surselor și energiilor regenerabile de energie.

Pentru îmbunătățirea managementului riscului în rețele de transport este necesară implementarea politicilor de mentenanță predictivă bazate pe estimări mai exacte ale duratei de viață a activelor.

Monitorizarea în timp real a fluxurilor de putere în rețele și starea (condiția) activelor rețelelor pot contribui semnificativ la decizii pentru managementul activelor (ex. mentenanța, modernizarea, înlocuirea).

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 celulă, pentru fiecare nivel de tensiune și pe transformator/ autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune și putere instalată. Aceste costuri includ și cheltuielile cu construcțiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare și sistemele de comanda – control – protecție.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiții derulate 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 rețelei desfășurat 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, CNTEE Transelectrica SA și operatorii de distribuție au primit un număr foarte mare de solicitări de conectare la rețea 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 rețea în perioada următoare conduce la necesitatea unui efort de dezvoltare a rețelei fără precedent în ultimii 20 ani, implicând o majorare substanțială a cheltuielilor față de estimările realizate pentru Planurile de dezvoltare anterioare anului 2008.

CNTEE Transelectrica SA urmărește în permanență evoluția proiectelor anunțate ale utilizatorilor și își actualizează Planul de dezvoltare a RET în funcție de acestea și de proiecțiile 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 CNTEE Transelectrica SA de a-l susține financiar.

Progresul mai rapid în ceea ce privește realizarea liniilor noi este întârziat de timpul foarte mare necesar pentru obținerea avizelor/autorizațiilor și a drepturilor asupra terenurilor necesare (exproprierea terenuri, scoaterea din circuitul forestier, scoaterea din circuitul agricol). Proiectele de linii electrice noi necesită obținerea de avize/acorduri de mediu, care impun proceduri cu o durată de timp între 2 și 3 ani. Acest fapt a condus în unele cazuri la reluarea procesului de autorizare pentru obținerea certificatelor de urbanism a căror perioadă de prelungire era de maxim 1 an, sau chiar de reluarea proiectării, deoarece alte entități/autorități și-au proiectat/realizat lucrări pe traseul desemnat inițial al viitoare linii electrice.

Planificarea cheltuielilor de investiții a ținut cont de aceste condiții, astfel încât cheltuielile pentru rețehnologizare și protecție a infrastructurii critice domină în prima jumate a intervalului, în timp ce cheltuielile pentru construcția liniilor noi sunt preponderente în a doua parte a intervalului.

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.

Eșalonarea cheltuielilor pentru realizarea proiectelor de investiții directe în RET propuse în Planul de dezvoltare pe perioada 2018-2027 este prezentată în Tabelul 12 și Anexa F-2 (nu se publică).

În fig. 13.1 sunt prezentate, comparativ față de ultima ediție aprobată a Planului (2016-2025), valorile cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2018-2027).

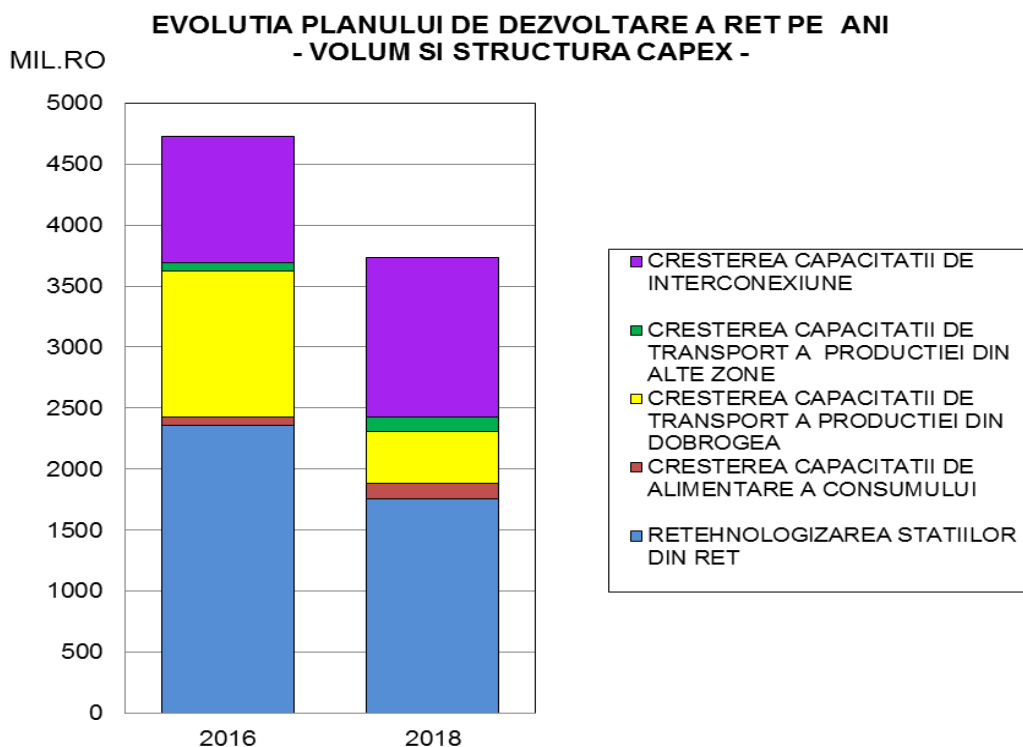


Figura 13.1

Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în fig. 13.2.

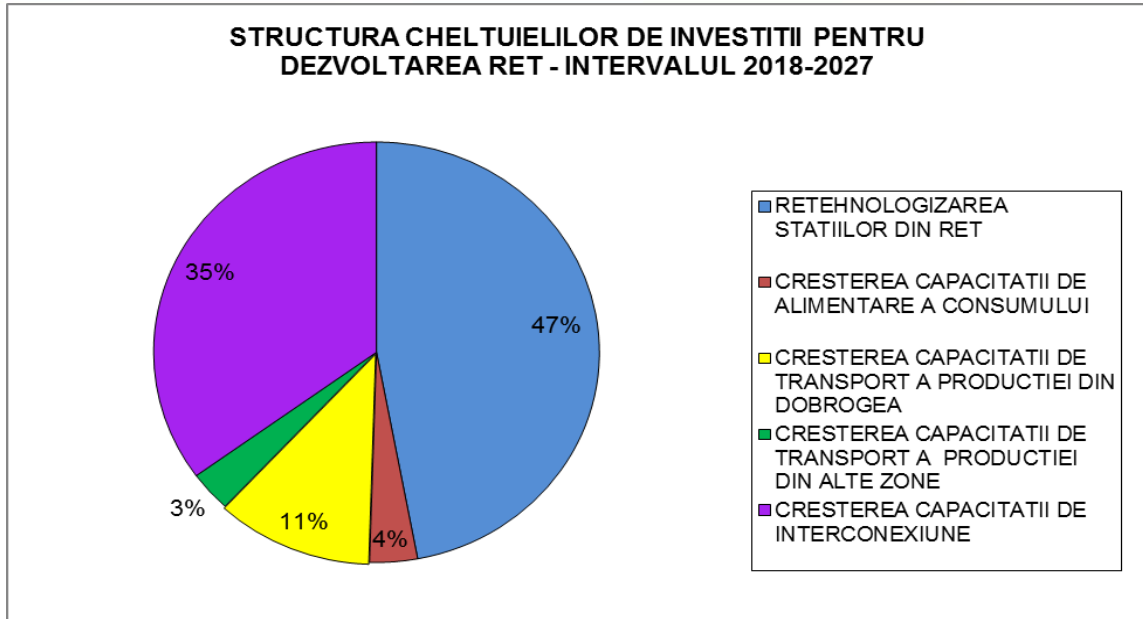


Figura 13.2

14. Surse de finanțare

14.1. Veniturile CNTEE Transelectrica SA

Tarifele reglementate aferente activităților licențiate (serviciul de transport al energiei electrice, serviciile funcționale de sistem) reprezintă sursa principală de venit utilizabil de CNTEE Transelectrica SA pentru finanțarea dezvoltării infrastructurilor operate de Companie. Aceasta este completată de surse secundare de venit, reprezentate în principal de alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră a rețelei către participanții la piața de energie dar și de alte prestații, acestea având împreună o pondere mică în totalul veniturilor Companiei comparativ cu venitul obținut din tarifele reglementate. La sursele de venit menționate mai sus se adaugă veniturile din aplicarea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare. Ambele surse menționate, deși semnificative ca mărime, nu sunt însă utilizabile pentru finanțarea dezvoltării infrastructurii operate de CNTEE Transelectrica SA. Aceste venituri nu sunt generatoare de profit, fiind dimensionate spre a fi consumate integral pentru finanțarea unor categorii specifice de cheltuieli, respectiv cu achiziția rezervelor de putere necesare pentru asigurarea echilibrării SEN de la producătorii de energie electrică calificați (servicii tehnologice de sistem) și a costurilor aferente echilibrării în timp real a producției și consumului de energie electrică (administrarea pieței de echilibrare).

Activitatea CNTEE Transelectrica SA este un monopol natural reglementat și, conform metodologiilor stabilite prin reglementările în vigoare, doar serviciul de transport și serviciul de sistem funcțional sunt generatoare de profit.

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venit plafon”, conform căruia costurile reglementate se află în centrul mecanismului de stabilire a tarifului. Venitul reglementat este calculat pe baza costurilor justificate recunoscute de

ANRE, baza de costuri cuprinzând costuri operaționale și costuri de investiții. Anumite elemente de cost din baza costurilor operaționale recunoscute în venitul reglementat sunt plafonate în scopul de a stimula operatorul să caute permanent soluții pentru eficientizarea activităților. În cazul acestor elemente de cost, metodologia de tarifare conține un mecanism de premiere a operatorului în cazul obținerii unui nivel superior al eficienței raportat la țintele stabilite de ANRE, profitul suplimentar astfel obținut fiind reținut parțial (50%) de operator, de restul de 50% beneficiind clienții serviciului prin tarife viitoare diminuate corespunzător. Pentru zona de investiții, metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice conține două componente: (i) recuperarea capitalului investit în activele de transport prin mecanismul amortizării și (ii) rentabilitatea bazei reglementate a activelor (BAR), calculată ca produs între valoarea BAR (care include valoarea activelor Companiei finanțate din surse proprii și împrumuturi rezultate în urma investițiilor eficiente) și un nivel rezonabil al rentabilității capitalului (RRR – rata reglementată a rentabilității) pentru acoperirea costurilor de finanțare.

14.2. Sursele de finanțare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie

Din totalul veniturilor Companiei, doar veniturile obținute din tariful reglementat pentru serviciul de transport, tariful reglementat pentru serviciile funcționale de sistem și alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră generează surse de finanțare a investițiilor. Veniturile realizate din tariful pentru serviciile tehnologice de sistem și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare sunt limitate la recuperarea de către Companie a costurilor operaționale curente necesare desfășurării respectivelor activități, fără a include o componentă de cheltuieli de investiții (prestarea serviciilor tehnologice de sistem se realizează cu capacități energetice calificate deținute și operate de participanții la piața de energie, prin urmare nu necesită infrastructura proprie CNTEE Transelectrica SA) și deci nu contribuie la sursele de finanțare a investițiilor Companiei.

Finanțarea dezvoltării RET are următoarele componente:

- Surse interne Transelectrica (autofinanțare)
 - Fluxul de încasări generat de operațiunile de bază (în principal prin tariful de transport completat cu de încasările generate de alocarea capacității de transport pe linii de interconexiune – utilizate în finanțarea investițiilor în RET care conduc la creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine).
 - Fluxul de încasări generat de investițiile financiare: dividende și dobânzi încasate; contribuția acestor surse este nesemnificativă în raport cu fluxul de numerar din operațiunile de bază.
- Surse externe Transelectrica (finanțare atrasă):
 - Sistemul bancar – de la momentul înființării (anul 2000), CNTEE Transelectrica SA a construit relații solide cu băncile locale și cu instituțiile financiare internaționale (BIRD, BERD, BEI), o parte importantă a programelor de investiții implementate de Companie în ultimii 16 ani fiind finanțate din împrumuturi atrase din sistemul bancar. În prezent există un interes ridicat manifestat permanent de instituțiile de credit pentru participarea la programe de finanțare a proiectelor de investiții în

infrastructură, sectorul energiei electrice numărându-se printre ariile principale vizate pentru finanțare.

- Prin emisiuni de obligațiuni corporative pe piețe locale sau internaționale (emisiuni în moneda locală sau după caz euro) care au o durată determinată și un cost fix de finanțare pe toată perioada. Emisiunea de obligațiuni, poate reprezenta și reprezintă o alternativă solidă la finanțarea programului de investiții care poate compensa o serie de neajunsuri ale finanțărilor clasice.

Finanțarea poate fi atrasă atât în formule care presupun stabilirea punctuală ex-ante a proiectelor de investiții individuale cu finanțare dedicată (model practicat în trecut în relație cu BIRD, BERD, BEI) cât și în formule care permit utilizarea fondurilor împrumutate pentru nevoile generale de finanțare a planurilor de investiții care nu limitează utilizarea fondurilor la o listă de proiecte predefinită.

CNTEE Transelectrica SA beneficiază în prezent de o capacitate substanțială de îndatorare, îndestulătoare pentru acoperirea necesarului estimat de finanțare pentru susținerea Planului de dezvoltare RET 2018-2027. Pe fondul unui flux de numerar stabil și predictibil asigurat de tarifele reglementate aferente activităților de transport și servicii de sistem funcționale, nivelul datoriei suplimentare estimat a fi atrasă va conduce la un nivel al serviciului datoriei ce va putea fi gestionat în mod confortabil de Companie.

În cadrul Programului Operațional Infrastructura Mare, Axa prioritară 8 - „Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale”, Obiectivul specific 8.1 “Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile” CNTEE Transelectrica SA va depune cerere de finanțare din fonduri europene pentru proiectul LEA 400 kV d.c. (1c.e.) Gutinaș – Smârdan. Documentația este în curs de realizare, termenul final de depunere a aplicației este 30.06.2018.

De asemenea, pe data de 9 octombrie 2017 s-a depus aplicație în vederea obținerii asistenței financiare din partea UE sub formă de grant, solicitată în procesul de accesare fonduri europene, pentru realizarea și implementarea Proiectului de Interes Comun – LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Pe data de 24 ianuarie 2018 s-a publicat lista proiectelor eligibile pentru finanțare europeană precum și cuantumul acestei finanțări. Proiectul LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp a primit aviz favorabil pentru finanțare sub formă de grant, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Conform acestui mecanism de sprijin financiar instituit prin Regulamentul UE nr. 1316/2013, cuantumul asistenței financiare din partea UE este de maxim 50% din costurile eligibile ale lucrărilor.

Nivelul de îndatorare este limitat de clauze restrictive cuprinse în acordurile/angajamentele contractuale asumate de companie față de creditorii. Clauzele contractuale restrictive se referă la menținerea unor indicatori financiari de risc în limite prestabilite. Indicatorii sunt calculați, auditați și comunicați creditorilor cu regularitate.

RET este proprietate publică a statului, concesionată CNTEE „Transelectrica” S.A. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător

dezvoltării tehnologice. Ca atare, prima preocupare pentru finanțarea din tarif se referă la lucrările de modernizare și re tehnologizare.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile și a instalării a două noi unități nucleare, devine o preocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri de putere ce vor tranzita RET.

Acceptarea investițiilor și recunoașterea noilor active în BAR, generatoare de venituri din tarif, este decizia ANRE.

În completarea fondurilor asigurate prin tariful reglementat, CNTEE Transelectrica SA va avea în vedere și alte canale de finanțare ce vor avea ca efect limitarea presiunii asupra tarifului reglementat:

- Accesare fonduri europene - Programul Operațional Infrastructura Mare;
- Instrumentul financiar "Connecting Europe Facility" (CEF) (facilitatea de finanțare a proiectelor de interes comun (PCI) dacă se îndeplinesc simultan mai multe criterii de eligibilitate).

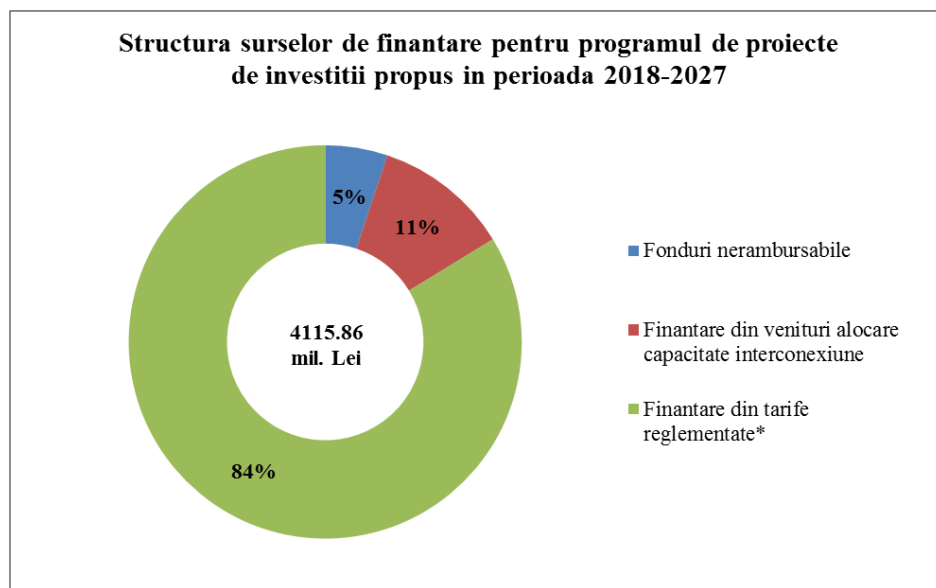


Figura 14.2 – Structura sursele de finanțare

*) Finanțare din tariful reglementat de transport / servicii funcționale de sistem. Fluxul net de venituri (după acoperirea costurilor de operare) ce va fi generat în mod efectiv de CNTEE Transelectrica SA din tariful reglementat în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET (10 ani) nu va acoperi toată suma, tariful reglementat asigurând recuperarea treptată a fondurilor investite într-un orizont de timp mai lung față de orizontul Planului de dezvoltare RET (durata medie de recuperare prin tarif a unei investiții este 20 ani). Pentru a suplini acest deficit temporar neasigurat de veniturile obținute din tarif, în orizontul Planului de dezvoltare RET necesarul de finanțare a planului, respectiv partea rămasă neacoperită de finanțările nerambursabile și de veniturile din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, va fi

asigurat prin completarea fondurilor obținute din tariful reglementat cu fonduri atrase din piața financiară (exemple: credite bancare, emitere titluri de credit). Pentru scopul prezentării defalcate a surselor de finanțare a Planului de dezvoltare RET, finanțarea din tariful reglementat include fondurile atrase din piața financiară, având în vedere că într-un orizont de timp mai lung tariful reglementat asigură recuperarea integrală a acestor fonduri. O determinare exactă a volumului de finanțare necesar a fi atras din piața financiară în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET (2018-2027) nu este fezabilă la acest moment, având în vedere că parametrii de reglementare a tarifului pentru următoarele cicluri de reglementare nu au fost stabiliți de ANRE.

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 funcționare a 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 – 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, corelată cu utilizarea instrumentelor avansate pentru evaluarea adecvănței prin metode probabilistice care integrează disponibilitățile capacităților de producere, dar și ale capacităților de transport;
- 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;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Pregătirea implementării reglementărilor naționale și europene cu impact asupra activității OTS, pe măsura intrării lor în vigoare;
- Creșterea eficienței energetice;
- Implementarea și diversificarea tehnologiilor de LST;
- Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET – Retehnologizare stația 220/110kV/MT Alba Iulia în concept SMART GRID;
- Completarea și adaptarea cadrului de reglementare privind accesul la rețea și integrarea producției eoliene și fotovoltaice în SEN.

Bibliografie

1. *Planul de Dezvoltare al RET. Perioada 2016-2025, Transelectrica S.A., 2016*
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. *Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050. Versiune preliminară supusă consultării publice, Ministerul Energiei, 15 noiembrie 2016*
5. *Analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
6. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2017, Transelectrica - DEN, 2017*
7. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2016-2017, Transelectrica - DEN, 2017*
8. *Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani, Asocieria SC ISPE S.A. & TRACTEBEL Engineering S.A.,2015*
9. *Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum și/ sau evacuare de putere produsă, ISPE S.A., 2008*
10. *Studiu privind factorii care influențează cpt în RET și modalități de reducere a acestuia”, ISPE S.A., 2010-2011*
11. *Studiu privind mijloacele necesare pentru reglajul tensiunii/puterii reactive în SEN – a pe 5 ani, ISPE S.A., 2011*
12. *Studiu de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET, ISPE S.A., 2015*
13. *Studiu privind implicațiile racordării la SEN a centralelor eoliene, ISPE S.A., 2008*
14. *Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2018-2022-2027), SC ISPE S.A., 2018*
15. *Procedura Operațională Transelectrica „Schimburile de date si informatii tehnice între utilizatorii RET si operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării S.E.N. în condiții de siguranță”, Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002*
16. *Ten-Year Network Development Plan Package 2016, ENTSO-E, 2016*
17. *System Adequacy Retrospect report for 2016, ENTSO-E, 2016*
18. *Raportul “UCTE System Adequacy Forecast, 2011 – 2025”, ENTSO-E, 2010*
19. *Evaluarea necesarului de rezervă specifică pentru generarea eoliană din România, ISPE S.A., 2009*
20. *Studiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naționale, ISPE S.A., 2011*
21. *Procedura Operațională “Stabilirea puterii maxime instalabile în centralele eoliene din punct de vedere al siguranței SEN” COD: TEL - 07.38*
22. *Metodologia ENTSO-E “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” aprobată de Comisia Europeană în 5 februarie 2015*
23. *Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
24. *Analiza stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET, NOVA Industrial, 2018*
25. *Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România. PÖYRY MANAGEMENT CONSULTING - Raport pentru ACUE, iunie 2017*

26. *Studiu privind realizarea unui sistem de reglaj al tensiunii la nivel național prin utilizarea tehnologiei moderne de electronică de putere, ISPE 2016*
27. *Strategiei CNTEE TRANSELECTRICA SA privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027), Transelectrica, 2018*
28. *Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027)*
29. *Studiu privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, TRACTEBEL Engineering S.A., 2018*
30. *Ten-Year Network Development Plan Package 2018, ENTSO-E, 2018*