PLANUL DE DEZVOLTARE RET 2026 – 2035

Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediu Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București, România, Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404, Cod Unic de Înregistrare 13328043; Telefon +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei
www.transelectrica.ro

CNTEE Transelectrica SA

Planul de Dezvoltare a RET 2026-2035

Aviz CTES Transelectrica: nr. 516/2025

Responsabil de lucrare
Claudia CANDALE - Manager de proiect
Echipa de proiect – aprobată de Directoratul CNTEE Transelectrica SA prin Decizia nr.513/19.06.2025

Cuprins

1. Cadru general 8

1.1. Prezentarea companiei 8

1.2. Scopul şi obiectivele Planului Național de Dezvoltare a RET pe zece ani 9

2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport 12

2.1 Corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani (TYNDP) cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani 12

2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice - Proiecte de Interes Comun (PCI) 16

2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2024 19

2.4 Importanța proiectelor de dezvoltare RET în contextul național 32

2.5 Atingerea obiectivelor de creștere a capacității de interconexiune 34

3. Cadrul de reglementare 36

3.1 Legislaţia primară 36

3.2 Legislaţia națională secundară 39

4. Principii şi metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET 41

4.1 Principii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET 41

4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET 42

5. Scenarii privind evoluția SEN în perioada 2026 –2035 46

5.1 Principii generale de construire a scenariilor 46

5.2 Scenarii privind evoluţia consumului de energie electrică în SEN 47

5.3 Scenarii privind evoluţia portofoliului de producere 54

5.4 Analizele de modelare a pieței 59

5.5 Incertitudini privind evoluţia SEN şi tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET 62

5.6. Direcții strategice pentru consolidarea SEN și facilitarea tranziției energetice 64

5.6.1. Impactul decarbonării prin integrarea surselor regenerabile de energie asupra funcționării SEN și propuneri privind instalarea de surse de stocare a energiei 64

5.6.2. Propuneri privind realizarea CHEAP 68

5.6.3 Propuneri privind realizarea centralelor electrice eoliene offshore 70

5.6.4 Propuneri privind realizarea Reactoarelor modulare mici (SMR) 70

6. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe 71

6.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe 71

6.2 Soluţii tehnice promovate în cadrul proiectelor TEL 75

6.3 Strategia de dezvoltare a RET 76

6.3.1 Necesităţi de întărire a RET determinate de evoluţia SEN în perioada 2026-2035 76

6.3.2. Prioritizarea proiectelor de dezvoltare a RET utilizând indicatorii CBA calculați după metodologia ENTSO-E 81

6.3.3. Congestii apărute în perioada 2017-2026 care ar fi putut fi evitate sau diminuate în prezența proiectelor de dezvoltare a RET 85

6.3.4. Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor 88

6.4 Viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid și managementul activelor 91

6.5. Sisteme asociate RET 94

6.5.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA-DEN 94

6.5.2 Strategia de dezvoltare a platformei informatice care asigură funcționarea piețelor administrate de către CNTEE Transelectrica SA 96

6.5.3 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice şi a sistemului de monitorizare a calităţii energiei electrice 98

6.5.4 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicaţii 101

6.5.5 Strategia de dezvoltare a protecţiei infrastructuriilor critice 102

7. Programul de dezvoltare, retehnologizare/ modernizare a instalaţiilor din RET 105

7.1 Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2026 - 2035 față de ediția anterioară a PD RET 2024 -2033 105

7.2 Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2026 - 2035 107

8. Evaluarea cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET 113

9. Surse de finanţare 115

9.1 Veniturile CNTEE Transelectrica SA 115

9.2 Sursele de finanţare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie 115

9.3 Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate 119

10. Direcţii de analiză pentru etapa următoare 119

10.1 Stadiul realizării obligațiilor prevăzute în anexa la Decizia Președintelui ANRE nr.2715/17.12.2024 privind aprobarea Planului de Dezvoltare RET perioada 2024-2033 . 120

Lista de Anexe

Anexa 1	Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2021-2025
Anexa 2	Analiza adecvanţei SEN pe termen mediu și lung ERAA 2024
Anexa 3	Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă
Anexa 4	Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor.
Anexa 5	Portofoliu de proiecte DigiTEL, care materializează viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării Smart Grid și managementul activelor
Anexa 6	Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție
Anexa 7	Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani
Anexa 8	Managementul Infrastructurii Critice şi Managementul Situaţiilor de Urgenţă
Anexa 9	Protecţia mediului asociată RET
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 2025
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2024-2025
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2025
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2024-2025
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit SEN 2025
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexa B-9	Indicatorii de siguranţă pentru nodurile RET şi nodurile de 110 kV din staţiile CNTEE Transelectrica SA
Anexele C	**Prognoza balanței producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2026 – 2035**
Anexa C-1	Prognoza consumului de energie electrică pe zone 2026 – 2035
Anexa C-2	Evoluția parcului de producere (nu se publică)
Anexa C-3	Încărcări grupuri la paliere caracteristice (nu se publică)
Anexa C-4	Puterea disponibilă și puterea generată pe noduri de rețea la vârf de sarcină (nu se publică)
Anexele D	**Analiza stabilității statice pe termen mediu și lung**
Anexele E	**Strategia acțiunilor de mentenanță a RET**
Anexa E-1	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță stații (nu se publică)
Anexa E-2	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță LEA (nu se publică)
Anexa E-3	Starea tehnică a stațiilor electrice din RET pe zone și niveluri de tensiune (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 2026 -2035
Anexa F-4	Lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15% din capacitatea totală instalată până în anul 2030
Anexa G	**Încărcări elemente RET 2026, 2030, 2035**
Anexa H	**Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării**
Anexa H-1	Domeniile TEL susținute de „Strategia în domeniul Cercetării și inovării”
Anexa H-2	Structura grupelor și obiectivelor specifice aferente strategiei cercetării și inovării
Anexa H-3	Arhitectura de Referință SMART GRID specifică CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-4	Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicații) care fac parte din arhitectura de referință Smart Grid
Anexa H-5	Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET (portofoliu de proiecte inovatoare de digitalizare și parteneriate, sub acronimul DigiTEL)

Abrevieri

AGC	Automatic Generation Control (control automat al generării)
AF	Ansamblu Funcțional
AIT	Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale
ANRE	Autoritatea Națională pentru Reglementare în domeniul Energiei
AT	Autotransformator
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
BAR	Baza reglementată a activelor
BC	Bobină de Compensare
CBA CCCC	Analiza cost beneficiu (Cost Benefit Analyse) Centrală electrică în Cogenerare cu Ciclu Combinat
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CET	Centrală Electrică și de Termoficare
CDI	Cercetare, Dezvoltare și Inovare
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompare
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi Joule și Corona, consumuri servicii interne)
CTE	Centrală Termoelectrică
CV	Certificate Verzi
DE	Scenariul Distributed Energy
DED	Durată eliminare defect
DEER	Distribuție Energie Electrica România SA
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DG	Scenariul Distributed Generation
DRRI	Dispozitiv de rezervă la refuz de întrerupător
EENS	Indicatorul energia așteptatată a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied)
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)
ENS	Indicator energie nelivrată / neprodusă (Energy Not Supplied)
GA	Scenariul Global Ambition
GNV	Gol de Noapte Vară
GTC	Capacitate transfrontalieră/ Capacitatea de transfer a rețelei/ abilitatea rețelei de a transporta energie peste o graniță sau secțiune de rețea
HTLS	High Temperature Low Sag

INDLIN	Indicatorul indisponibilitatea liniei
INDTRA	Indicatorul Indisponibilitatea AT/trafo
IS	Indicatorilor de severitate
LEA	Linie Electrică Aeriană
LOLE	Indicator durata așteptată a pierderii sarcinii (Loss of Load Expectation)
LST	Lucru Sub Tensiune
LSS	Limite de Stabilitate Statică
MT	Medie Tensiune
MS	Indicatorul minutelor sistem
NT	Scenariul-National Trends
NTC	Capacitatea netă de transfer (Net Transfer Capacity)/ abilitatea reţelei de a acomoda un schimb de putere între două zone vecine de licitaţie/capacitatea reţelei de a permite schimburile comerciale pe piaţa de energie.
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
PNIESC	Planul Național Integrat în Energie și Schimbari Climatice
PNRR	Planul Național de Redresare și Reziliență
POS-CCE	Program Operațional Sectorial - Creșterea competitivității economice
PRE	Părți Responsabile cu Echilibrarea
PSS	Stabilizator de oscilații de putere (Power System Stabilizer)
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RD	Regim de Dimensionare
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RER	Rețele Electrice România
RES	Surse regenerabile de energie (Renewable Energy Sources)
RET	Rețea Electrică de Transport
RK	Reparație capitală
RMB	Regim Mediu de Bază
RS	Rezervă de stabilitate
RTU	Terminal de transmitere a datelor (Remote Terminal Unit)

SCC	Sistem Comandă Control
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Inițiativa de cooperare sud-est europeană)
SMR	Small Modular Reactor
SoS	Indicatorul îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică (Security of Supply)
Sn	Putere aparentă nominală
ST	Scenariul Sustainable Transition
T	Transformator
TC	Transformator de Curent
TCED	Timp critic eliminare defect
TM	Termen mediu (5 - 10 ani)
TMI	Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale
TL	Termen lung (peste 10 ani)
Transelectrica	C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A.
TYNDP	Plan european de dezvoltare pe 10 ani (Ten – Year Network Development Plan)
UD	Unități Dispecerizabile
VDV	Vârf de Dimineață Vară
VOLL	Indicatorul valoarea energiei nelivrate (Value of Lost Load)
VSI	Vârf de Seară Iarnă

1. Cadru general

1.1. Prezentarea companiei

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. este operatorul național de transport și sistem din România, având un rol esențial în funcționarea sigură, stabilă și eficientă a sistemului electroenergetic național. În această calitate, compania asigură:

- prestarea serviciului de transport al energiei electrice la nivel de înaltă tensiune;
- funcția de operator de măsurare pe piața angro de energie electrică;
- prestarea serviciului de sistem, prin Dispecerul Energetic Național, care include Dispecerul Energetic Central și cele cinci Dispecerate Energetice Teritoriale;
- administrarea pieței de echilibrare, în vederea asigurării echilibrului permanent între producția și consumul de energie electrică.

Rețeaua Electrică de Transport, operată de Transelectrica, este o infrastructură de interes național și strategic, având tensiuni nominale ale liniilor cuprinse între 220 kV și 750 kV.

În prezent, compania gestionează un volum semnificativ de instalații, care include aproximativ 9243.065 km de linii electrice aeriene și 81 de stații electrice de transformare, asigurând conexiuni interne și transfrontaliere vitale pentru securitatea energetică a României și pentru integrarea pieței regionale de energie.

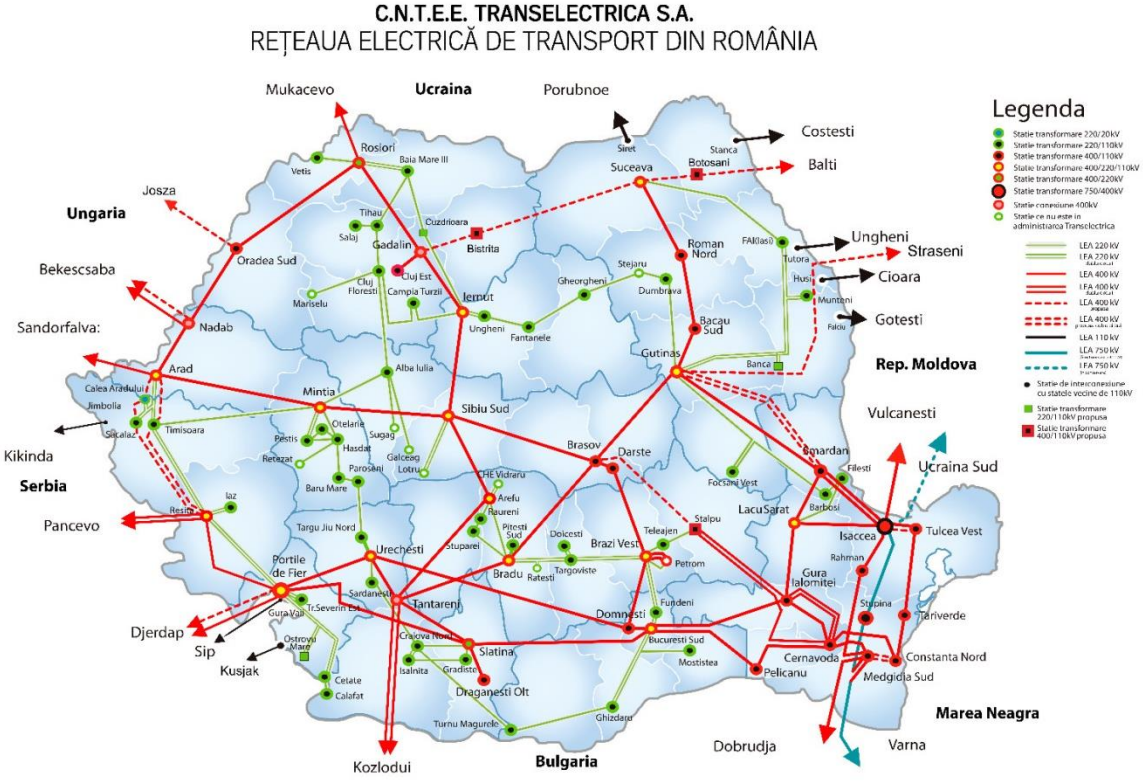


Fig. 1.1 - Rețeaua electrică de transport a României

Misiune: Asigurarea funcționării SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate, realizând astfel infrastructura pieței naționale de electricitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață.

Viziune: De a deveni autoritatea tehnică și operațională a SEN și operatorul cheie de transport al energiei electrice din regiunea sud-est europeană, functionând interconectat la ENTSO-E și asigurand tranzitul energiei electrice pe piața regională.

Statul român, prin Secretariatul General al Guvernului, este acționar majoritar al companiei (58,7%), iar Transelectrica este listată la Bursa de Valori București, respectând standardele europene de separare a activităților de transport și furnizare.

Transelectrica este membră cu drepturi depline a **ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity), contribuind activ la inițiativele europene privind dezvoltarea rețelei electrice continentale, integrarea pieței interne de energie și asigurarea securității în exploatare la nivel regional.

1.2. Scopul şi obiectivele Planului Național de Dezvoltare a RET pe zece ani

În conformitate cu prevederile art. 35 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica" S.A. are obligația de a elabora, o dată la doi ani, un plan de dezvoltare a RET pentru o perioadă de 10 ani. Planul este corelat cu evoluția cererii și ofertei de energie electrică, inclusiv cu dinamica importurilor și exporturilor de energie electrică și este transmis spre aprobare ANRE.

În calitate de operator de transport și de sistem, Transelectrica este responsabilă cu exploatarea, întreținerea și modernizarea rețelei naționale de transport, respectând legislația și normele în vigoare. Proprietarul rețelei colaborează activ cu operatorul în procesul de planificare, furnizează informațiile necesare și contribuie la finanțarea investițiilor, fiind responsabil de administrarea activelor și facilitând extinderea rețelei, în condițiile stabilite de ANRE.

Elaborarea Planului de Dezvoltare se fundamentează pe strategiile și politicile europene și naționale în domeniul energiei, în conformitate cu cerințele ANRE și cu recomandările ENTSO-E privind planificarea integrată a sistemelor de transport. Conținutul Planului de dezvoltare a RET este susținut de analize și studii tehnico-economice realizate de CNTEE Transelectrica S.A. și integrează prioritățile strategice ale Companiei în domeniul cercetării și inovării, digitalizării infrastructurii de transport, managementului activelor și creșterii eficienței energetice.

Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport este un document public esențial, care prezintă situația actuală și perspectivele de dezvoltare ale rețelei pentru următorii zece ani, analizând întreg contextul Sistemului Electroenergetic Național, existent la momentul elaborării planului.

CNTEE Transelectrica SA pune acest document la dispoziția tuturor părților interesate, cu scopul de a facilita:

- **Informarea asupra capacității rețelei de transport**, și capacitatea acesteia de a răspunde cerințelor utilizatorilor și interesului public, în concordanță cu obiectivele Strategiei și Politicii Energetice Naționale și cu prevederile legislației în vigoare;
- **Crearea unui cadru de colaborare între Operatorul de Transport al Sistemului și participanții la piață**, pentru corelarea acțiunilor și investițiilor ce pot influența indicatorii de performanță ai serviciului și siguranța SEN;

- **Prezentarea oportunităților zonale de racordare și utilizare a RET**, pe baza prognozelor privind evoluția cererii de consum și disponibilitatea capacităților de producție;
- **Informarea asupra evoluției capacităților de schimb de energie cu sistemele energetice vecine**, în conformitate cu cerințele normative legate de piața internă europeană a energiei electrice;
- **Evaluarea nivelului de rezervă din SEN**, necesar pentru asigurarea acoperirii cererii de consum în perioadele de vârf, atât prin producție, cât și prin transportul energiei electrice;
- **Estimarea necesarului de resurse financiare pentru dezvoltarea RET** și identificarea surselor de finanțare aferente;
- **Promovarea accelerării implementării inițiativelor strategice europene**, cu accent pe digitalizare și eficiență energetică.

Prezentul Plan de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035 este elaborat de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica" S.A., în conformitate cu misiunea și viziunea sa, ținând cont de perspectivele de dezvoltare economică ale României și de evoluțiile sectorului energetic. Documentul respectă cerințele de conținut prevăzute de Ordinul ANRE nr. 98/2022 privind aprobarea *Procedurii de fundamentare și aprobare a planurilor de dezvoltare și investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*.

Scopul planului de dezvoltare a RET este definirea unei viziuni pe termen lung (2026–2035) privind dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice, prin stabilirea unor obiective strategice și a direcțiilor de acțiune corespunzătoare. Acesta fundamentează proiectele majore de investiții necesare pentru modernizarea, extinderea și digitalizarea rețelei electrice de transport, în vederea asigurării unui Sistem Electroenergetic Național sigur, eficient, rezilient și interoperabil, în conformitate cu cerințele tranziției energetice și cu standardele europene în domeniu. În cadrul Planului de dezvolare a RET sunt incluse, de asemenea și sursele de finanțare a investițiilor, împreună cu un calendar estimativ de implementare.

Planul de Dezvoltare RET pentru perioada 2026–2035 este elaborat într-un context strategic european complex, în care politicile energetice ale Uniunii Europene joacă un rol esențial în modelarea viitorului sectorului energetic. În acest sens, obiectivele de dezvoltare ale Transelectrica sunt construite în deplină concordanță cu direcțiile strategice ale UE, vizând în mod direct:

- **Diversificarea surselor de energie și creșterea securității energetice**, prin consolidarea rețelei de transport și dezvoltarea capacităților de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale statelor membre;
- **Dezvoltarea unei piețe interne integrate a energiei**, prin modernizarea RET și facilitarea cuplării piețelor de energie electrică pe toate orizonturile de timp;
- **Creșterea eficienței energetice și susținerea unei economii sustenabile**, prin investiții în infrastructura inteligentă și tehnologii avansate, sisteme de monitorizare și control, cu scopul reducerii pierderilor de energie și maximizării utilizării resurselor;
- **Decarbonizarea Sistemului Energetic Național**, prin integrarea energiei din surse regenerabile și asigurarea accesului acestora la rețea, sprijinind astfel atingerea țintelor climatice stabilite prin Acordul de la Paris și Pactul Verde European;

- **Promovarea cercetării, inovării și digitalizării**, prin implementarea proiectelor pilot, adoptarea de soluții tehnologice emergente și transformarea digitală a companiei, în linie cu agenda europeană privind tranziția energetică și competitivitatea.

Obiectivele specifice ale Planului de Dezvoltare a RET 2026–2035 reflectă aceste direcții europene și includ:

- Asigurarea funcționării în siguranță a SEN și furnizarea serviciului de transport la standarde de calitate reglementate;
- Dezvoltarea RET în raport cu prognozele de consum, producție, import, export și tranzit de energie electrică;
- Creșterea capacităților de interconexiune și integrarea pieței unice europene;
- Facilitarea integrării surselor regenerabile de energie în rețea și transportul eficient al acestora către zonele de consum;
- Îmbunătățirea eficienței energetice și optimizarea investițiilor;
- Promovarea accesului echitabil și nediscriminatoriu la rețea;
- Implementarea soluțiilor digitale și inovatoare prin intermediul programelor și proiectelor de digitalizare.

Această abordare integrată poziționează Transelectrica ca un actor-cheie în realizarea tranziției energetice a României și în atingerea obiectivelor de securitate, sustenabilitate și competitivitate energetică stabilite la nivelul Uniunii Europene.

Planul de dezvoltare RET pe perioada de 10 ani (2026-2035) cuprinde:

- prezentarea succintă a contextului la nivel național și european în domeniul transportului de energie electrică, strategii și politici în desfășurare, obiectivele și țintele la realizarea cărora contribuie proiectele de investiții din planul de dezvoltare, precum şi principiile și metodologiile utilizate la elaborarea planului, ipotezele și scenariile elaborate, direcțiile de acțiune ;
- lucrările de investiţii care rezultă necesare în RET în cursul perioadei de perspectivă de 10 ani, în urma analizelor efectuate conform legislației în vigoare, eșalonarea în timp a proiectelor de investiții, valoarea totală și estimarea cheltuielilor investiționale anuale pentru fiecare proiect de investiţii, cu evidenţierea surselor de finanţare (fonduri proprii, surse împrumutate, contribuţii financiare, venituri din alocarea capacităţilor de interconexiune transfrontalieră);
- prezentarea modificărilor intervenite în lista proiectelor de investiţii faţă de ediţia anterioară a planului de dezvoltare pe 10 ani aprobat de ANRE, cu justificarea documentată a fiecărui obiectiv modificat/eliminat ;
- prezentarea stadiului realizării investiţiilor cuprinse în ediţia anterioară a planului de dezvoltare a RET pe 10 ani aprobat de ANRE, care cuprinde estimările valorice ale impactului întârzierilor sau nerealizării investițiilor cuprinse în ediția precedentă a planului de dezvoltare;
- necesităţile de investiţii identificate pe parcursul procesului de consultare desfăşurat de OTS;
- prezentarea şi argumentarea modului de corelare şi conformare a Planului cu Strategia energetică a României pe termen mediu şi lung, cu planul neobligatoriu la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pe 10 ani menționat la art. 30, alin. (1) lit. (b) din Regulamentul (UE) 2019/943 și cu Planul național privind energia și clima transmis în conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999, edițiile în vigoare;

- Prezentarea stadiului implementării obligațiilor privind digitalizarea rețelei.

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 (TYNDP) cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani

Articolele 28 și 29 din Regulamentul (UE) 2019/943 prevăd înființarea **ENTSO-E**, o organizație non-profit care reunește operatorii de transport și sistem de electricitate din Europa. ENTSO-E are ca obiectiv principal facilitarea funcționării integrate a pieței interne europene de energie electrică, susținerea comerțului transfrontalier și optimizarea operării și dezvoltării rețelei electrice de transport la nivel continental.
Conform articolului 28, ENTSO-E este responsabilă de elaborarea strategiilor și planurilor care vizează integrarea surselor regenerabile în sistemul energetic, îmbunătățirea eficienței energetice și realizarea obiectivelor climatice și energetice pentru perioada 2020–2030. Pentru îndeplinirea acestor atribuții, ENTSO-E dispune de resursele tehnice și operaționale necesare, inclusiv capacitatea de coordonare a planificării rețelelor de transport la nivel european.
În cadrul ENTSO-E, activitățile de planificare și analiză sunt structurate în șase grupuri regionale (fig. 2.1), care au responsabilitatea de a evalua, coordona și definitiva Planul European de Dezvoltare a Rețelei (TYNDP), asigurând astfel o dezvoltare coerentă și armonizată a infrastructurii de transport electric la nivel regional și continental.

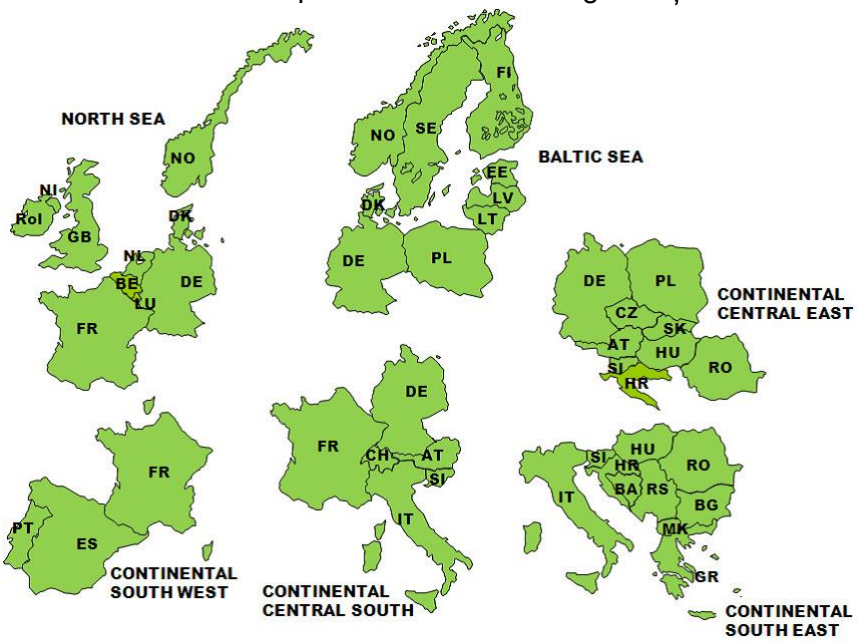


Fig. 2.1– Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

CNTEE Transelectrica SA face parte din Grupurile Regionale:

- **Continental Central Est;**
- **Continental Sud Est.**

După aderarea la Acordul de la Paris, Uniunea Europeană și-a consolidat rolul important în combaterea schimbărilor climatice, acționând strategic pe **cinci direcții esențiale**: asigurarea securității energetice, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea

eficienței energetice, dezvoltarea pieței interne de energie și stimularea cercetării, inovării și competitivității.

Prin cele 5 dimensiuni principale ale Strategiei privind Uniunea Energetică, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

Pentru sprijinirea celor 5 dimensiuni, conform art. 30 din Regulamentul (UE) 2019/943, ENTSO-E elaborează la fiecare doi ani TYNDP – Planul de Dezvoltare a Rețelei pe Zece Ani. Acesta analizează dezvoltarea rețelei la nivel european, capacitatea sistemului de a acoperi cererea de energie, precum și reziliența rețelei în scenarii pe termen mediu și lung. Planul european TYNDP are în vedere modelul integrat al reţelei europene, elaborarea de scenarii privind evoluția cererii de consum și a parcului de capacități de producere disponibil şi să evalueze rezilienţa sistemului (art. 48 alin. (1) din Regulamentul (UE) nr. 2019/943).

Evaluările sunt realizate pe baza contribuțiilor naționale ale fiecărui OTS și au rol esențial în susținerea obiectivelor climatice și energetice ale UE.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP 2024 [30], s-au bazat pe politicile naționale și pe necesitatea îndeplinirii țintelor energetice ale Uniunii Europene pentru 2030/2040/2050:

- pentru orizonturile de timp 2030 și 2040
  - ***”National Trends (NT)”*** – construit pe baza datelor furnizate de OTS (bottom-up), și are ca obiectiv reflectarea angajamentelor asumate de fiecare stat membru pentru atingerea țintelor stabilite de Uniunea Europeană în ceea ce privește eficiența energetică și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) în sectorul energetic. La nivel național, National Trends este aliniat cu Planurile Naționale Integrate în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) ale fiecărui stat membru, care transpun obiectivele europene în ținte specifice pentru anul 2030.
- pentru orizontul de timp 2040:
  - ***„Distributed Energy (DE)”*** - are ca scop evaluarea unor traiectorii fezabile pentru atingerea obiectivului stabilit prin Acordul de la Paris (COP21): limitarea încălzirii globale la +1,5°C, sau cel puțin semnificativ sub +2°C până la sfârșitul secolului. În cadrul elaborării scenariilor TYNDP, acest obiectiv a fost transpus de ENTSO-E și ENTSOG sub forma unui buget de carbon, care să permită respectarea pragului de +1,5°C cu o probabilitate de 66,7%.

În contextul integrării piețelor europene, ENTSO-E a evaluat beneficiile proiectelor de interes comun pe baza simulărilor de piață și a analizelor de fluxuri de putere. Aceste evaluări au utilizat date furnizate de membrii ENTSO-E (consum prognozat, costuri de producție, date meteo etc.) pentru a estima creșterea capacităților de interconexiune. Simulările au identificat direcțiile cu cele mai mari diferențe de costuri marginale, indicând necesitatea extinderii rețelei acolo unde capacitatea actuală este insuficientă.

Totodată, metodologia ENTSO-E pentru analiza cost-beneficiu stabilește criteriile evaluare a proiectelor cu semnificație europeană, în vederea elaborării planurilor regionale de investiții și a planului de dezvoltare pe 10 ani, în concordanță cu obiectivele strategice ale UE: competitivitate, durabilitate și securitate energetică.

Categorie	Indicator	Unitate de măsură /
Beneficii	*GTC* – Creșterea capacității transfrontaliere	MW
	B1. Bunăstare socială şi economică anluaă	M€/an
	B2. Reducerea anuală a emisiilor de CO2	Kt/an
	B3. Integrare producției din surse regenerabile de energie (RES)	GWh/an
	B4. Reducerea emisiilor non CO2	t/an
	B5. Reducerea pierderilor de energie electrică	M €/an
	B6. Siguranţa în alimentare: Adecvanța sistemului	Energie nelivrată MWh/an
	B7. Siguranţa în alimentare: Flexibilitatea sistemului	% of MW
	B8. Stabilitatea sistemului	++, --
Costuri	*C1*. Costuri de capital CAPEX	€
	C2. Costuri operaționale OPEX	€
Impact asupra mediului și a societății	*S.1*. Impact asupra mediului	km
	S.2. Impact social	km

În conformitate cu procedurile și criteriile stabilite de ENTSO-E, în **Planul de dezvoltare pe zece ani al rețelei electrice europene – TYNDP 2024**, elaborat în baza Regulamentului (UE) 943/2019 și a Directivei (UE) 944/2019, au fost incluse, ca și proiecte de interes european, următoarele clustere de investiţii, cele de pe teritoriul României fiind regăsite şi în ediția curentă a Planului de Dezvoltare a RET.

Clusterele sunt urmatoarele:

Denumire proiect	Lucrările incluse în proiect
Proiectul 138 „Black Sea Corridor”	LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș
	LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu
	Stația 400 kV Stâlpu
Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”	LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pančevo (Serbia)
	LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița
	Trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad
Proiectul 259 HU-RO	Nouă linie 400 kV simplu circuit Oradea Sud (RO) – Józsa (Debrecen Del) (HU)
	Autotransformator nou 400/220 kV în stația Roșiori

	Reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Parosșeni-Baru Mare-Hășdat
	Al doilea circuit LEA 400 kV Nădab (RO) – Bekescsaba (HU)
Proiectul 341 North CSE Corridor	Al doilea circuit LEA 400 kV Porțile de Fier (RO) – Djerdap 1 (RS)
	Stația 400/110 kV Belgrad 50
	Reconductorarea LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Reșița
	LEA 400 kV Belgrad 50 – CEE Cibuk
Proiectul 1105 Georgia-Romania Black Sea (submarine) interconnection cable project	Cablu submarin în curent continuu 500kV Constanța Sud (RO) – Anaklia (GE) în lungime de 1100km și capacitate de 1000MW
	2 stații de conversie VSC în Constanța Sud și Anaklia,
Proiectul 1138 400 kV OHL Suceava (RO) - Bălți (MD)	LEA 400kV Suceava (RO) – Bălți (MD)
	Stația nouă 400/330kV Bălți
	LEA 400kV Suceava - Gădălin
Proiectul 1216 High-Voltage Direct Current Interconnector Project Romania-Hungary	Cablu subteran în curent continuu HVDC Albertirsa (HU) - Arad (RO) 525kV, în lungime de 238km și capacitate de 2500MW
	Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad (RO) – Constanța Sud (RO) 525kV, în lungime de 830km și capacitate de 2500MW
	Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad (RO) – București Sud (RO) 525kV, în lungime de 586km și capacitate de 2500MW
	Cablu subteran în curent continuu HVDC București Sud (RO) – Constanța Sud (RO) 525kV, în lungime de 344km și capacitate de 2500MW
	4 stații de conversie VSC în Albertirsa, Arad, București Sud și Constanța Sud.
Proiectul 1240 Interconectarea Ucraina - România	LEA d.c. 400kV Artsyz (UA) - Isaccea (RO)

Proiectele menționate mai sus se integrează în efortul armonizat al tuturor Operatorilor de Transport şi de Sistem europeni și regionali, de a dezvolta reţelele de interconexiune şi de a asigura interoperabilitatea acestora.

2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice - Proiecte de Interes Comun (PCI)

Proiectele de Interes Comun (PCI) sunt inițiative energetice transfrontaliere identificate de Uniunea Europeană ca fiind esențiale pentru realizarea unei **piețe interne integrate a energiei**, pentru **creșterea securității energetice** și pentru **atingerea obiectivelor climatice și de decarbonizare**.

Regulamentul (UE) 869/2022 stabilește direcțiile pentru dezvoltarea infrastructurii energetice transeuropene, sprijinind obiectivele UE privind clima și energia pentru 2030 și neutralitatea climatică până în 2050. Acesta vizează interconectarea rețelelor, securitatea energetică, integrarea piețelor și prețuri accesibile la energie. Sunt definite 11 coridoare prioritare și 3 domenii tematice: prioritare care acoperă reţelele de energie electrică, rețelele offshore, hidrogen și electrolizoare, implementarea rețelelor electrice inteligente, rețea transfrontalieră de transport a dioxidului de carbon și rețelele inteligente de gaze.

Coridoarele și domenii prioritare în cadrul Regulamentului (UE) 869/2022 din care **România** face parte sunt prezentate în Tabelul.. :

Coridoare prioritare

Coridor	Obiectiv	Scop	State Membre Vizate
Coridorul 2 – NSI East Electricity	Finalizarea pieței interne de energie și integrarea surselor regenerabile prin interconexiuni și linii interne pe direcțiile nord-sud și est-vest.	-	Austria, Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Cipru, Germania, Grecia, Ungaria, Italia, Polonia, România, Slovacia, Slovenia
Coridorul 7 – SE Offshore	Dezvoltarea rețelei electrice offshore integrate, inclusiv a rețelei de hidrogen și a interconectorilor în Marea Mediterană, Marea Neagră și apele învecinate.	Transportul energiei electrice sau al hidrogenului din surse regenerabile offshore către centrele de consum/stocare și creșterea schimbului transfrontalier.	Bulgaria, Croația, Grecia, Italia, Cipru, România, Slovenia
Coridorul 10 – HI East	Crearea unei magistrale integrate de hidrogen în Europa Centrală și de Sud-Est, inclusiv reconfigurarea infrastructurii de gaze.	Facilitarea unei rețele europene de transport al hidrogenului.	Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croația, Italia, Cipru, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovacia, Slovenia

Domenii tematice prioritare

Domeniu	Obiectiv	State Membre Vizate
Rețele electrice inteligente	Implementarea rețelelor inteligente pentru o gestionare eficientă și flexibilă a consumului și producției de energie.	Toate
Rețea transfrontalieră de transport a dioxidului de carbon (CO_2)	Dezvoltarea unei infrastructuri europene pentru transportul CO_2 captat, în vederea reducerii emisiilor.	Toate

În Regulamentul (UE) nr. 869/2022 sunt definite criterii comune, transparente și obiective atât pentru proiectele de interes comun cât și pentru proiectele de interes reciproc în vederea stabilirii contribuției acestora la obiectivele politicii energetice pentru a fi eligibile pentru includerea de către Comisia Europeană pe listele următoare ale Uniunii.

Criteriile de eligibilitate și cerințele relevante pe care trebuie să le îndeplinească proiectele de interes comun și proiectele de interes reciproc în vederea pregătirii noii liste a Uniunii sunt în principal următoarele :

- Proiectul este necesar cel puțin pentru unul dintre coridoarele prioritare și domeniile prioritare privind infrastructura energetică;
- Potențialele beneficii generate ale proiectului depășesc costurile acestuia;
- Proiectul este situat pe teritoriul unui stat membru fie terestru, fie offshore, inclusiv pe insule, și are un impact transfrontalier semnificativ;
- Proiectul implică cel puțin două state membre prin faptul că traversează direct sau indirect, prin interconectare cu o țară terță, frontiera a două sau mai multe state membre;
- Proiectul crește capacitatea de transfer a rețelei transfrontaliere cu minimum 500 MW comparativ cu situația în care proiectul nu ar fi pus în funcțiune.
- Proiectul contribuie în mod semnificativ la durabilitate prin integrarea energiei din surse regenerabile în rețea, prin transportul sau distribuția energiei din surse regenerabile către principalele centre de consum și situri de stocare, precum și la limitarea restricțiilor de energie, după caz, și contribuie la cel puțin unul dintre următoarele criterii specifice:
    - integrarea pieței, printre altele, prin eliminarea izolării energetice a cel puțin unui stat membru și reducerea blocajelor în infrastructura energetică, concurență, interoperabilitate și flexibilitatea sistemului;
    - siguranța aprovizionării, printre altele prin interoperabilitate, flexibilitatea sistemului, securitate cibernetică, conexiuni adecvate și operarea în siguranță și în mod fiabil a sistemului.

Proiectele de interes comun și proiectele de interes reciproc vor beneficia de un „**statut prioritar**” la nivel național pentru se a asigura un tratament administrativ rapid și un tratament în regim de urgență în toate procedurile judiciare și litigioase aferente. Acestea trebuie considerate de către autoritățile competente ca fiind de interes public.

Beneficiile ”statut-ului prioritar” sunt următoarele:

- Facilitarea implementării promptă a proiectelor de pe lista Uniunii, prin fluidizarea, coordonarea mai îndeaproape și accelerarea procedurilor de autorizare (maxim 3,6 ani) și prin îmbunătățirea transparenței și a participării publicului;
- Acordarea de stimulente de reglementare, de către ANRE, dacă un inițiator al proiectului își asumă riscuri mai ridicate în ceea ce privește dezvoltarea, construcția, exploatarea sau întreținerea unui proiect de interes comun, comparativ cu riscurile suportate în mod normal de un proiect comparabil de infrastructură;
- Proiectele de pe lista Uniunii pot beneficia de asistență financiară din partea Uniunii pentru studii și, în anumite condiții, pentru lucrări în temeiul Regulamentului (UE) 2021/1153 al Parlamentului European și al Consiliului sub formă de granturi sau sub formă de instrumente financiare inovatoare pentru a se asigura că se poate acorda sprijin personalizat acelor proiecte de interes comun care nu sunt viabile în cadrul de reglementare actual și în condițiile de piață existente.

În cadrul ENTSO-E se elaborează scenariile comune pentru planificarea dezvoltării rețelei, modelul de rețea și de piață de energie, metodologia pentru analiza cost-beneficiu armonizată pe ansamblul sistemului energetic la nivelul Uniunii pentru evaluarea proiectelor de pe lista Uniunii și se aplică pentru pregătirea fiecărui plan de dezvoltare a rețelei pe zece ani la nivelul Uniunii elaborat ulterior de ENTSO-E în conformitate cu articolul 30 din Regulamentul (UE) nr. 2019/943.

Pentru a fi eligibile pentru includerea pe listele Uniunii, proiectele privind energia electrică trebuie să facă parte din cel mai recent plan de dezvoltare a rețelei pe zece ani elaborat la nivelul Uniunii de către ENTSO-E.

Pe baza acestor considerente, o dată la doi ani se stabilește o nouă listă a Uniunii. Proiectele care au fost finalizate sau care nu mai îndeplinesc criteriile și cerințele relevante stabilite prin Regulament nu trebuie să figureze pe următoarea listă a Uniunii. Din acest motiv, proiectele existente, care urmează să fie incluse în următoarea listă a Uniunii, vor participa la același proces de selecție pentru stabilirea listelor regionale și a listei Uniunii care se aplică și proiectelor noi propuse.

Comisia Europeană a aprobat prin Regulamentul Delegat (UE) 1041/2024 în data de 28 noiembrie 2023 prima listă a Uniunii Europene de proiecte de interes comun și proiecte de interes reciproc. Pe listă au fost incluse următoatele proiecte de dezvoltare a RET:

PCI 12.2 ” SMART GRID CARMEN”	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stația Roșiori
	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stația Suceava
	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stația Gutinaș
	Platformã Naționalã de Sincrofazori, conectatã la Platforma Internaționalã pentru schimb Date

	Sincrofazori (IPDE)
	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Fântânele - Ungheni
	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Dumbrava
	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Gutinaș - Dumbrava
	Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET
	Modul EMS/SCADA pentru reglajul automat de tensiune și putere reactivă la nivelul RET
PCI 2.5 "Proiectul Ungaria – România"	PCI 2.5.1-LEA 400 kV s.c. Oradea (RO) – Jozsa (Debrecen Del) (HU)
	PCI 2.5.2-Reconductorare LEA 220 kV Urechesti – Tg.Jiu (RO)
	PCI 2.5.3-Reconductorare LEA 220 kV Tg.Jiu – Parosẹni (RO)
	PCI 2.5.4-Reconductorare LEA 220 kV Parosẹni – Baru Mare (RO)
	PCI 2.5.5-Reconductorare LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat (RO)

2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2024

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 şi 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).

Acest proiect contribuie semnificativ, prin creşterea capacităţii de interconexiune dintre România și Bulgaria şi prin întărirea infrastructurii care va susţine transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre şi coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic, la implementarea priorităţilor strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiţie obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei şi climei.

De asemenea, proiectul va contribui la dezvoltarea pieței europene de energie, prin creșterea capacității rețelei de a transporta energia produsă din surse regenerabile din sud - estul Europei până la principalele centre de consum din centrul și nordul Europei.

Fig. 2.3.1 - Reprezentarea grafică a Proiectului **138**

Beneficiile realizate pentru **Proiectul 138**, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [24], în cadrul TYNDP 2024 sunt prezentate în tabelul 2.3.3):

Tabelul 2.3.1(sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
273	Cernavodă	Stâlpu	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Cernavodă și Stâlpu cu un circuit intrare/ieșire în stația 400 kV Gura Ialomiței; 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	Stâlpu	-	Extinderea stației 220/110 kV Stâlpu prin construirea stației 400/110 kV, 1x250MVA.
800	Varna (BG)	Burgas(BG)	LEA nouă 400 kV s.c. între stațiile existente Varna și Burgas; lungime 110km

Tabelul 2.3.2

Scenariu	ΔGTC Direcția RO→BG (MW)	ΔGTC Direcția BG→RO (MW)
2030	600	600

Tabelul 2.3.3

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO2 (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2030 National Trends	11	105	-26	94	7	296
2040 National Trends	19	55	24	-4	-3	405
2040 Distributed Energy	9	40	35	-4	-3	523

Indicatorii rezultați reflectă o evoluție favorabilă a performanței sistemului electroenergetic până în 2040, prin creșterea bunăstării socio-economice și reducerea semnificativă a emisiilor de CO2 . Integrarea RES se îmbunătățește, iar pierderile de energie scad atât ca volum, cât și ca impact financiar. Cu toate acestea, creșterea valorii indicatorului de adecvanță în scenariul „Distributed Energy" indică posibile provocări privind siguranța în alimentare, în contextul unei rețele cu producție descentralizată.

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 şi din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity") și conduce la creșterea capacității de schimb pe granițele dintre România - Ungaria - Serbia. Obiectivul principal al acestui proiect este creșterea capacității de transport de-a lungul coridorului Est-Vest în Europa de Sud-Est și Centrală, contribuind în același timp la integrarea pieței în aceste regiuni și sporind integrarea surselor regenerabile în regiunea Banat, situată în imediata apropiere a granițelor dintre Serbia - România și Ungaria - România. Totodată, punerea în funcțiune a proiectului va îmbunătăți considerabil securitatea alimentării cu energie, îndeplinind astfel unul dintre obiectivele principale ale funcționării fiabile a sistemelor moderne de transport.

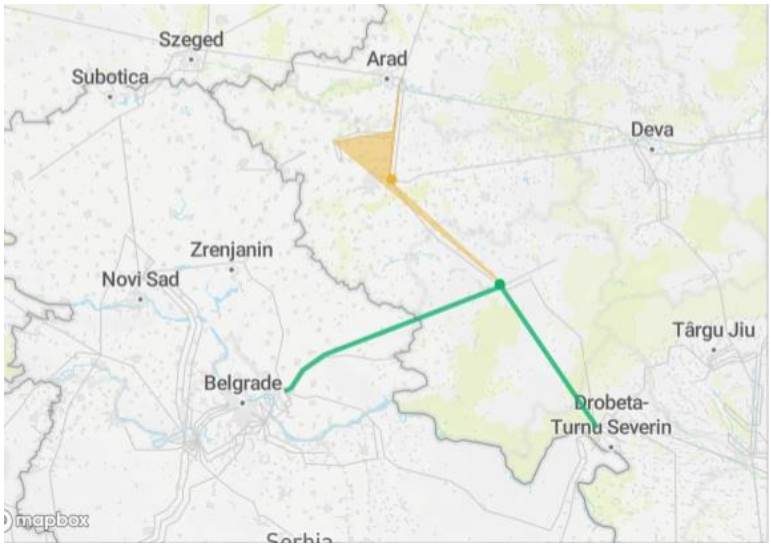


Fig. 2.3.2 - Reprezentarea grafică a Proiectului "**Mid Continental East Corridor**"

Beneficile rezultate în urma efectuării analizei cost/beneficiu realizate pentru **Proiectul 144**, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [24], în cadrul TYNDP 2024 sunt prezentate în tabelul 2.3.6):

Tabelul 2.3.4 (sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	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 construirea stației noi 400/220/110 kV Reșița, 1x250MVA+1x400 MVA.
705	Timișoara	-	Înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin construirea stației noi 400/220/110 kV, 2x250MVA+1x400MVA.

Tabelul 2.3.5

Scenariu	ΔGTC direcția RO→RS, RO→HU (MW)	ΔGTC direcția RS→RO, HU→RO (MW)
2030	844	600
2030	617	335

Tabelul 2.3.6.

Scenariu	B1 SEW M€ /an	B2 Emisii CO2 kt/an	B3 RES GWh/an	B5 Pierderi GWh/an	B5 Pierderi M€/an	B6 SoS MWh/an
2030 National Trends	16	-83	-11	82	6	459
2040 National Trends	29	-75	89	-10	-2	634
2040 Distributed Energy	40	-111	56	-10	-1	950

Tabelul evidențiază evoluția estimată a principalilor indicatori de performanță ai rețelei în funcție de scenariile de dezvoltare analizate. Pentru orizontul 2030 se indică beneficii economice moderate, alături de reduceri importante ale emisiilor de CO_2, dar și o ușoară scădere a producției din surse regenerabile, pe fondul unui nivel încă ridicat al pierderilor de energie. În orizontul 2040, ambele scenarii confirmă o tendință clară de îmbunătățire, cu

beneficii economice substanțial mai mari, reducerea semnificativă a emisiilor și creșterea ponderii energiei regenerabile integrate în rețea. Cu toate acestea, valorile crescute ale energiei nelivrate sugerează o presiune în creștere asupra adecvanței sistemului, mai ales în scenariul „Distributed Energy", unde gradul de descentralizare ridicat amplifică cerințele pentru flexibilitate și siguranță operațională. Această dinamică subliniază necesitatea unor măsuri suplimentare de consolidare a rețelei pentru a putea valorifica pe deplin tranziția energetică în condiții de siguranță și eficiență.

Proiectul 259 HU - RO

Acestă lucrare de infrastructură, este necesară pentru atingerea unui nivel de interconectare de 15% până în 2030.

Fig. 2.3.3 - Traseul orientativ al LEA 400kV Oradea Sud - Jozsa

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru **Proiectul 259**, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [24], în cadrul TYNDP 2024 sunt prezentate în tabelul 2.3.9):

Tabelul 2.3.7 (sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
1205	Debrecen Del (HU)	Oradea Sud (RO)	LEA nouă 400 kV simplu circuit de interconexiune între România și Ungaria în lungime de 90 km, între stațiile Oradea Sud (RO) și Jozsa (Debrecen Del) (HU),
1832	Roșiori	-	Un nou autotransformator 400/220 kV în stația Roșiori,
1833	Urechești	Târgu Jiu Nord	Reconductorarea LEA 220 kV Urechești - Tg. Jiu Nord
1834	Târgu Jiu Nord	Paroșeni	Reconductorarea LEA 220 kV Târgu Jiu Nord - Paroșeni
1835	Paroșeni	Baru Mare	Reconductorarea LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
1836	Baru Mare	Hașdad	Reconductorarea LEA 220 kV Baru Mare - Hașdad
1865	Nădab (RO)	Bekescsaba (HU)	Realizarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV Nădab (RO) - Bekescsaba (HU).

Tabelul 2.3.8

Scenariu	ΔGTC Direcția RO→HU (MW)	ΔGTC Direcția HU→RO (MW)
2030	1410	740

Tabelul 2.3.9.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO2 (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2030 National Trends	8	- 67	42	120	10	41
2040 National Trends	28	- 58	52	201	15	713
2040 Distributed Energy	48	- 67	29	201	18	1087

Tabelul 2.3.9 evidențiază o creștere semnificativă a bunăstării socio-economice până în 2040, în special în scenariul „Distributed Energy”, reflectând o integrare mai eficientă a pieței. Emisiile de CO2 se mențin la valori negative, indicând continuitatea eforturilor de decarbonare. Integrarea RES este mai ridicată în scenariul „2040 National Trends” dar asociată cu pierderi mari de energie, constante în ambele scenarii din 2040. Siguranța în alimentare se deteriorează semnificativ în 2040, în special în scenariul distribuit, sugerând necesitatea unor măsuri suplimentare de întărire a rețelei.

Proiectul 341 North CSE Corridor

Acest proiect va cuprinde patru investiții. Fiecare dintre aceste investiții reprezintă o porțiune dintr-un nou coridor energetic important pe direcția Est-Vest, cu un impact transfrontalier major la granița dintre Serbia și România. Mai exact, proiectul va contribui la integrarea pieței în regiune, reducând diferențele de preț marginal al energiei, va permite racordarea unor capacități mari de surse regenerabile care au solicitat conectarea în zonă și va crește securitatea în alimentare prin sporirea capacității de echilibrare disponibile peste această frontieră.

Punerea în funcțiune a proiectului va permite conectarea noilor surse regenerabile, ceea ce va modifica structura producției de energie din Serbia și va impulsiona tranziția către energia verde în regiunea Europei de Sud-Est.

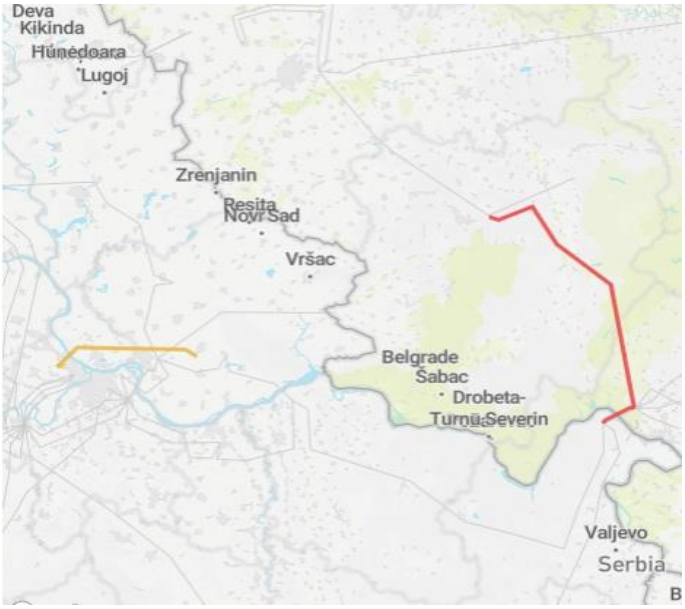


Fig.2.3.4 - Reprezentarea grafică a Proiectului ***North CSE Corridor***

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru **Proiectul 341**, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [24], în cadrul TYNDP 2024 sunt prezentate în tabelul 2.3.12):

Tabelul 2.3.10(sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
1536	Portile de Fier (RO)	Djerdap 1 (RS)	LEA nouă 400 kV Portile de Fier (RO) – Djerdap 1 (RS)
1537	Belgrad 50	-	Stația 400/110 kV Belgrad 50
1538	Belgrad 50	CEE Cibuk	LEA nouă 400 kV Belgrad 50-CEE Cibuk
1864	Porţile de Fier	Reşiţa	Reconductorarea LEA 220kV d.c. Porţile de Fier – Reşiţa

Tabelul 2.3.11.

Scenariu	ΔGTC Direcția RO→RS (MW)	ΔGTC Direcția RS→RO (MW)
2030	680	720

Tabelul 2.3.12.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO2 (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2030 National Trends	6	-16	-22	21	7	278
2040 National Trends	14	-40	9	1211	89	428
2040 Distributed Energy	13	-59	49	1211	80	105

În Tabelul 2.3.12 se observă o tendință clară de îmbunătățire a bunăstării economice, a reducerii emisiilor de CO2 și a integrării surselor regenerabile de energie, în special în scenariul „2040 Distributed Energy”, care oferă cele mai favorabile rezultate generale. Deși scenariile din 2040 presupun pierderi mai mari de energie, acestea sunt gestionabile din punct de vedere economic, iar adecvanța sistemului este semnificativ îmbunătățită, în special când producția este distribuită și mai apropiată de consum. Aceste rezultate confirmă eficiența investițiilor în dezvoltarea rețelei, atât pentru facilitarea tranziției energetice, cât și pentru asigurarea funcționării sigure și eficiente a SEN.

Proiectul 1105 Georgia-Romania Black Sea (submarine) interconnection cable project

Proiectul de interconectare submarină Georgia-România prin Marea Neagră va conecta sistemul energetic al Georgiei (implicit, regiunea Caucazului de Sud) la rețeaua sincronă a Europei Continentale. Acest proiect va contribui la consolidarea securității energetice a Uniunii Europene și a regiunii Caucazului, va sprijini dezvoltarea sectorului energiei regenerabile, va spori oportunitățile de tranzit și schimb comercial între Uniunea Europeană și Caucazul de Sud, având un impact pozitiv asupra producătorilor de energie și operatorilor de transport al energiei electrice.

Pe baza datelor preliminare, este planificată construirea unei linii electrice de 500 kV dublu circuit între stația electrică existentă de 500 kV Jvari și noua stație de 500 kV Anaklia. Următoarea etapă va consta într-un cablu submarin de curent continuu (DC), bipolar, de 500 kV între Anaklia și Constanța Sud. Pentru realizarea acestei conexiuni, se are în vedere construirea unei stații de conversie DC 500/500 kV în stația Anaklia, cu o capacitate instalată de 2x500 MW și a unei stații de conversie în Constanța Sud. Implementarea proiectului ar putea necesita întăriri suplimentare ale rețelei de înaltă tensiune a sistemelor electroenergetice interconectate.

Fig. 2.3.5 - Traseul orientativ al cablului submarin 500kV Constanța Sud– Anaklia

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru **Proiectul 1105**, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [24], în cadrul TYNDP 2024 sunt prezentate în tabelul 2.3.15):

Tabelul 2.3.13. (sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
1155	Anaklia (GE)	Constanța Sud (RO)	Cablu submarin în curent continuu 500kV Constanța Sud (RO) – Anaklia (GE) în lungime de 1100km și capacitate de 1000MW

Tabelul 2.3.14.

Scenariu	ΔGTC Direcția RO→GE (MW)	ΔGTC Direcția GE→RO (MW)
2030	1000	1000

Tabelul 2.3.15.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO2 (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2030 National Trends	32	655	11	12	-44	233
2040 National Trends	128	149	-33	-64	-3	633
2040 Distributed Energy	121	50	-46	-64	-5	521

Tabelul 2.3.15 evidențiază evoluții semnificative ale indicatorilor de performanță ai sistemului electroenergetic în funcție de scenariile analizate. Se remarcă o creștere consistentă a beneficiului socio-economic, reflectând efectele favorabile ale integrării pieței. În paralel, emisiile de CO2 scad substanțial în scenariul distribuit din 2040, ceea ce confirmă eficiența măsurilor de decarbonizare. Pe de altă parte, valorile negative pentru integrarea RES în 2040 indică posibile provocări legate de congestii sau limitări în absorbția completă a producției regenerabile, în ciuda pierderilor de energie aflate în scădere. Siguranța în alimentare este afectată de creșterea solicitărilor rețelei în 2040, dar scenariul „Distributed Energy" oferă o variantă echilibrată, cu un nivel intermediar al energiei nelivrate. Per ansamblu, scenariile de dezvoltare pentru 2040 susțin o tranziție energetică eficientă, cu beneficii economice ridicate și reduceri semnificative ale emisiilor, în timp ce impun adaptări structurale pentru integrarea optimă a surselor regenerabile.

Proiectul 1138 - LEA 400kV Suceava - Bălți

Proiectul constă în realizarea unei linii electrice aeriene de 400 kV cu un singur circuit între Suceava (România) și Bălți (Republica Moldova), a unei noi LEA de 400 kV între Suceava și Gădălin (România), precum și construirea unei stații electrice de 400/330 kV în Bălți (Republica Moldova).

Acest proiect va crește capacitatea de transport a energiei electrice între România și Republica Moldova, creând premisele necesare pentru dezvoltarea producției de energie din

surse regenerabile în ambele țări. Totodată, va sprijini extinderea infrastructurii energetice necesare integrării surselor regenerabile în sistemele energetice naționale, va contribui la extinderea pieței de energie electrică la nivelul Uniunii Europene și va reduce blocajele din infrastructura energetică, prin creșterea flexibilității și sustenabilității celor două sisteme energetice.

Fig.2.3.6 - Traseul orientativ al LEA 400kV Suceava– Bălți

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru **Proiectul 1138**, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [24], în cadrul TYNDP 2024 sunt prezentate în tabelul 2.3.18):

Tabelul 2.3.16. (sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
1860	Suceava (RO)	Bălți (MD)	LEA 400kV Suceava (RO) – Bălți (MD)
1961	Bălți (MD)	-	Stația nouă 400/330kV Bălți
1983	Suceava	Gădălin	LEA 400kV Suceava - Gădălin

Tabelul 2.3.17.

Scenariu	ΔGTC Direcția RO→MD (MW)	ΔGTC Direcția MD→RO (MW)
2030	350	350

Tabelul 2.3.18

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO2 (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2030 National Trends	12	-85	43	309	8	106
2040 National Trends	28	-123	84	1618	105	211
2040 Distributed Energy	60	-141	119	1618	89	252

Tabelul 2.3.18 reflectă o evoluție clară a performanțelor sistemului în scenariile 2040, în special în varianta „Distributed Energy”, unde beneficiul socio-economic va crește și emisiile de CO_2 se reduc semnificativ. Integrarea producției din surse regenerabile este maximă în același scenariu. Totuși, aceste progrese sunt însoțite de pierderi mari de energie, ceea ce sugerează o presiune crescută asupra rețelei. Adecvanța sistemului înregistrează o scădere a performanței în 2040, evidențiind necesitatea consolidării infrastructurii pentru a susține volumul crescut de energie regenerabilă.

Proiectul 1216 High-Voltage Direct Current Interconnector Project Romania-Hungary

Cablul de curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) va conecta regiunea de sud-est a României și parcurile eoliene offshore din Marea Neagră cu Ungaria. Proiectul va asigura, de asemenea, continuitatea Coridorului de Energie Verde dintre Uniunea Europeană și țările din zona Mării Caspice, stabilind un coridor energetic între Ungaria, România, Georgia și Azerbaidjan. În acest context, Proiectul va facilita importul de energie verde în Uniunea Europeană.

Proiectul constă în realizarea a două cabluri subterane de curent continuu, de-a lungul viitorului coridor al conductelor de gaze BRUA și Tuzla-Podișor. Proiectul preliminar prevede utilizarea unei tehnologii multiterminal bipolare HVDC/VSC la un nivel de tensiune de 525 kV și o capacitate nominală de 2,5 GW pentru fiecare cablu de curent continuu, cu stații de conversie conectate la stațiile electrice de 400 kV Constanța Sud, Arad și Albertirsa (în Ungaria). Unul dintre cabluri va include suplimentar o stație de conversie în zona București Sud. Stația de 400 kV Constanța Sud va fi racordată intrare-ieșire în LEA 400 kV nouă dublu circuit Constanța Nord – Medgidia Sud, inclusă în Planul de Dezvoltare 2024 - 2033.

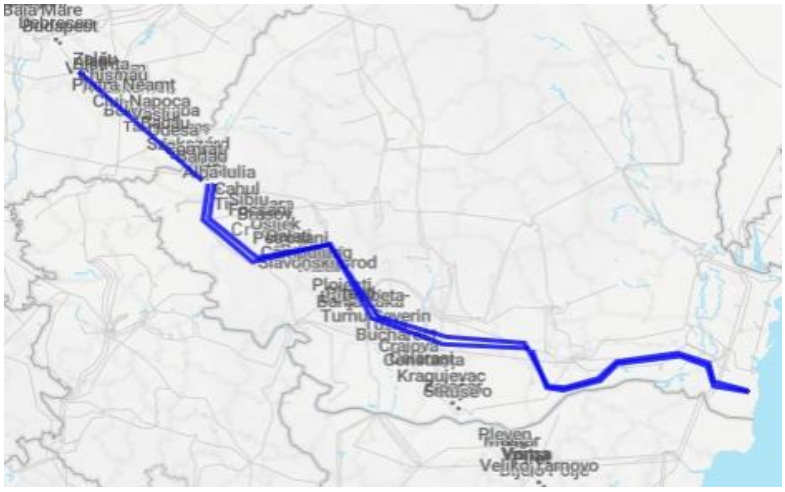


Fig. 2.3.7 -Traseul orientativ al cablului HVDC România - Ungaria

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru **Proiectul 1216**, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [24], în cadrul TYNDP 2024 sunt prezentate în tabelul 2.3.21):

Tabelul 2.3.19(sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
1986	Arad (RO)	Albertirsa (HU)	Cablu subteran în curent continuu HVDC Albertirsa (HU) - Arad (RO)
1987	Arad	Constanța Sud	Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad – Constanța Sud
2003	Arad	București Sud	Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad– București Sud
2008	București Sud	Constanța Sud	Cablu subteran în curent continuu HVDC București Sud– Constanța Sud

Tabelul 2.3.20

PIF	ΔGTC Direcția RO→HU (MW)	ΔGTC Direcția HU→RO (MW)
2030	2500	2500

Tabelul 2.3.21

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO2 (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2030 National Trends	15	-130	11	76	-40	46
2040 National Trends	32	-59	98	-26	-2	36
2040 Distributed Energy	51	-80	-32	-26	-1	110

Tabelul 2.3.21 evidențiază îmbunătățiri consistente ale performanței sistemului electroenergetic în orizontul 2040. Beneficiul socio-economic crește de peste trei ori în scenariul „Distributed Energy", în timp ce emisiile de CO2 se reduc semnificativ până în 2030. Integrarea RES înregistrează creșteri notabile în scenariul „National Trends", dar rămâne negativă în cel distribuit, ceea ce poate semnala congestii de rețea. Pierderile de energie scad substanțial, reflectând eficiența operațională, însă valoarea ridicată a energiei nelivrate în scenariul distribuit indică posibile provocări în asigurarea adecvanței.

Proiectul 1240 Interconectarea Ucraina - România

Implementarea acestui proiect va permite restaurarea LEA de interconexiune între Ucraina-România, care a fost dimensionată ă funcționeze inițial la nivelul de tensiune de 750 kV și care din anul 1998, funcționează la o clasă de tensiune inferioară de 400 kV.

Fig. 2.3.8 -Traseul orientativ al LEA 400kV Artsyz - Isaccea

Tabelul 2.3.22(sursa TYNDP 2024 [16])

Nr. investiție (TYNDP 2024)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
2022	Artsyz (UA)	Isaccea (RO)	LEA d.c. 400kV Artsyz (UA) - Isaccea (RO)

Tabelul 2.3.23

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO2 (kt/an)	B3 RES (GWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)
2030 National Trends	27	-190	30	-	-	-
2040 National Trends	115	-331	141	-	-	-
2040 Distributed Energy	254	-723	203	-	-	-

Proiectul PCI SMART GRID CARMEN

***Promotor**:* Delgaz Grid
***Parteneri**:* CNTEE Transelectrica SA și ESO
***Perioadă de implementare**:* 2025–2031

Proiectul PCI SMART GRID CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network) a fost inclus în cea de-a cincea listă de proiecte de interes comun (PCI) la nivel european.

CARMEN urmărește modernizarea rețelei electrice din zona carpatică, având ca obiectiv principal adaptarea infrastructurii energetice la cerințele secolului XXI. Prin implementarea sa, proiectul CARMEN va introduce standarde obligatorii de performanță pentru operatorii de transport și distribuție a energiei electrice, contribuind astfel la realizarea obiectivelor

naționale și europene de decarbonizare, digitalizare și optimizare a sistemului energetic, și va răspunde provocărilor majore ale Uniunii Europene privind eficiența energetică, integrarea și interconectarea piețelor de energie, securitatea aprovizionării și gestionarea creșterii ponderii surselor regenerabile în rețelele electrice.

Beneficiu	Descriere
Creșterea eficienței rețelei electrice	Modernizarea și digitalizarea infrastructurii reduc pierderile și optimizează gestionarea fluxurilor de energie.
Îmbunătățirea calității serviciilor	Asigură o alimentare mai stabilă, cu parametri de tensiune și frecvență mai bine controlați pentru consumatori.
Integrarea surselor regenerabile	Pregătește rețeaua pentru gestionarea producției intermitente din surse regenerabile, sprijinind tranziția energetică.
Securitatea aprovizionării cu energie	Optimizează reglajele de tensiune și circulațiile de putere pentru un sistem mai robust și rezistent la întreruperi.
Digitalizarea și monitorizarea avansată	Platforma comună de administrare a datelor de la sincrofazori oferă vizibilitate și control în timp real pentru intervenții rapide.
Alinierea la standardele europene	Contribuie la atingerea obiectivelor UE privind decarbonizarea, digitalizarea și sustenabilitatea sistemului energetic.

2.4 Importanța proiectelor de dezvoltare RET în contextul național

Ministerul Energiei a elaborat **Strategia Energetică a României 2025 - 2035**, cu perspectiva anului 2050. Aceasta este un document programatic esențial, care conturează viziunea pe termen lung și stabilește obiectivele strategice ale dezvoltării sectorului energetic național. Aceasta oferă cadrul de referință pentru formularea politicilor publice, ținând cont de evoluțiile și angajamentele naționale, europene și internaționale ce influențează în mod direct direcția de transformare a sistemului energetic.

Viziunea strategică este orientată spre consolidarea unui sector energetic sigur, sustenabil, competitiv și accesibil, care să contribuie la dezvoltarea durabilă a economiei României. În acest context, sectorul energetic trebuie să asigure continuitatea și securitatea în furnizarea energiei, în condiții de accesibilitate economică pentru toți consumatorii, contribuind totodată la obiectivele de decarbonizare, tranziție verde și integrare europeană.

Obiectivele Strategiei Energetice sunt:

1. Securitate energetică;
2. Energie cu emisii scăzute de carbon;
3. Eficiență energetică;
4. Acces fizic la energie pentru toți consumatorii și accesibilitate financiară și competitivitate economică a energiei;
5. Piețe de energie eficiente;
6. Digitalizare, dezvoltarea rețelelor inteligente și securitate cibernetică.

Măsurile și politicile necesare pentru atingerea obiectivelor strategice sunt stabilite prin **Planul Național Energie Schimbări Climatice** (PNIESC).
Astfel, prin **PNIESC**, România și-a asumat următoarele ținte strategice pentru orizontul anului 2030, corespunzător celor cinci dimensiuni ale Uniunii Energetice:

- **Decarbonizare**: reducerea cu 85% a emisiilor nete de gaze cu efect de seră față de anul 1990 și atingerea neutralității climatice până în 2045.
- **Surse regenerabile de energie (SRE)**: cel puțin 38,3% pondere a SRE în consumul final brut de energie, din care 57,8% în sectorul electricității, 29,4% în transport și 41,4% în încălzire și răcire.
- **Eficiență energetică**: reducerea consumului final de energie și scăderea emisiilor cu 12,7% în sectoarele ne-ETS (transport, clădiri, industrie), inclusiv prin electrificare și utilizarea pompelor de căldură.
- **Securitate energetică**: creșterea capacității de producție la aproximativ 32,3 GW, cu cel puțin 75% din surse regenerabile, reducerea dependenței de importuri și consolidarea interconectărilor.
- **Piața internă a energiei și inovare**: integrarea deplină în piața unică europeană, digitalizarea sistemului energetic, promovarea tehnologiilor noi (SMR, stocare, biometan) și consolidarea infrastructurii pentru o tranziție sustenabilă.

CNTEE Transelectrica S.A. are un rol esențial în realizarea obiectivelor asumate de România prin **PNIESC**, în special în ceea ce privește creșterea capacității de integrare a energiei din surse regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Dimensiune PNIESC	Ținte pentru 2030 propuse prin PNIESC	Contribuția Planului RET 2026–2035
Decarbonizare	• -85% emisii GES față de 1990• Neutralitate climatică în 2045	• Modernizarea rețelei pentru reducerea pierderilor • Sprijin indirect pentru reducerea emisiilor
Surse regenerabile de energie (SRE)	• 38,3% SRE în consum final • 57,8% în electricitate • 29,4% în transport • 41,4% în încălzire/răcire	• Racordarea de noi capacități eoliene și solare în Dobrogea, Banat, Oltenia • Creșterea capacității RET pentru integrarea RES • Flexibilizare operațională
Eficiență energetică	• 28,7 mTEP în consumului de energie primară • -12,7% emisii în sectoarele non-ETS • Electrificarea consumului	• Reconfigurarea fluxurilor pentru eficiență • Reducerea pierderilor tehnice
Securitate energetică	• 31,3 GW capacitate instalată (76% din RES) • Reducerea importurilor • Rețea reziliență și interconectată •1200-2400MWh în soluții de stocare în baterii	• Linii de interconectare (Serbia, Ungaria, Bulgaria, Moldova) • Stații 400 kV noi • Creșterea redundanței sistemului
Piață internă & inovare	• 15% interconectare • Piață integrată UE • Digitalizare • Tehnologii inovatoare: SMR,	• Integrarea funcțională în ENTSO-E • Suport pentru SMR & flexibilitate RES • Infrastructură digitală modernă

Dimensiune PNIESC	Ținte pentru 2030 propuse prin PNIESC	Contribuția Planului RET 2026–2035
	baterii, biometan, hidrogen, rețele inteligente	(SCADA, SEN, dispecerizare avansată)

Astfel, prin extinderea și modernizarea rețelei de transport, Transelectrica facilitează racordarea noilor capacități eoliene și fotovoltaice, susținând astfel atingerea țintelor de cel puțin **36% pondere a energiei regenerabile în consumul final brut** și **o reducere de 77% a emisiilor din sectorul energetic** până în 2030, față de 1990. Totodată, prin proiectele sale de interconectare, digitalizare și flexibilizare a rețelei, compania sprijină dezvoltarea unui sistem energetic național adaptat tranziției verzi, capabil să răspundă cerințelor pieței unice europene de energie și să gestioneze în siguranță variabilitatea producției din surse regenerabile.

Planul de Dezvoltare al Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035 este aliniat atât cu **Strategia Energetică a României 2025–2035**, cu perspectiva anului 2050, cât și cu **PNIESC**, documentul-cheie de planificare strategică ce transpune la nivel național obiectivele climatice și energetice ale Uniunii Europene. Astfel, proiectele de dezvoltare incluse în plan reflectă viziunea comună privind tranziția către un sistem energetic sigur, decarbonizat, competitiv și accesibil, cu un grad crescut de integrare a surselor regenerabile și o infrastructură pregătită pentru viitor.

Strategia Energetică și PNIESC prevăd o transformare profundă a sectorului energetic, iar Planul de dezvoltare a RET răspunde acestor provocări prin investiții majore în extinderea rețelei pentru evacuarea producției din surse regenerabile, în special în zonele cu potențial ridicat (Dobrogea, Banat, Oltenia), prin modernizarea stațiilor electrice și prin introducerea tehnologiilor digitale și a automatizărilor avansate. De asemenea, consolidarea capacității de interconectare cu statele vecine și alinierea la standardele tehnice ale ENTSO-E contribuie direct la obiectivul de integrare regională a României în piața internă de energie electrică a Uniunii Europene.

În ansamblu, Planul de Dezvoltare al RET se constituie ca instrument de implementare a Strategiei Energetice, contribuind atât la realizarea obiectivelor naționale de securitate și sustenabilitate, cât și la îndeplinirea angajamentelor europene privind decarbonizarea, competitivitatea și accesibilitatea sistemului energetic.

2.5 Atingerea obiectivelor de creștere a capacității de interconexiune

Capacitatea de interconexiune este un indicator-cheie pentru măsurarea gradului de integrare și interoperabilitate a sistemului electroenergetic național în cadrul rețelei europene ENTSO-E, reflectând potențialul maxim de schimburi de energie electrică transfrontaliere, în condiții de siguranță și fiabilitate.

În conformitate cu Regulamentul (UE) 1999/2018 guvernanța Uniunii energetice și a acțiunilor climatice, Uniunea Europeană și-a stabilit obiectivul strategic ca, până în anul 2030, **capacitatea de interconectare** între statele membre să reprezinte minimum **15% din capacitatea totală instalată** a fiecărui stat membru. Acest țel este susținut și în cadrul Comunicării Comisiei Europene COM(2020) 824 final privind integrarea pieței energiei electrice cu emisii scăzute.

Atingerea țintei de interconectare de **15%** este planificată prin implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI) finanțate în cadrul Mecanismului pentru Interconectarea Europei (CEF),

precum și prin realizarea celorlalte proiecte strategice de dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport. Aceste investiții vor contribui la creșterea securității alimentării cu energie, la integrarea resurselor regenerabile și la consolidarea pieței interne europene de energie.

La nivel național, acest obiectiv este integrat în PNIESC și în legislația națională, în special în Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare, care impune dezvoltarea capacității de interconectare a rețelei electrice naționale cu cele ale statelor vecine.

Începând cu anul 2022, capacitatea de interconexiune a României a atins ținta de interconectare de 15% datorită creșterii capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier, care a crescut de la circa 1.500 MW în 2015 la peste 3000 MW în 2022, dar și pe fondul reducerii capacității de producție instalate la nivel național. În tabelul 2.5.1 este prezentată evoluția capacității de interconexiune în perioada 2022 – 2024.

Tabel 2.5.1 - Evoluția capacității de interconexiune în perioada 2022 – 2024

	2022	2023	2024
NTC import [MW]	3050	3464	3360
Capacitate instalată SEN [MW]	19619	18652	18210
Capacitate de interconexiune [%]	15.5	18.6	18.5

La data de 01.07.2025 **capacitatea instalată** la nivelul **SEN** a fost de **19326,86 MW.** În prezent, capacitatea tehnic disponibilă pentru schimburi transfrontaliere de energie electrică pe granițele României variază între 3.500 și 4.500 MW, în funcție de factori precum structura producției, nivelul consumului intern și configurația rețelei electrice de transport, influențată la rândul ei de lucrările de mentenanță și investiții planificate.

Totodată, în ceea ce privește **atingerea țintei** de **70%** a capacității disponibile pentru **comerțul transfrontalier**, prevederile art. 16 alin. (8) din Regulamentul (UE) 2019/943 stabilesc că această capacitate trebuie să reprezinte minimum 70% din capacitatea totală de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare și după luarea în considerare a contingențelor. Astfel, conform art. 15 din același regulament, sunt stabilite cerințele pentru elaborarea unui **Plan de acțiuni** menit să asigure realizarea acestei capacități minime.

Planul de acțiuni al României a fost aprobat de guvern în luna iunie 2021, având următoarele obiective:

- Stabilirea traiectoriei liniare pentru capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier;
- Stabilirea modului de calcul al capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier;
- Stabilirea modului de monitorizare a capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier;
- Stabilirea măsurilor necesare pentru creșterea capacității transfrontaliere și asigurarea capacității minime disponibile pe durata implementării planului de acțiune.

Până la data de **31.12.2025**, capacitatea minimă disponibilă pentru **comerțul transfrontalier** trebuie să fie de **70 % din capacitatea de transport**.

Astfel, pe granița **România – Ungaria** trebuie atinsă o capacitate disponibilă pentru comerțul transfrontalier de **1700 MW**, iar pe granița **România – Bulgaria** trebuie atinsă o capacitate disponibilă pentru comerțul transfrontalier de **2550 MW**.

În Tabelul 2.5.2 este prezentată evoluția capacităților disponibile pentru comerțul

transfrontalier, pentru perioada 2021 – semestrul I 2025, pentru fiecare graniță a zonei de ofertare.

Tabel 2.5.2 - Evoluția capacităților disponibile pentru comerțul transfrontalier

Capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier	2021		2022		2023		2024		2025	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
RO-HU	**800**	33	**800**	33	**800**	33	**800**	33	**980**	41
RO-BG	**900**	25	**1230**	34	**1560**	43	**1560**	43	**1890**	52

Se precizează că pentru anii 2021 – 2024 au fost aprobate de către ANRE, Rapoartele anuale de monitorizare privind capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier, în conformitate cu art. 15 alin. (4) din Regulamentul (UE) 2019/943, elaborate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Totodată, pentru menținerea siguranței în funcționare, conform prevederilor art. 16 alin.(9) din Regulamentul (UE) 2019/943, ANRE a aprobat solicitările anuale ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. de derogare de la obligațiile prevăzute la art. 16 alin. (8) din Regulamentul (UE) 2019/943 prin Deciziile ANRE nr. 59/2022, 2359/2022, 2947/2023 și 314/2025.

În vederea conformării cu obligațiile stabilite prin art. 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică, precum și pentru atingerea pragului minim de 70% din capacitatea totală de transport disponibilă pentru schimburi transfrontaliere, este imperativă finalizarea proiectelor:

- ***138 "Black Sea Corridor";***
- ***144 "Mid Continental East Corridor";***
- ***259 HU - RO;***
- ***341 North CSE Corridor;***
- ***Trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu.***

Lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15 % din capacitatea totală netă de generare până în anul 2035 se regăsește în cadrul Anexei F4 a Planului.

3. Cadrul de reglementare

3.1 Legislaţia primară

3.1.1. Directive și Reglementări Europene

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

- DIRECTIVA (UE) 2019/944 a Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE;
- REGULAMENTUL (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică ;

- REGULAMENTUL (UE) 2019/941 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind pregătirea pentru riscuri în sectorul energiei electrice și de abrogare a Directivei 2005/89/CE;
- REGULAMENTUL (UE) 2018/1504 al Parlamentului European și al Consiliului din 2 octombrie 2018 de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 256/2014 privind notificarea către Comisie a proiectelor de investiții în infrastructura energetică din Uniunea Europeană;
- REGULAMENTUL de punere în aplicare (UE) nr. 1113/2014 al Comisiei din 16 octombrie 2014 de stabilire a formei și a detaliilor tehnice pentru notificarea menționată la articolele 3 și 5 din Regulamentul (UE) nr. 256/2014 al Parlamentului European și al Consiliului și de abrogare a Regulamentelor (CE) nr. 2386/96 și (UE, Euratom) nr. 833/2010 ale Comisiei;
- REGULAMENTUL UE nr. 869/2022 privind liniile directoare pentru infrastructuriel energetice transeuropene, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 715/2009, (UE) 2019/942 și (UE) 2019/943 și a Directivelor 2009/73/CE și (UE) 2019/944 și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013.
- Directiva (UE) 2023/2413 a Parlamentului European și a Consiliului din 18 octombrie 2023 de modificare a Directivei (UE) 2018/2001, a Regulamentului (UE) 2018/1999 și a Directivei 98/70/CE în ceea ce privește promovarea energiei din surse regenerabile și de abrogare a Directivei (UE) 2015/652 a Consiliului.
- Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 Iulie 2015 de stabilirea unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- 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 curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (HVDC);
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilirea unei linii directoare 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 directoare 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 electroenergetic
- Documente strategice ENTSO-E:
  - ENTSO-E Vision on Market Design and System Operation towards 2030;
  - ENTSO-E RDI Roadmap 2020 – 2030: TSO innovation for a climate-neutral European energy system.

3.1.2. Legislație și Reglementări Naționale

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

- Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare ;
    - Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
    - Legea nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes naţional, judeţean şi local, cu modificările și completările ulterioare;
    - Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
    - Legea nr. 184/2018 privind stabilirea sistemul de promovare a energiei din surse regenerabile de energie
    - LEGE nr. 121 din 30 aprilie 2024 privind energia eoliană offshore
    - Hotărârea de Guvern nr. 557/2016 privind managementul tipurilor de risc cu modificările și completările ulterioare;
    - Strategia Energetică a Romaniei 2025 - 2035, cu perspectiva anului 2050;
    - Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC), actualizat;
    - Strategia pe termen lung a României pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră - România Neutră în 2050 (STL) ;
    - Strategia Națională de dezvoltare a domeniului nuclear în România, pentru perioada 2021-2030, cu perspectiva 2050;
    - Planul Național de Redresare și Reziliență.

În contextul importanţei securităţii energetice pentru securitatea naţională, CNTEE Transelectrica SA acordă toată atenţia implementării legislaţiei aferente sistemelor integrate de securitate, a protecţiei informaţiilor clasificate şi a protecţiei infrastructurii critice:

- Ordinul Ministrului Economiei, Comerţului şi Mediului de Afaceri nr. 1178/2011 pentru stabilirea criteriilor sectoriale şi a pragurilor critice aferente sectorului ICN/E - infrastructură critică naţională/europeană - „Energetic";
- Legea nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 301/2012 pentru aprobarea normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 182/2002 privind protecția informațiilor clasificate, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 585/2002 pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 781/2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu
- Hotărârea de Guvern nr. 1349/ 2002, privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordonanţa de urgenţă nr. 108/2022 privind decarbonizarea sectorului energetic;
- Ordonanța de urgență nr. 98/2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice, cu modificările și completările ulterioare;

- Hotărârea de Guvern nr. 718/2011 pentru aprobarea Strategiei naţionale privind protecţia infrastructurilor *critice;*
- Decizia Prim-ministrului nr. 43/2012 privind *aprobarea Planului de acţiune pentru implementarea, monitorizarea şi evaluarea obiectivelor Strategiei naţionale privind protecţia infrastructurilor critice;*
- Hotărârea de guvern nr. 1198/2012 privind desemnarea infrastructurilor critice naţionale, cu modificările și completările ulterioare;
- Decizia Prim-ministrului nr. 166/2013 privind aprobarea *Normelor metodologice pentru realizarea/ echivalarea/revizuirea planurilor de securitate ale proprietarilor /operatorilor/ administratorilor de infrastructură critică naţională/ europeană, a structurii-cadru a planului de securitate al proprietarului/ operatorului/ administratorului deţinător de infrastructură critică naţională/ europeană şi a atribuţiilor ofiţerului de legătură pentru securitate din cadrul compartimentului specializat desemnat la nivelul autorităţilor publice responsabile şi la nivelul proprietarului/ operatorului/ administratorului de infrastructură critică naţională/ europeană;*
- Decizia Prim-ministrului nr. 105/2017 privind aprobarea *Calendarului principalelor activităţi pe anul 2017 ale Grupului de lucru interinstituţional pentru protecţia infrastructurilor critice;*
- OUG nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare*;*
- Personalul C.N.T.E.E. ”Transelectrica” S.A. implicat va ține cont și de:
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE STAT, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica S.A., FILIALE și Sucursale Teritoriale de Transport 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 S.A., FILIALE și Sucursale Teritoriale de Transport.
- Norme interne privind protecţia informaţiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C. 1.
- Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C 2.

3.2 Legislaţia naţională secundară

Legislația secundară din domeniul energiei include reglementările obligatorii care asigură funcționarea coordonată și eficientă a sectorului energetic. Aceste instrumente sunt esențiale pentru alinierea activităților tuturor participanților din sistem. În continuare sunt prezentate principalele reglementări secundare care influențează dezvoltarea și utilizarea rețelei electrice de transport (RET):

- PE 026-92 “Normativ pentru proiectarea Sistemului Energetic Național”;
- SR EN 60909-0:2017 “Normativ privind metodologia de calcul al curenţilor de scurtcircuit în reţelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”;
- Licenţe şi Autorizaţii: activitatea CNTEE Transelectrica S.A. se desfăşoară în baza Condiţiilor specifice asociate Licenţei 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 președintelui ANRE nr. 1413 din 10.07.2024;

- Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20 din 27 august 2004, modificat și completat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 35 din 6 decembrie 2004;
- Decizia președintelui 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;
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție - aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 128 din 11 decembrie 2008;
- Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022,;
- Procedura operaţională “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării reţelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport şi de sistem“ aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 6/2010;
- Norma tehnică ,,Condiţii tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” aprobată prin Ordinul preşedintelui ANRE nr. 51/2019, cu modificările și completările ulterioare;
- Procedura de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public aprobată prin Ordinul preşedintelui ANRE nr. 51/2019, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la reţelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare;
- Metodologie de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2014, cu modificările și completările ulterioare;
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin președintelui ANRE nr. 103 din 01.07.2015;
- Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 102 din 1 iulie 2015 cu modificările și completările ulterioare;
- Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12 din 30.03.2016, cu modificările și completările ulterioare;
- Standardul de performanţă pentru serviciul de distribuţie a energie electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 46 din 15 iunie 2021, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulament de conducere şi organizare a activităţii de mentenanţă - aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 96 din 18.10.2017, cu modificările și completările ulterioare;
- Metodologie de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 116 din 21 septembrie 2022, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 238 din 20 decembrie 2019 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi, aferentă anului 2020

- Metodologie de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 68 din 2024;
- Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 98 din 06.07.2022, cu modificările și completările ulterioare;Toată legislația invocată în cuprinsul Planului de dezvoltare a RET - perioada 2024-2033 va fi luată în considerare în forma existentă la momentul aplicării, ținând cont de toate modificările, completările și abrogările parțiale sau totale ulterioare adoptării, lista nefiind exhaustivă.

Se va ține cont și de:

- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE STAT, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica S.A., FILIALE și Sucursale Teritoriale de Transport 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 S.A., FILIALE și Sucursale Teritoriale de Transport.
- Norme interne privind protecţia informaţiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C. 1, înregistrate sub nr. 53248 / 06.12.2021.
- Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C 2.

Notă: Toată legislația invocată în cuprinsul Planului de dezvoltare a RET - perioada 2026-2035 va fi luată în considerare în forma existentă la momentul aplicării, ținând cont de toate modificările, completările și abrogările parțiale sau totale ulterioare adoptării, lista nefiind exhaustivă.

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

4.1 Principii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

CNTEE Transelectrica SA are responsabilitatea de a dezvolta și moderniza rețeaua electrică de transport într-un mod eficient din punct de vedere economic, astfel încât aceasta să răspundă corespunzător cerințelor impuse de evoluția SEN, inclusiv:

- creșterea sau modificarea consumului de energie electrică;
- integrarea de noi capacități de producere;
- evoluția cererii pentru schimburi de energie electrică transfrontaliere;
- uzura fizică şi morală a echipamentelor de transport;
- retragerea din exploatare a unor unități de producție;
- modificarea fluxurilor dominante de putere în rețea.

În cazul identificării unei necesități de dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport, soluțiile sunt selectate pe baza unei analize cost-beneficiu, care evaluează indicatori tehnici și economici relevanți. Având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului energetic și a contextului economic, sunt preferate soluțiile robuste și flexibile, capabile să răspundă unui spectru variat de scenarii și să diminueze riscurile asociate. Totodată, pentru fiecare proiect se urmărește minimizarea impactului asupra mediului, în conformitate cu cele mai recente standarde tehnologice disponibile și cu prevederile legale în vigoare.

Direcţiile strategice urmărite care au drept scop creşterea eficacităţii şi eficienţei serviciului prestat, sunt:

- Reducerea congestiilor în RET;
- Realizarea mentenanţei bazate pe condiția tehnică;
- Implementarea standardelor Smart Grid și management al activelor;
- Continuarea implementării teleconducerii instalaţiilor din staţiile CNTEE Transelectrica SA;
- Asigurarea infrastructurii adecvate în concordanţă cu nivelul de dezvoltare a pieţei de energie electrică;
- Creșterea eficienței energetice la nivelul CNTEE Transelectrica SA și promovarea soluţiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- Definirea și implementarea proiectelor pilot bazate pe tehnologii noi;
- Digitalizărea RET în acord cu strategiile și politicile Companiei.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerinţele şi priorităţile prevăzute în Strategia şi Politica energetică naţională [2], [3]. Acestea reprezintă puncte de referință esențiale pentru stabilirea direcțiilor prioritare și pentru anticiparea tendințelor de evoluție ale sectorului energetic, utilizate în procesul de planificare.

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

Elaborarea Planului de Dezvoltare a RET presupune o abordare etapizată și integrată, care să asigure atât adecvarea rețelei la cerințele viitoare, cât și respectarea performanțelor normate ale serviciului de transport. Analiza se desfășoară pe baza următoarelor componente esențiale:

Evaluarea cererii și consumului de energie

Include prognoza cererii de consum la nivelul SEN pentru perioada analizată, precum și estimarea consumului de energie și a puterii electrice pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol, iarna și vara), atât în profil teritorial, cât și la nivelul fiecărei stații.

Analiza fluxurilor externe

Se realizează estimări privind importurile, exporturile și tranzitul de energie și putere electrică, în vederea asigurării interconectari și echilibrarii la nivel regional.

Estimarea evoluției capacităților de producere

Această etapă ia în considerare programele de scoatere din funcțiune, reabilitare și instalare de noi unități de producție, în scopul evaluării capacității SEN de a răspunde cererii.

Balanțe de puteri

Se elaborează balanțe de puteri active și reactive, distribuite pe noduri ale RET și pe zone energetice, corespunzătoare diferitelor paliere ale curbei de sarcină.

Analiza regimurilor de funcționare ale RET

Această etapă implică analiza în perioada de referință, asupra:

- circulaţiilor de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii şi extreme;
- pierderilor de putere în RET;
- asigurarii stabilităţii tensiunii şi a încadrării între limitele minime şi maxime admisibile în nodurile RET prin posibilităţile şi mijloacele de reglaj existente şi prin dezvoltarea acestora;

- limitelor şi valorilor curenţilor şi puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
- analizei şi asigurarea rezervelor de stabilitate statică şi a stabilităţii tranzitorii în funcţionarea SEN;

Evaluarea infrastructurii existente

Este analizată starea tehnică a instalațiilor de transport, importanța fiecărei stații în ansamblul rețelei și fiabilitatea nodurilor, prin calculul unor indicatori specifici.

Definirea necesarului de dezvoltare

Se stabilesc proiectele noi și întăririle necesare pentru asigurarea adecvării rețelei, precum și soluțiile tehnico-economice optime de modernizare, dezvoltare și reducere a impactului asupra mediului.

Programarea și finanțarea investițiilor

În această etapă sunt stabilite prioritățile și programele de implementare a proiectelor, precum și identificarea surselor posibile de finanțare a investițiilor incluse în Planul de Dezvoltare.

Modul de construire a cazurilor şi de **analiză a regimurilor** de funcţionare în vederea dimensionării RET s-a stabilit printr-o Normă Tehnică Internă și este prezentată în **Anexa A.**

În conformitate cu prevederile art. 10 din Procedura aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022 privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice:

(1) *Pentru fundamentarea planului de dezvoltare a RET pe 10 ani, OTS realizează următoarele studii și analize de perspectivă a RET, pe termen scurt - pentru următorii 5 ani, respectiv pe termen lung:*

Temă	Detalierea temei	Capitol/Anexă
Consum și producție de energie	Stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică, a structurii și capacității surselor de producere, inclusiv importurile și exporturile de energie electrică, luând în considerare prognozele de dezvoltare a capacităților de schimb transfrontalier	Capitolul 5; Anexa 2.
Starea tehnică a RET	Analiza RET în funcție de vechimea și starea tehnică a elementelor acesteia, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune și elemente de rețea	Anexa 6; Anexa E3.
Stabilitate rețea	Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie, în scopul identificării zonelor critice ale rețelei și a lucrărilor necesare pentru creșterea siguranței în exploatare, optimizarea și eficientizarea acesteia	Anexa 3.
Pierderi de putere	Analiza nivelului pierderilor de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, identificarea zonelor și a elementelor critice și stabilirea măsurilor	Anexa 1; Anexa 3.

	necesare pentru reducerea acestora	
Eficiență energetică RET	Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET, identificarea măsurilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acesteia, stabilirea calendarului de implementare a măsurilor	Anexa 4.
Performanța serviciului	Analiza nivelului de performanță a serviciului conform indicatorilor prevăzuți în reglementările specifice în vigoare, identificarea factorilor care au o influență semnificativă asupra acesteia, stabilirea măsurilor necesare pentru îmbunătățirea performanței serviciului și pentru asigurarea controlului asupra factorilor principali de influență	Anexa 1; Anexa 6; Capitolul 6.
Adecvanța sistemului	Analiza adecvanței sistemului la vârf de sarcină pe termen scurt, mediu și lung prin metode care să țină seama de structura capacităților de producere și de gradul de incertitudine indus de ponderea puterii disponibile a capacităților de producere din surse regenerabile în total putere disponibilă la nivelul SEN	Anexa 1; Anexa 3.
Flexibilitatea RET	Analiza privind evaluarea flexibilității RET	Anexa 3.
Modernizări și retehnologizări	Identificarea zonelor și a elementelor RET pentru care este necesară realizarea de investiții constând în modernizări sau retehnologizări	Anexa 6; Anexa 7; Capitolul 6.
Lucrări de dezvoltare/extindere	Identificarea zonelor de rețea în care sunt necesare lucrări de dezvoltare și extindere	Anexa 3; Capitolul 6.
Prioritizarea investițiilor	Prioritizarea investițiilor prin detalierea criteriilor de prioritizare și a tipului de analize care au stat la baza întocmirii cronologiei desfășurării lucrărilor de investiții prognozate	Anexa 3; Capitolul 6; Capitolul 7.
Valoare investiții și surse de finanțare	Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții, precum și identificarea surselor de finanțare (din fonduri proprii, surse împrumutate, contribuții financiare, venituri din alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră)	Anexa F-1; Anexa F-2; Capitolul 8; Capitolul 9.
Proiecte de interconexiune	Actualizarea stadiului proiectelor de interconexiune prevăzute în categoria “F – Creșterea capacității de interconexiune“ din cadrul planului de dezvoltare pe 10 ani, în corelare cu lista proiectelor din planul	Anexa F-2; Anexa F-3; Capitolul 2; Capitolul 6.

	european TYNDP, lista europeană a proiectelor de interes comun și cu țintele asumate la nivel național privind gradul de interconectare la nivelul Uniunii Europene	
Impactul investițiilor asupra tarifelor	Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate	Capitolul 9.3.
Corelare cu PD ale OTS vecini	Modul de corelare a planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani cu planuri similare ale rețelelor de transport al energiei electrice din țările vecine, rezultat în urma colaborării cu OTS vecini, cu evidențierea obligațiilor care revin OTS și a pozițiilor din planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani implicate în aceste corelări/colaborări	Anexa F-2; Capitolul 2.
Modificări față de ediția anterioară	Analiza comparativă a proiectelor de investiții din care să rezulte modificările față de ediția anterioară a planului aprobat de ANRE, cu justificarea documentată a fiecărui obiectiv modificat	Anexa F3; Capitolul 7.
Realizare investiții și impact întârzieri	Analiza realizării investițiilor cuprinse în planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani aprobat de ANRE, cu prezentarea unei estimări valorice a impactului întârzierilor sau nerealizării investițiilor cuprinse în ediția precedentă a planului de dezvoltare (acolo unde este cazul se vor detalia și implicațiile de natură tehnică ce pot afecta semnificativ parametrii de funcționare a RET și/sau influența asupra realizării unor proiecte de investiții aflate în desfășurare sau planificate)	Anexa F3; Anexa 3.
Securitate cibernetică	Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice	Capitolul 6.
Prognoza CPT	Prognoza evoluției CPT în RET pe perioada planului	Anexa 1; Anexa 3.
Beneficii urmărite prin investiții	Identificarea, fundamentarea și estimarea valorică a beneficiilor urmărite prin realizarea investițiilor cuprinse în plan (ex. îmbunătățirea indicatorilor privind siguranța în funcționare a RET, a indicatorilor de performanță, reducerea cheltuielilor de operare și mentenanță, reducerea CPT, racordarea de noi utilizatori, îndeplinirea unor obligații legale, etc.)	Anexa F4; Capitolul 2; Capitolul 6.

Lucrări de mentenanță	Planul lucrărilor de mentenanță necesare pentru asigurarea siguranței în funcționare a RET sau respectarea obligațiilor legale (legi, condiții de licență, norme tehnice), cu detalierea modului de realizare (cu forțe proprii sau cu terți), a estimării costurilor lucrărilor de mentenanță și a programului de asigurare a mentenanței rețelei, întocmit în conformitate cu prevederile regulamentului de mentenanță	Anexa E-1; Anexa E-2; Anexa 7.
Digitalizarea RET	Prezentarea stadiului implementării noilor obligații privind digitalizarea RET	Anexa 5; Anexele H; Capitol 6.4.

5. Scenarii privind evoluția SEN în perioada 2026 –2035

5.1 Principii generale de construire a scenariilor

CNTEE Transelectrica SA elaborează analize privind provocările majore și necesitățile de dezvoltare ale RET pentru următorul deceniu, pe baza unor scenarii de evoluție pe termen mediu și lung. Aceste scenarii sunt construite în contextul politicilor și măsurilor existente la momentul elaborării, utilizând date oficiale și informații macroeconomice, energetice și de mediu provenite din surse publice naționale și europene considerate relevante — precum Institutul Național de Statistică, Comisia Națională de Strategie și Prognoză, Ministerul Energiei, Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor, utilizatorii RET, ENTSO-E, Comisia Europeană și alte organizații naționale sau internaționale.
Scenariul de Referință reflectă atât cadrul legislativ al Uniunii Europene, cât și angajamentele asumate de România prin documentele sale strategice și programatice, integrând totodată cele mai recente informații și planuri de dezvoltare comunicate de utilizatorii RET, în concordanță cu aceste documente.

În **Scenariului de Referință** privind evoluția consumului intern de energie electrică și modalitățile de acoperire a acestuia – inclusiv prin surse regenerabile – au fost luate în considerare traiectoriile estimate în PNIESC, actualizat, elaborat în conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999. Obiectivul României este de a atinge o pondere a SRE în consumul final brut de energie de cel puțin 38,3% până în 2030, iar acesta va fi atins în principal prin creșterea capacităților instalate de producere a energiei electrice din surse eoliene și fotovoltaice.

Printre factorii de risc care pot influența ipotezele utilizate în construirea scenariilor de evoluție pe termen mediu și lung pentru România se numără: contextul macroeconomic și financiar internațional, mixul intern de politici economice, energetice și de mediu, precum și intensificarea tensiunilor geopolitice la nivel global.

În acest cadru, **scenariile alternative și de senzitivitate**, incluse suplimentar în cadrul analizelor, urmăresc să asigure robustețea și flexibilitatea soluțiilor de dezvoltare aferente Scenariului de Referință. Acestea completează analiza de bază prin luarea în considerare a variațiilor potențiale ale parametrilor de intrare care pot influența consumul, capacitatea de producere sau schimburile de energie electrică cu alte sisteme, oferind totodată criterii pentru ajustarea ulterioară a Planului de Dezvoltare în funcție de evoluțiile din sistem.

Datele de prognoză privind consumul, portofoliul de producere și configuraţia reţelei, specifice Scenariului de Referință analizat, corespund scenariului National Trends modelat în cadrul ENTSO-E pentru România pe baza datelor incluse în *Baza de date de modelare a pieței de energie electrică la nivel pan-european* PEMMDB (*Pan-European Market Modelling DataBase*), pentru a fi utilizat pentru *Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport pe 10* ani, elaborat în 2024. Scenariul a fost actualizat însă la începutul anului 2024 cu cele mai recente informații disponibile, pentru ERAA2024, *Studiul de evaluare a adecvanței la nivel european* ce se realizează anual în cadrul ENTSO-E.

Pentru calculele de analiză a încărcării reţelei s-au utilizat modele de regim staţionar şi modele pentru calcule de regim dinamic ale sistemului interconectat sincron ENTSO-E, din care face parte SEN, realizate în cooperare de OTS europeni în cadrul ENTSO-E sau al proiectelor de cooperare regională.

5.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

Elementul de plecare în activitatea de prognoză a dezvoltării RET îl constituie elaborarea scenariilor privind evoluția consumului de energie electrică și a curbelor de sarcină pe termen mediu și lung, care implică adoptarea unei multitudini de ipoteze cu privire la gradul de dezvoltare economică a țării, evoluția populației, tendinţele din domeniu şi perspectivele viitoare ale pieței (creșterea numărului de vehicule electrice și de prosumatori, penetrarea pompelor de căldură, apariția unor noi consumatori, ajustări structurale în sectoarele utilizatorilor finali,*etc*.) dar și încorporarea influenței condițiilor meteorologice.

În prima etapă a fost determinat **scenariul de referință** privind evoluția consumului anual, prin metode *top-down*, pornind de la analizarea traiectoriei (Tabelul 5.2.1.) descrise de datele istorice macroeconomice (în principal *produsul intern brut* și *populația*) și energetice (cererea de energie electrică) și a relațiilor matematice ce descriu legăturile de dependenţă dintre acestea (*modelul econometric*).

Tabelul 5.2.1. Evoluția indicatorilor macroeconomici și energetici – valori istorice

	U.M.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
		realizări INS / estimări Transelectrica												
Evoluție demografică	mil. loc	20.0	19.9	19.8	19.7	19.6	19.5	19.4	19.3	19.1	19.1	19.1	18.9	
ritm mediu anual	%	*-0.4*	*-0.4*	*-0.5*	*-0.6*	*-0.6*	*-0.6*	*-0.5*	*-0.5*	*-0.8*	*-0.5*	*0.1*	*-0.7*	
Produs Intern Brut (PIB *real)*	mld. Lei 2023	1129	1168	1213	1272	1362	1423	1483	1428	1507	1567	1605	1617	
ritm mediu anual - creștere reală	%	*3.5*	*3.4*	*3.9*	*4.8*	*7.1*	*4.5*	*4.2*	*-3.7*	*5.5*	*4.0*	*2.4*	*0.8*	
PIB pe locuitor	mii Lei 2023 /loc.	56.5	58.6	61.2	64.5	69.5	73.0	76.5	74.0	78.7	82.2	84.2	85.4	
ritm mediu anual	%	*3.9*	*3.8*	*4.4*	*5.4*	*7.7*	*5.1*	*4.7*	*-3.2*	*6.4*	*4.5*	*2.3*	*1.5*	
Intensitate energetică (en. el)	kWh / /1000 Lei 2023.	46.3	45.6	45.1	43.6	41.7	40.7	38.7	39.0	38.6	34.3	31.8	33.0	
ritm mediu anual	%	*-7.2*	*-1.5*	*-1.1*	*-3.5*	*-4.3*	*-2.3*	*-5.0*	*0.8*	*-0.8*	*-11.3*	*-7.2*	*3.6*	
Consum intern net de en. el.	TWh	52.3	53.3	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	55.6	58.2	53.7	51.1	53.3	
ritm mediu anual	%	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	-3.0	4.6	-7.7	-5.0	4.5	
Puterea de vârf netă - consum	MW	8312	8522	8488	8752	8940	8920	8813	8679	8967	8658	8124	8262	
Pierderi in retele	TWh	*7.0*	*7.1*	*7.2*	*7.1*	*7.0*	*7.1*	*6.5*	*6.2*	*6.2*	*5.5*	*5.7*	*5.6*	
Consum final de energie electrica (incl. ind.extr.)	TWh	45.3	46.2	47.6	48.3	49.8	50.9	50.8	49.4	52.0	48.3	45.4	47.8	
ritm mediu anual	%	4.4	-2.0	-3.0	-1.4	-3.1	-2.2	0.1	2.8	-5.2	7.2	6.0	-5.3	
Agricultura	TWh	0.8	0.8	0.9	0.7	0.7	0.7	0.8	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
Industrie (incl.ind. extractiva)	TWh	22.9	24.0	24.9	25.4	26.5	27.1	26.7	24.9	25.9	22.2	20.0	21.5	
Constructii	TWh	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	
Transporturi	TWh	1.1	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.3	1.2	1.2	1.3	
Servicii	TWh	8.1	8.1	8.4	8.8	8.6	8.9	8.8	8.6	9.4	10.2	10.1	10.3	
Populatie	TWh	11.8	11.7	11.9	11.9	12.5	12.7	13.0	13.7	14.2	13.4	12.9	13.4	

La extrapolarea trendului trebuie evaluat impactul unor aspecte viitoare cu grad de incertitudine ridicat în contextul actual, cum ar fi, creşterea preţurilor la energie electrică și gaze, dar și ajustările structurale, schimbările tehnologice şi îmbunătăţirea eficienţei energetice în sectoarele utilizatorilor finali ce pot accentua decuplarea cererii de energie electrică de creşterea economică a țării (elemente bottom-up).

În pofida unui an 2024 lipsit de dinamism, în care creșterea economiei românești a încetinit la 0,8%, de la 2,4% în 2023, previziunile economice pe termen mediu ale Comisiei Naţionale de Strategie și Prognoză (CNSP) și ale Comisiei Europene (CE), revizuite în scădere din cauza deficitului bugetar și a volatilității fiscale ridicate, estimează că PIB-ul real va crește cu 1,4 % în 2025. Se preconizează că, în 2026, creșterea se va accelera la 2,2 % conform CE, respectiv 2,6 % conform CNSP, pe fondul scăderii inflației și relaxării politicii monetare, care ar conduce la condiții de finanțare mai favorabile.

Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD), și-a revizuit de asemenea, ușor în scădere, estimările privind evoluția economiei românești în 2025 (1,6%), cu toate că a menținut previziunile pentru 2026 (2,4%), potrivit raportului „Regional Economic Prospects" publicat de instituția financiară internațională.

Tabelul 5.2.2 prezintă evoluția Produsului Intern Brut (PIB), conform previziunilor economice pe termen mediu realizate în primăvara 2025 de CNSP - „Proiecția principalilor indicatori macroeconomici – Prognoza de primăvară 2025", CE - Raportul de țară 2025 – România și BERD.

Tabelul 5.2.2 Scenarii de evoluție a Produsului Intern Brut pe termen mediu

	2024 realizări/estimări INS	2025	2026	2027	2028
Ritm mediu anual PIB (%)	0,8	**Prognoza CNSP**			
		1,4	2,6	2,6	2,4
		Prognoza CE			
		1,4	2,2		
		Prognoza BERD			
		1,6	2,4		

În scenariul de referință, construit în concordanţă cu aceste proiecții și cu evoluțiile recente ale indicatorilor din sfera economiei, se preconizează o revenire a activității economice în 2025, cu un avans estimat al PIB real de 1,4%, urmat de o evoluție cu ritmuri între 2,0% și 2,6% în următorii ani, până în 2035, corespunzător unui ritm mediu anual de 2,2% pe perioadă. Evoluția corespunde unei dinamici medii anuale de creștere a PIB ușor intensificată pe termen mediu, respectiv 2,4% în perioada 2026-2030, urmată de o creștere cu un ritm mediu anual de 2% în perioada 2030-2035.

Acestei tendințe de majorare moderată a PIB îi corespunde, pe latura cererii de energie electrică, o evoluție cu dinamici medii anuale de creștere de ≈1,4% pe întregul interval 2024-2035, cu o traiectorie medie de 1,6% pentru perioada 2024-2030 și 1,2%, în perioada 2030-2035- Tabelul 5.2.3.

Tabelul 5.2.3 Scenariul de referință de dezvoltare a României în perioada 2024-2035

	U.M.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035

		realizări						estimări	prognoză		
Evoluție demografică	mii loc	19,4	19,3	19,1	19,1	19,1	18,9	18,8	18,7	18,4	17,9
ritm mediu anual	%	*-0,5*	*-0,5*	*-0,8*	*-0,5*	*0,1*	*-0,7*	*-0,5*	*-0,5*	*-0,5*	*-0,5*
Produs Intern Brut (PIB real)	mld. Lei 2023	1483	1428	1507	1567	1605	1617	1640	1679	1850	2043
ritm mediu anual - creștere reală	%	*4,2*	*-3,7*	*5,5*	*4,0*	*2,4*	*0,8*	*1,4*	*2,4*	*2,4*	*2,0*
PIB pe locuitor	mii Lei 2023 /loc.	76,5	74,0	78,7	82,2	84,2	85,4	87,1	89,6	100,8	114,3
ritm mediu anual	%	*4,7*	*-3,2*	*6,4*	*4,5*	*2,3*	*1,5*	*1,9*	*2,9*	*3,0*	*2,5*
Intensitate energetică (en. el)	kWh / /1000 Lei 2023	38,7	39,0	38,6	34,3	31,8	33,0	32,9	32,5	31,8	30,6
ritm mediu anual	%	*-5,0*	*0,8*	*-0,8*	*-11,3*	*-7,2*	*3,6*	*-0,3*	*-1,2*	*-0,5*	*-0,8*
Productivitatea energiei electrice	Lei 2023 / / kWh	25,9	25,7	25,9	29,2	31,4	30,3	30,4	30,8	*31,5*	*32,7*
ritm mediu anual	%	*5,3*	*-0,8*	*0,8*	*12,7*	*7,8*	*-3,5*	*0,3*	*1,2*	*0,6*	*0,8*
Consum intern net de en. el.	TWh	57,3	55,6	58,2	53,7	51,1	53,3	53,9	54,5	58,8	62,4
ritm mediu anual	%	-1,1	-3,0	4,6	-7,7	-5,0	4,5	1,1	*1,2*	*1,9*	*1,2*

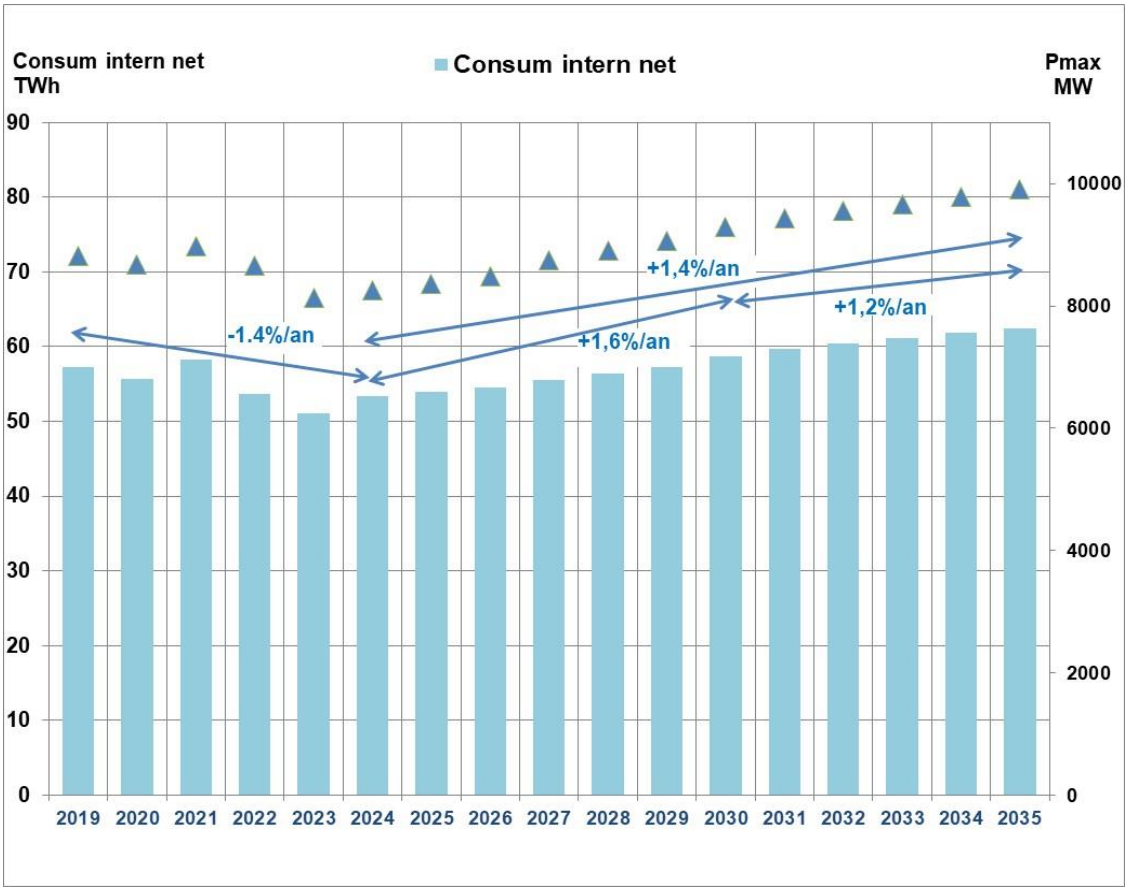
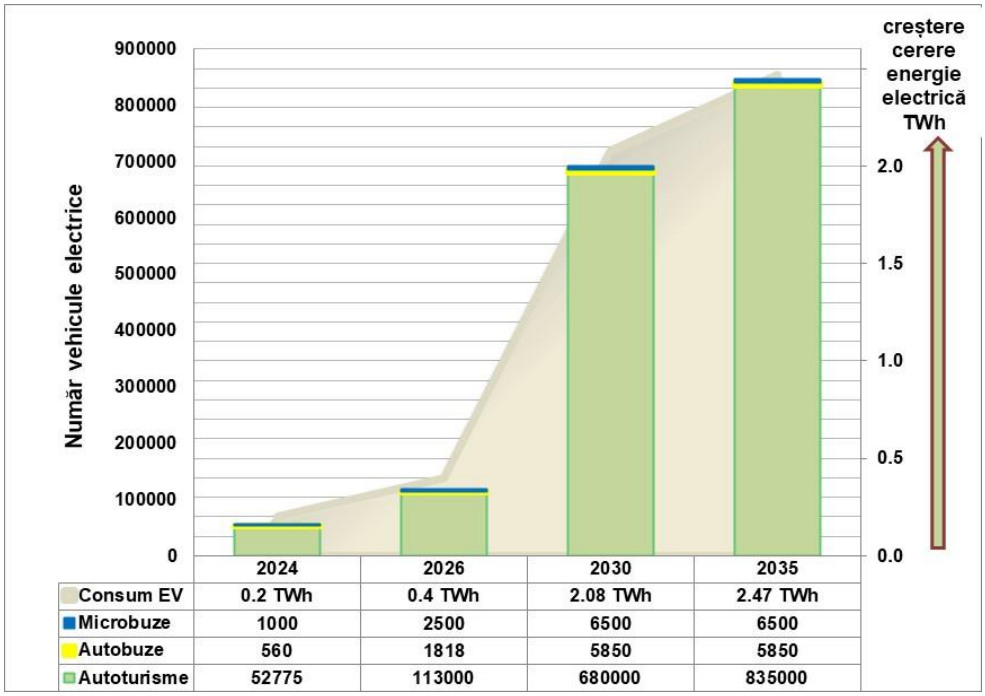


Fig. 5.2.1 Evoluţia consumului intern net de energie electrică
în perioada 2019-2035 - scenariul de referință

În etapa de conturare a consumului anual de energie electrică și al profilului orar al acestuia conform scenariului de referință au fost considerate, de asemenea, ipoteze referitoare la valorile variabilelor ce reflectă perspectivele viitoare ale pieței, neincluse în analiza econometrică, cum ar fi penetrarea vehiculelor electrice în sectorul transporturilor sau a tehnologiilor bazate pe pompe de căldură în sectorul de încălzire și răcire, influența condițiilor meteorologice etc., al căror efect trebuie aplicat la scenariul de bază.

Din prelucrarea informațiilor publice disponibile din diferite surse (APIA, LEKTRI.CO, Ministerul Educației, Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrație etc.), in completarea informatiilor din PNIESC, a fost elaborat scenariul de evoluție ilustrat în Figura 5.2.2, conform căruia numărul total de vehicule electrice de diferite categorii, pentru transportul pasagerilor va depăși 800.000 la nivelul anului 2035.



	2024	2026	2030	2035
Consum EV	0.2 TWh	0.4 TWh	2.08 TWh	2.47 TWh
Microbuze	1000	2500	6500	6500
Autobuze	560	1818	5850	5850
Autoturisme	52775	113000	680000	835000

Fig. 5.2.2. Evoluție vehicule electrice - Scenariul de referință

Contribuția vehiculelor electrice asupra (*creșterii*) cererii de energie electrică anuale și orare (în special la palierele de vârf) se determină pe baza unor ipoteze detaliate legate de structura flotei, comportamentul consumatorilor, infrastructura rețelei de alimentare, tarife, tipul și profilul de încărcare adoptat.

Conform ipotezelor ilustrate în Figura 5.2.3, aportul de consum datorat electromobilității va atinge ≈2,47 TWh la nivelul anului 2035.

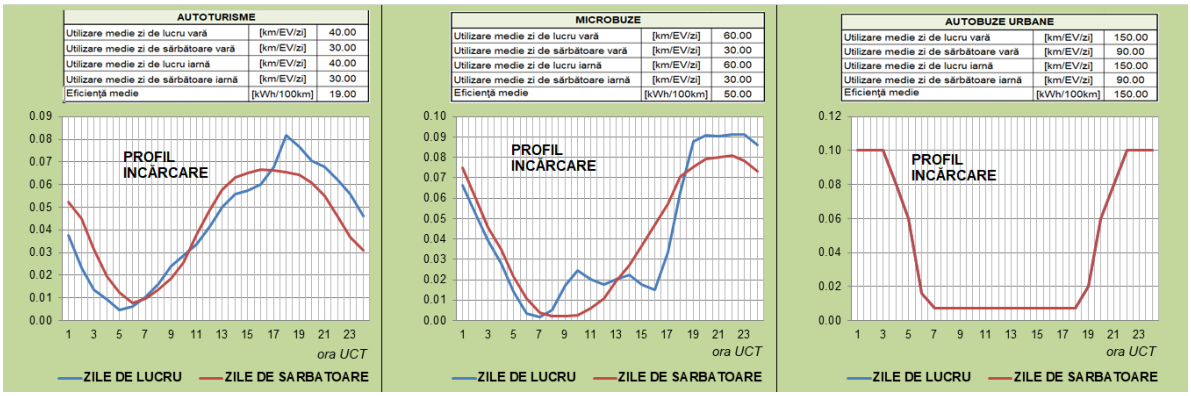


Fig. 5.2.3. Parametri caracteristici vehicule electrice rutiere, de diferite categorii Scenariul de referință

Pentru captarea influenței variabilelor climatice asupra cererii de energie electrică definită de scenariul de referință a fost utilizată *Baza de date* PECD utilizată în cadrul ENTSO-E (*Pan European Climate Database*), ce include pentru fiecare țară serii de date orare corelate referitoare la *temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației* solare, pentru 36 de scenarii diferite din punct de vedere meteorologic.

Programul DFT (Demand Forecast Toolbox), dezvoltat în cadrul ENTSO-E pentru studiile de piață, realizează, pentru fiecare scenariu climatic diferit, corelația dintre valoarea normalizată

a consumului intern de energie electrică și temperatura exterioară, ținând cont de datele istorice și de ipotezele de evoluție macroeconomică și ale celorlalte variabile specifice scenariului analizat.

Astfel, pentru fiecare an țintă analizat, au fost elaborate cu programul DFT câte 36 de curbe de sarcină anuale corespunzătoare valorilor orare ale temperaturii exterioare specifice scenariilor climatice reprezentate în PECD, cu ajutorul cărora se pot trasa limitele de variație ale cererii de energie electrică, în funcție de variabilele climatice.

O analiză a celor 36 de curbe de sarcină obținute cu DFT pentru fiecare orizont de prognoză evidențiază corelația dintre valorile orare ale cererii interne de energie electrică și seriile orare de variație a temperaturii medii pe țară (valori ponderate în funcție de densitatea populației în zonele de consum, conform metodelor statistice meteorologice).

Pentru vizualizare, în Figura 5.2.4 este trasată diagrama de regresie MW/°C obținută din prelucrarea celor 36 de curbe de sarcină (separat, pentru *zile de lucru* și *zile de sărbătoare),* prin reprezentarea *valorilor medii orare zilnice* ale consumului intern net și, respectiv, ale temperaturii exterioare.

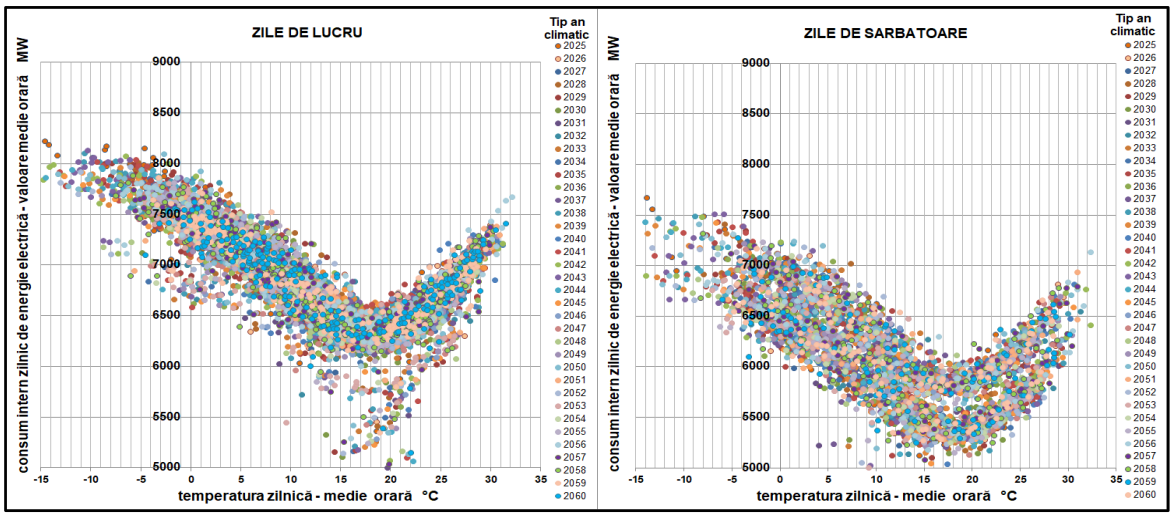


Fig. 5.2.4 Curba de senzitivitate consum intern net – temperatură pentru România
- orizont 2030 –

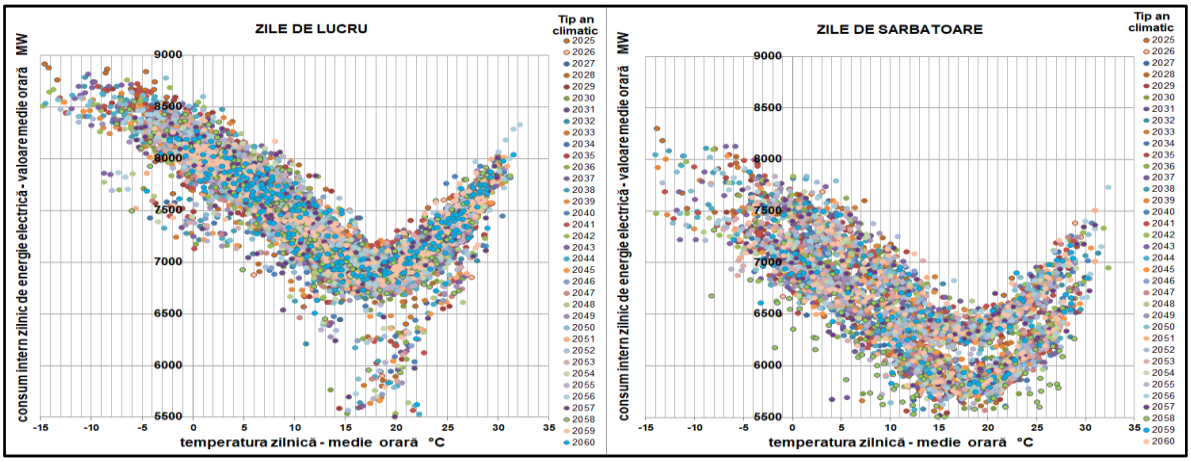


Fig. 5.2.4 Curba de senzitivitate consum intern net – temperatură pentru România
- orizont 2035 –

Dispersia consumului intern net de energie electrică, în funcție de condițiile climatice, este ilustrată, de asemenea, și în Figura 5.2.5, în care sunt reprezentate grafic limitele minime și maxime de variație ale valorii totale anuale, respectiv ale puterilor de vârf și de gol, pentru fiecare orizont.

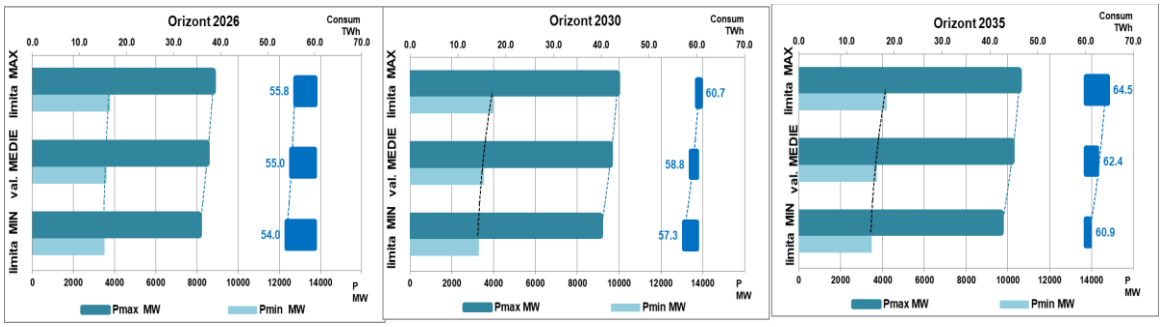


Fig. 5.2.5 Limitele de variație ale consumului intern net cu temperatura
- valori minime, maxime orare și total anual -

Din prelucrarea seriilor de date orare au rezultat palierele de sarcină caracteristice corespunzătoare Scenariului de Referință, modelat pentru caracteristici climatice cu probabilitate rezonabilă de apariție, ce se încadrează astfel în banda de variație orară descrisă de cei 36 de ani climatici, din care au fost extrase valorile excepționale (*outliers*) ale consumului, corespunzând unor evenimente meteorologice extreme cu probabilitate de apariție mai mică de 5%.

În Tabelul 5.2.4, sunt evidențiate palierele de sarcină caracteristice considerate ca reprezentând *regimurile extreme* de funcţionare în cursul fiecărui an țintă analizat, din punct de vedere al consumului și al circulaţiilor normale în reţea, pentru care s-au modelat şi analizat în detaliu regimurile de funcţionare, respectiv:

- consumul maxim în SEN, înregistrat la vârful de seară iarna (VSI) pentru verificarea posibilităților de alimentare a consumatorilor și de evacuare a puterii produse în centrale electrice eoliene;
- vârful de dimineaţă iarna (VDI), pentru verificarea posibilităților de evacuare a puterii produse în centrale fotovoltaice,
- vârful de dimineaţă vara (VDV), pentru verificarea reţelei de alimentare a zonelor deficitare unde consumul de vară are valori apropiate celui de iarnă, iar centralele cu termoficare îşi reduc sezonier puterea (ex: Bucureşti) și pentru verificarea posibilităților de evacuare a puterii din centrale regenerabile în zonele excendentare;
- golul de noapte vara (GNV), pentru verificarea mijloacelor de reglaj al tensiunii şi a capaciţătii de evacuare a puterii centralelor eoliene din zonele excedentare.

Tabelul 5.2.4 Paliere caracteristice ale consumului intern net - Scenariul de Referință – RMB

(MWh/h)	2026				2030				2035			
	VSI	VDI	VDV	GNV	VSI	VDI	VDV	GNV	VSI	VDI	VDV	GNV
Consum intern net de energie electrică	8500	8350	8050	4290	9500	9300	8700	4600	10100	9900	9200	4900

Trebuie precizat că valorile ridicate ale intensității radiației solare, înregistrate pe aproape întreg teritoriul țării și programele de sprijin implementate în România, au stimulat instalarea panourilor solare fotovoltaice pe acoperișurile clădirilor comerciale sau rezidențiale, cu sau fără baterii de stocare, capacitatea instalată a acestora depășind 1400 MW în 2023 și 2300 MW în 2024.

Conform ipotezelor considerate în scenariul de referință, capacitatea **CEF pe acoperiș** va atinge **6000 MW în 2035**, contribuind la acoperirea unui (*auto*)consum anual de energie electrică de peste 7 TWh (Figura 5.2.6), valoare estimată pe baza factorului de încărcare mediu rezultat din PECD.

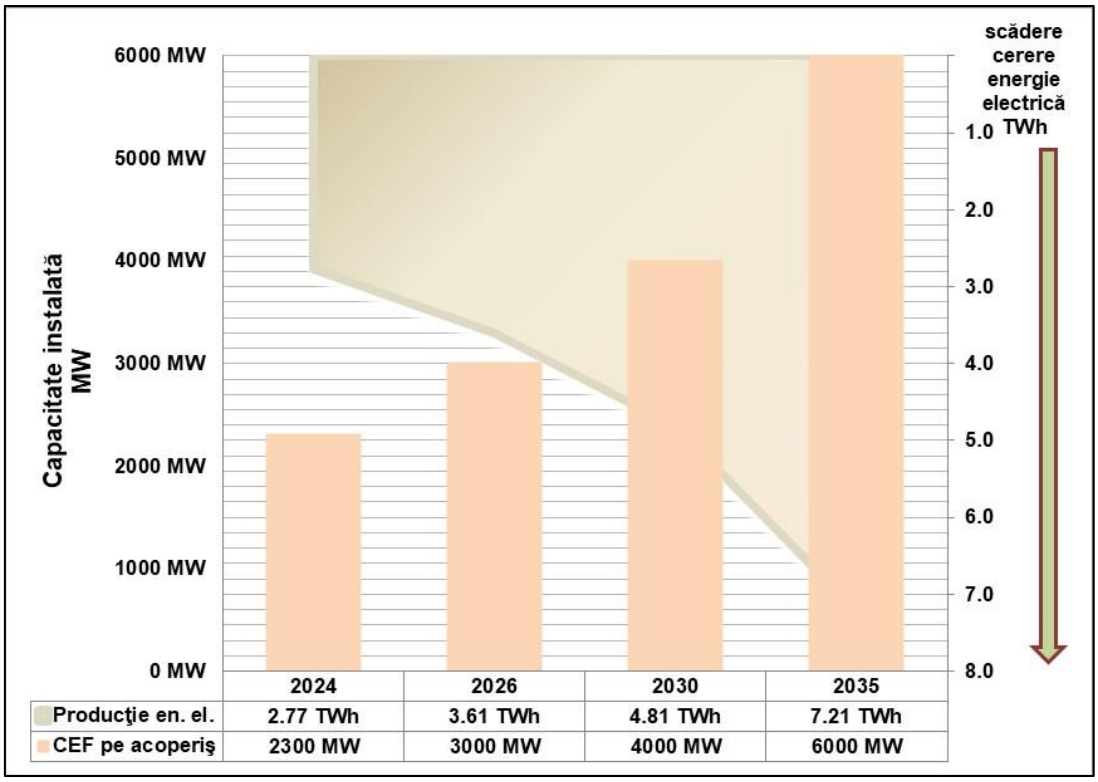


Fig. 5.2.6. Evoluție centrale electrice solare instalate pe acoperiș
Scenariul de referință

Astfel, ținând cont că influența CEF instalate pe acoperișurile clădirilor este resimțită la palierele de zi, în special vara, când radiația solară este maximă, producția de energie electrică a acestora (*autoconsum*), distribuită cvasiuniform în SEN, a fost exclusă din valoarea de consum ce trebuie acoperită de centralele convenționale, la modelarea regimurilor pentru palierele VDI și VDV.

5.3 Scenarii privind evoluţia portofoliului de producere

În ceea ce privește evoluția capacității de producere disponibile în SEN în perioada 2026-2035, în Scenariul de Referință au fost transpuse principalele tendințe europene în materie de energie şi climă, reflectate și în obiectivele PNIESC, de promovare a eficienţei energetice, dezvoltare a surselor regenerabile de energie și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

În acord cu angajamentele naționale, menite să asigure tranziția energetică către tehnologii cu emisii scăzute de carbon, ipotezele care au stat la baza realizării scenariului de evoluție a

capacității de producere pentru următorii zece ani prevăd intensificarea utilizării energiei din surse regenerabile, în special eoliene, fotovoltaice, dar și hidro și biomasă într-o măsură mai mică.

Dacă pe termen scurt – orizont 2025 se constată un ritm mai încetinit de instalare a centralelor eoliene față de traiectoriile din PNIESC, se estimează că ținta asumată pentru orizontul 2035 poate fi atinsă prin realizarea investițiilor eoliene offshore, cu o capacitate intermediară de 1500 MW, din totalul de 3000 MW specificat pentru România pentru 2040, în linie cu Regulamentul TEN-E 2022/869.

În ceea ce privește energia solară, programele de finanțare pentru prosumatori, cum ar fi Casa Verde - Fotovoltaice, au dus la o creștere semnificativă a instalării de panouri fotovoltaice în România, realizându-se o depășire încă din 2024 a capacității totale de 4200 MW, ținta de utilizare a energiei solare pentru 2025 din PNIESC.

Pentru 2035, scenariul de referință prevede atingerea țintelor din PNIESC și intrarea în exploatare a unei capacități totale solară + eoliană de 23,9 GW, conform limitelor descrise în Tabelul 5.3.1.

Tabelul 5.3.1 Evoluția capacității din surse regenerabile, exclusiv hidro
Scenariul de Referință [MW]

Tip SRE	2024	2026	2030	2035
eolian total	***3050***	***3401***	***7385***	***9100***
eolian on shore	3050	3401	7385	7600
eolian - offshore	0	0	0	1500
solar total	***4300***	***6825***	***12550***	***14800***
solar pe camp	2000	3825	8550	8800
solar pe acoperiş	2300	3000	4000	6000
biomasă	***127***	***130***	***150***	***200***

În Figura 5.3.1 este evidențiată traiectoria descrisă de capacitățile de producere din surse regenerabile cu caracter intermitent prevăzute a fi instalate în scenariul de referință al Planului RET, comparativ cu PNIESC.

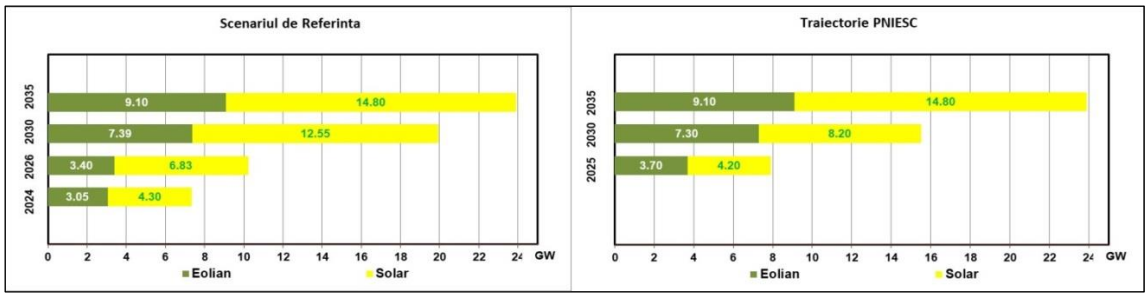


Fig. 5.3.1 Evoluția capacităților de producere SRE solar + eolian
Scenariul de Referință vs. PNIESC

Pe baza factorilor de încărcare orară determinați în PECD pentru cei 36 de ani climatici, au fost determinate valorile medii și limitele de variație ale producției de energie electrică din surse eoliene și solare, pentru fiecare an țintă analizat, conform reprezentării din Figura 5.3.2.

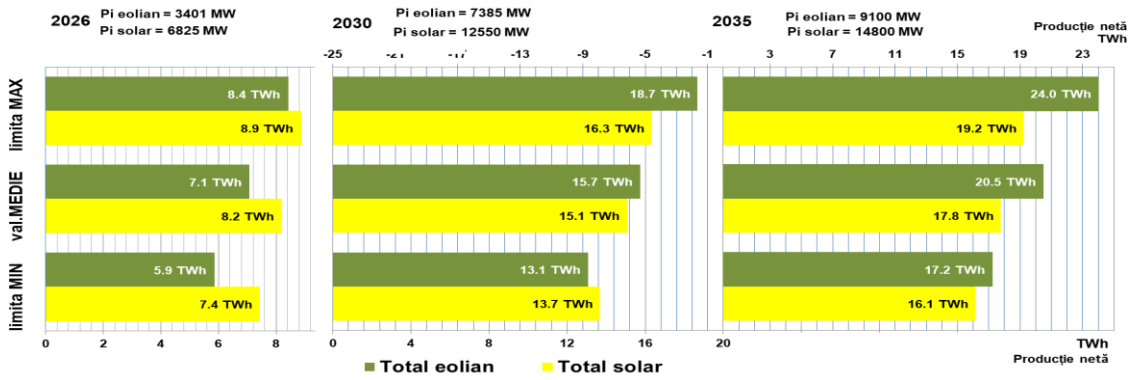


Fig. 5.3.2 Energia productibilă din surse eoliene și solare, în funcție de caracteristicile climatice

Conform informațiilor comunicate de Hidroelectrica, în scenariul de referință s-a prevăzut finalizarea până în anul 2035 a unor centrale hidroelectrice mici, aflate în diferite stadii de execuţie, totalizând 271 MW. De asemenea, o capacitate totală de 800 MW instalată în centrale cu acumulare prin pompare este prevăzută a intra în exploatare la nivelul anului 2035, capacitatea totală de producere de energie electrică din surse hidroelectrice atingând astfel 7323 MW, din care 3828 MW în CHE pe firul apei și 2695 MW în CHE cu lac de acumulare.

Ca urmare, în perioada 2026-2035, sursele regenerabile vor înregistra o creștere totală de capacitate de ≈15,8 GW (din care peste 15,5 GW eolian + solar), capacitatea totală SRE instalată în SEN în 2035 urmând să depășească 30,4 GW (inclusiv hidro).

În privința centralelor convenționale, datele colectate de la principalii producători de energie electrică și termică în cogenerare au pus la dispoziția Transelectrica intențiile acestora de retragere definitivă din exploatare sau de retehnologizare a unor grupuri existente, ca urmare a depășirii duratei de viață normate și/sau a neconformării la cerințele de mediu ale Uniunii Europene (*Directiva 2010/75/UE*), asociate, în unele cazuri, cu înlocuirea acestora cu grupuri noi, mai performante, în principal pe gaze.

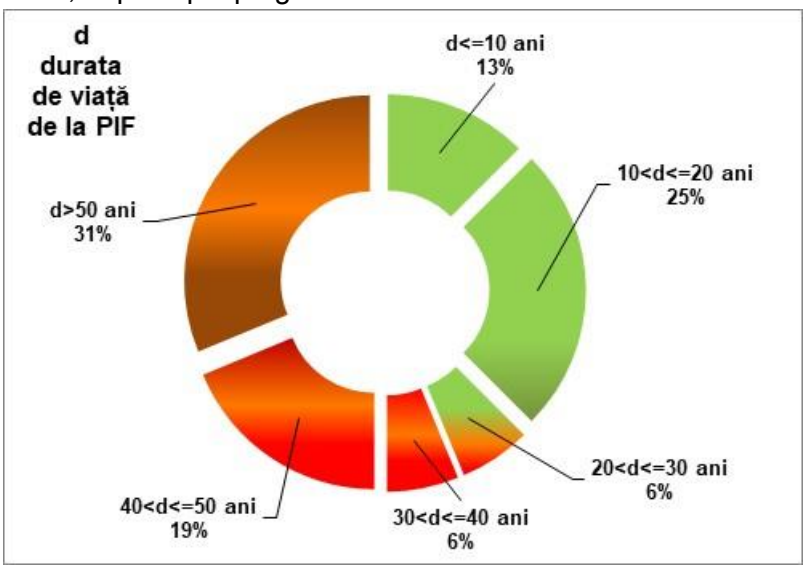


Fig. 5.3.3 Durata de viață a grupurilor termoelectrice existente - în funcțiune la nivelul anului 2026 -

Figura 5.3.3, realizată pe baza datelor primite de la producători, evidențiază că, la nivelul anului 2026, 56% din grupurile din SEN cu puterea instalată mai mare de 20 MW, totalizând 1248 MW putere netă, vor avea o vechime mai mare de 30 ani și vor fi scoase treptat din funcțiune până în 2035.

În total, pe măsura depășirii duratei de viață și de către alte grupuri, vor fi retrase definitiv din exploatare capacități termo ce însumează peste 2683 MW în perioada 2026–2035, din care 2167 MW pe cărbune (decarbonizare totală lignit și huilă la nivelul anilor 2030, respectiv 2031) și 516 MW pe hidrocarburi. Această reducere de capacitate va fi înlocuită prin instalarea de grupuri noi pe gaze naturale, totalizând peste 3,9 GW net, ce include proiectele cu ciclu combinat CCGT de la Ișalnița și Turceni, prevăzute pentru PIF în 2029, amânate față de datele inițiale prevăzute în Planul de restructurare - decarbonare al CE Oltenia, dar și de la Iernut (Romgaz), Deva, Craiova și București (ELCEN).

Astfel, participarea cărbunelui în mixul de producere de energie electrică şi termică se va reduce gradual până în 2030, pe măsura instalării noilor capacități pe gaze, cu termene decalate față de cele estimate în PNIESC.

Alături de gaze naturale, energia nucleară rămâne o soluție de dezvoltare strategică, ce va juca un rol important în asigurarea, atât a tranziției spre decarbonizare, cât și a securității energetice, prin punerea în funcțiune a centralei cu reactoare modulare mici (SMR) la începutul anului 2032 și a noilor unități 3 și 4 de la CNE Cernavodă la începutul anului 2035, conform estimărilor Ministerului Energiei.

O discontinuitate în producția nucleară va avea loc în perioada 2027-2030, când este programată oprirea în retehnologizare a unității 1, pentru prelungirea duratei de viaţă cu 30 ani.

În acest context, tranziția energetică a României către tehnologii cu emisii scăzute de carbon și energie din surse regenerabile presupune un efort investițional considerabil în perioada 2026-2035, corespunzător instalării unor capacități noi în SEN de ≈22 GW, conform Scenariului de Referință modelat.

În figura 5.3.4, sunt prezentate etapizat proiectele de reabilitare şi grupurile noi ce vor fi puse în funcțiune în Scenariul de Referință, în perioadele relevante, agregate pe categorii de centrale în funcție de combustibilul principal.

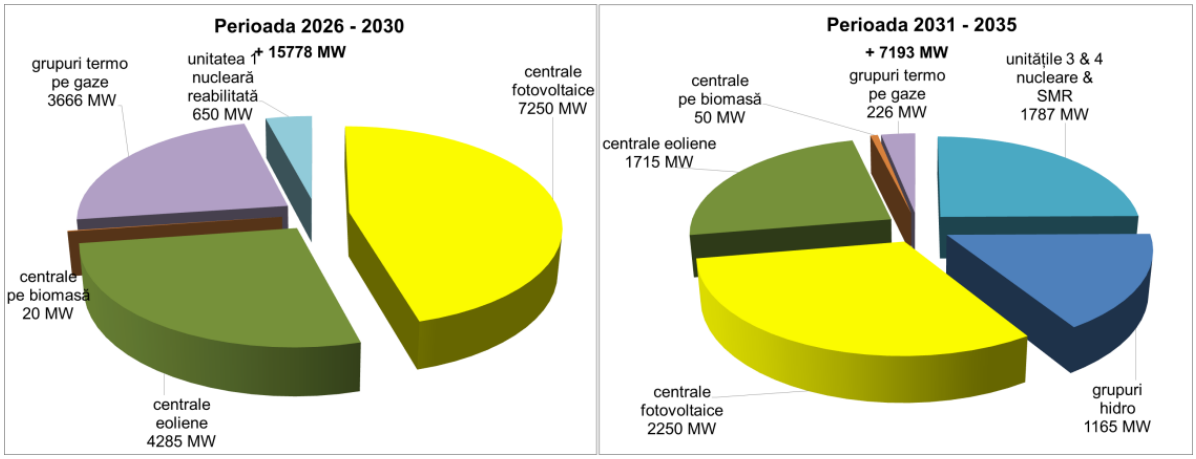


Fig.5.3.4 Proiecte de reabilitare şi grupuri noi

În conformitate cu acest program de dezvoltare, evoluția capacității totale de producere nete disponibile în SEN la nivelul anilor țintă 2026, 2030 și 2035, reprezentată în Figura 5.3.5, ilustrează reducerea participării cărbunelui în mixul de producere la nivelul anului 2035 (la sfârșitul anului 2030 urmând a se închide toate capacitătile pe lignit, respectiv pe huila, în 2031) şi înlocuirii acestuia în viitor cu gaze naturale, surse regenerabile și energie nucleară, în linie cu angajamentele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

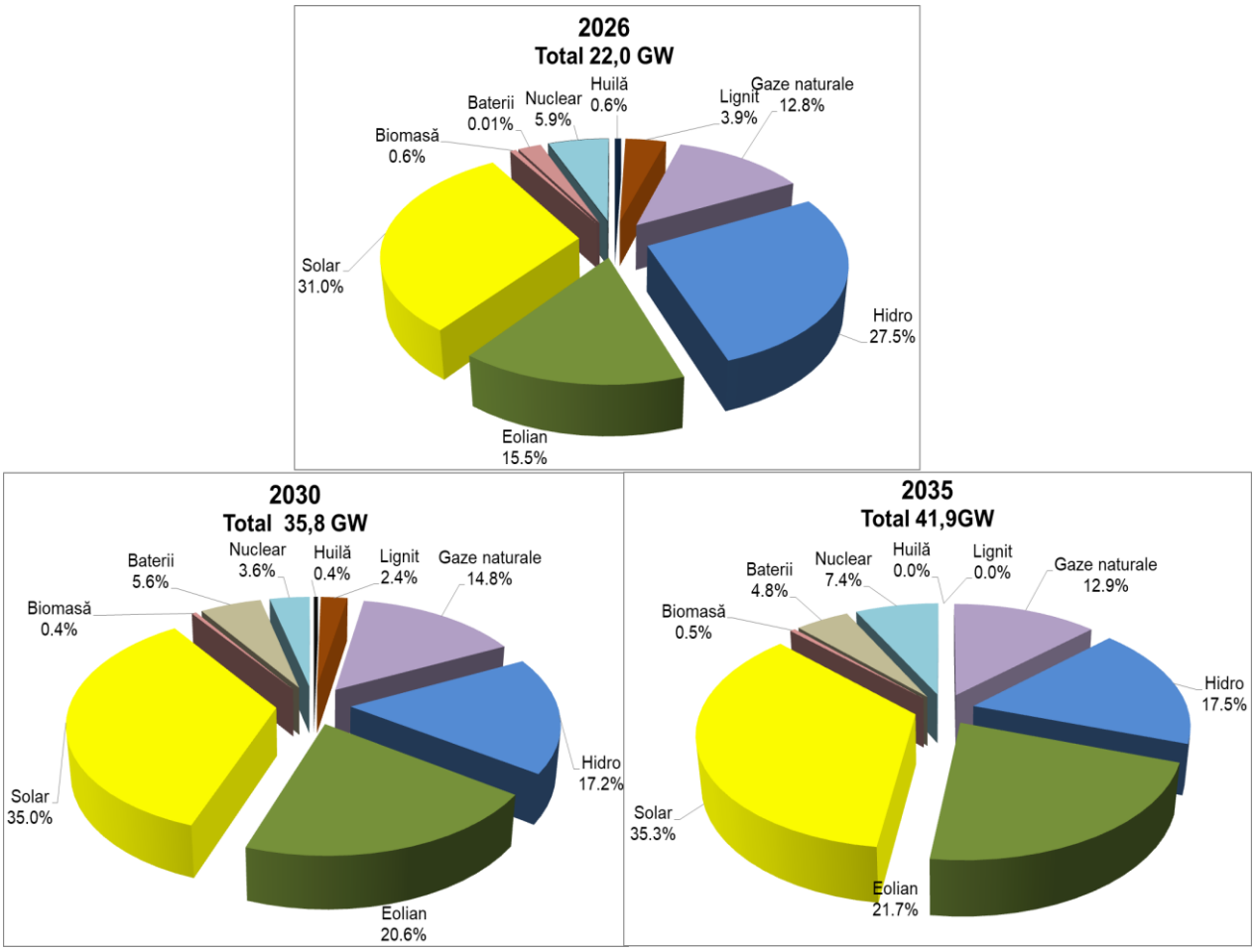


Fig.5.3.5 Structura capacității de producere nete disponibile în SEN
Scenariul de Referință

Se observă **trendul de evoluție** a structurii **capacității de producere** în SEN, în sensul creșterii ponderii centralelor fără emisii de CO_2 (SRE + nuclear),astfel:

- **80%** în **2026**,
- **82%** în **2035**.

În **2030**, anul până la care se asteapta intrarea in exploatare a capacităților noi pe gaze, acest procent este de **76%**.

În Figura 5.3.6, este prezentată capacitatea totală de producere disponibilă în SEN în Scenariul de Referință pentru anii țintă 2026, 2030 și 2035, evoluția la nivel de grup fiind inclusă în **Anexa C-2** (nu se publică).

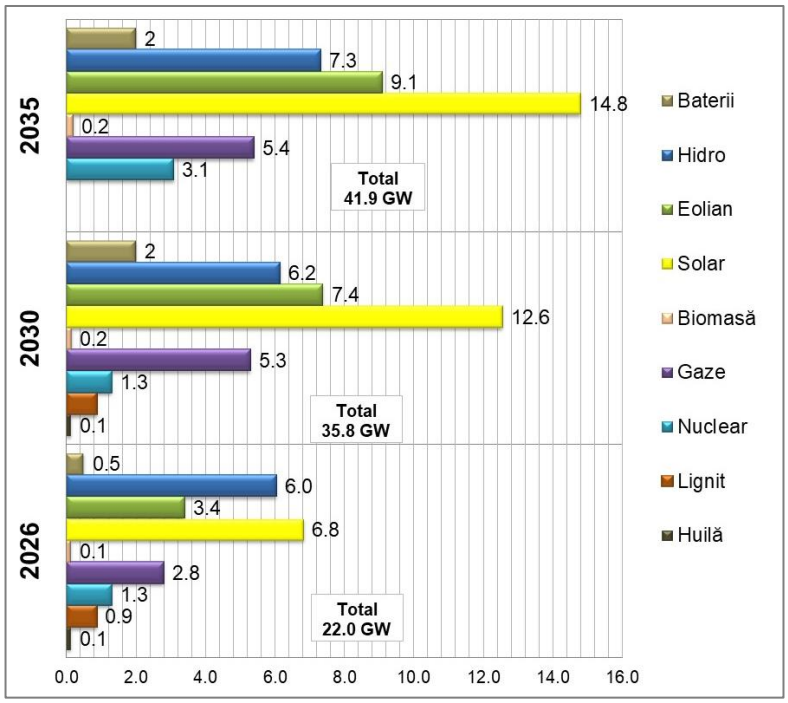


Fig. 5.3.6 Evoluția capacității disponibile în SEN
Scenariul de Referință

5.4 Analizele de modelare a pieței

Analizele de piață realizate în cadrul ENTSO-E pentru ERAA 2024 și TYNDP2024 au fost corelate cu cele mai recente informații disponibile privind evoluția consumului și a capacității disponibile în SEN, pentru determinarea structurii producției de energie electrice din România, pe termen mediu și lung, conform Scenariului de Referință prezentat – Figura 5.4.1.

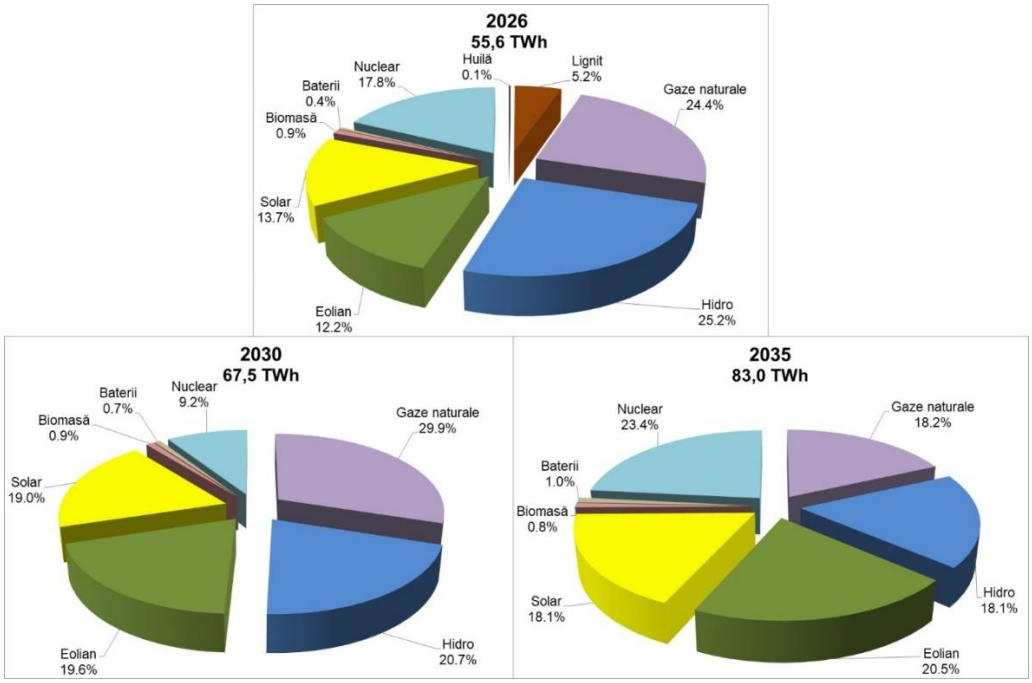


Fig. 5.4.1 Structura producției de energie electrică în SEN
Scenariul de Referință

Din analiza rezultatelor de piață se constată că, în acord cu evoluția capacității disponibile în SEN, contribuția centralelor fără emisii de CO_2 în mixul de producere variază astfel:

- **68,85%** în **2026**,
- **68,44**% în **2030**,
- **80,0**% în **2035**.

În perioada 31 august 2027 – 27 mai 2030, se preconizează că producția de energie nucleară va fi asigurată de un singur reactor nuclear, întrucât Unitatea 1 de la Cernavodă va intra în procesul de retehnologizare. În perspectiva anului 2035, capacitatea de producere nucleară va crește semnificativ, prin punerea în funcțiune a două noi unități la Cernavodă, completate de o capacitate totală de 439MW instalată în reactoare modulare de mici dimensiuni (SMR). Această evoluție va contribui substanțial la securitatea energetică, decarbonarea producerii și diversificarea surselor de energie electrică în Sistemul Electroenergetic Național.

Volumul schimburilor transfrontaliere de energie electrică variază permanent, în funcţie de evoluţiile, pe termen mai lung sau mai scurt, ale pieţei de energie electrică.

Dinamica funcționării pieței este generată nu doar de deficitul sau excedentul de capacitate disponibilă în SEN la un moment dat. Importul rezultă fie ca o necesitate de completare a cererii interne, în caz de deficit de capacitate în SEN, fie substituie o parte din producţia internă, ca urmare a diferenței de costuri marginale orare între sistemele europene - în acest context, evoluția prețurilor combustibililor având un rol esențial.

Analizele de modelare a pieței de energie electrică, realizate cu rezoluție orară în perimetrul pan-european, ţinând seama de funcţionarea SEN interconectată cu sistemele electroenergetice europene, au fost însoțite de analize de rețea detaliate pentru diferite paliere orare selectate, considerate critice din punct de vedere al *consumului* (*VSI, VDI,* VDV, GNV) și/sau al producției SRE (maxim eolian, maxim solar, hidro maxim).

În **Anexa C3** (nu se publică) sunt prezentate **încărcările nete ale centralelor din SEN** pentru acoperirea cererii de energie electrică în Scenariul de Referință corespunzător Regimului Mediu de Bază (RMB), la palierele caracteristice pentru anii 2026, 2030, 2035, rezultate din prelucrarea rezultatelor analizelor de piață.

La modelarea RMB pentru palierele de sarcină caracteristice, pentru toți anii analizați au fost considerate aceleași valori procentuale corespunzătoare funcționării centralelor eoliene și solare fotovoltaice, față de puterea netă maxim disponibilă a acestora - Tabelul 5.4.1:

Tabelul 5.4.1 Contribuția CEE și CEF la acoperirea curbei de sarcină la palierele caracteristice - RMB [% * Pnet]

	VSI	VDI	VDV	GNV
Centrale eoliene	30%	30%	30%	30%
Centrale solare fotovoltaice	-	15%	65%	-

Modelarea regimurilor pentru RMB la VDI și VDV s-a făcut prin diminuarea uniform distribuită a consumului intern net, ce trebuie acoperit din surse convenționale, cu valoarea corespunzătoare producției CEF pe acoperiș care funcționează în regim de autoconsum sau de prosumator, calculată pentru aceiași factori de capacitate ca și CEF instalate pe sol.

Valorile referitoare la soldul net, rezultate din analizele de modelare a pieței la nivel pan-european pentru palierele de sarcină critice selectate, reflectă puternica variabilitate a cantităților transferate peste graniță, în limita capacităților nete de transfer NTC pe liniile de interconexiune.

Evoluția capacității nete de transfer a României pentru orizonturile analizate, evidențiind, în special pentru granițele cu **Bulgaria** și **Ungaria**, parcursul asumat în conformitate cu prevederile Planului de acțiuni pentru perioada **2021–2025** și cu măsurile stabilite prin Derogarea 2022, este evidențiat în tabelul **5.4.2.**

Aceste demersuri vizează atingerea, începând cu anul 2026, a obiectivului european privind asigurarea unui nivel minim de 70% din capacitatea rețelei pentru facilitarea schimburilor comerciale de energie electrică, în conformitate cu articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 și cu derogările aprobate pentru anul 2024 de către Parlamentul European și Consiliu. Această traiectorie confirmă angajamentul României în direcția integrării pieței interne de energie la nivel european.

Tabelul 5.4.2 Valorile NTC pentru orizonturile analizate

	2025	2026	2030	2035
RO export	**4430**	**4800**	**6909**	**7999**
RO - HU	1000	1000	1335	2075
RO - BG	1900	1900	2550	2550
RO - RS	900	900	2024	2024
RO-MD	315	500	500	850
RO - UA	315	500	500	500
RO import	**3964**	**4800**	**6987**	**8747**
HU - RO	1000	1000	1617	3027
BG - RO	1900	1900	2550	2550
RS - RO	900	900	1820	1820
MD-RO	82	500	500	850
UA - RO	82	500	500	500

Pentru analizele de rețea, pornind de la cazul corespunzător regimului mediu de bază, s-au construit cazuri *de dimensionare* care conduc la regimurile de funcţionare cele mai dificile care pot apărea în condiţii de schemă normală de funcţionare a SEN şi la care reţeaua trebuie să facă faţă – 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, în cadrul analizelor de rețea au fost studiate:

- zonele cu potențial de dezvoltare a surselor regenerabile de energie;
- scenarii suplimentare cu puteri mai mari instalate în centralele eoliene și fotovoltaice, conform solicitărilor care au contracte/avize tehnice de racordare, în diferite locaţii, analizate în cadrul studiilor de soluție de racordare.

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

5.5 Incertitudini privind evoluţia SEN şi tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET

Conform prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Planul de dezvoltare a RET trebuie să asigure o planificare pe termen lung a investițiilor necesare pentru capacitățile de transport. Scopul este acoperirea cererii de energie electrică la nivelul sistemului și garantarea livrărilor către consumatori, în concordanță cu situația actuală și evoluția viitoare a consumului, precum și a surselor de producție, inclusiv a importurilor și exporturilor de energie.

Pentru o dimensionare optimă a rețelei electrice, este esențial să dispunem de o imagine cât mai precisă asupra volumului și distribuției geografice a consumului, producției și schimburilor transfrontaliere.. Astfel, resursele pot fi alocate eficient pentru dezvoltare acolo unde este necesar, evitându-se în același timp cheltuieli nejustificate pentru consolidări inutile. De aceea, estimările bazate pe puterea medie și energia anuală consumată sau generată la nivelul întregului SEN, obținute pe baza unor metode statistice cu un grad acceptabil de eroare, au o relevanță limitată în studiile de dimensionare a rețelei.

Planificarea eficientă a Rețelei Electrice de Transport este influențată în mod semnificativ de incertitudinile privind **evoluția consumului** de energie electrică, precum și de lipsa predictibilității în **dezvoltarea capacităților de producere**.

În ceea ce privește **consumul**, având în vedere ritmul lent de creștere și capacitatea disponibilă a rețelei, se poate afirma că utilizarea valorilor istorice măsurate în stații, ajustate prin factori care reflectă prognoza evoluției generale a consumului la nivelul SEN, conduce la estimări acceptabile, ale căror erori nu afectează semnificativ planul de dezvoltare a rețelei. În majoritatea cazurilor, programul de investiții poate fi ajustat în timp util în cazul în care se constată abateri semnificative față de valorile prognozate, întrucât durata de implementare a lucrărilor necesare, nu este foarte mare.

În ultimii ani, una dintre principalele **dificultăți** în procesul de **planificare a RET** o constituie **incertitudinea** privind **evoluția parcului de producere din** surse eoliene și fotovoltaice. Deși a fost declarat un număr semnificativ de intenții de investiții în noi capacități de producere a energiei electrice, dezvoltarea acestora are un caracter descentralizat și este determinată în principal de deciziile individuale ale investitorilor, în funcție de propriile strategii de afaceri.

În prezent, nu există o structură instituțională care să coreleze într-un mod integrat dezvoltarea portofoliului de producere cu evoluția cererii de consum și cu implementarea capacităților de stocare, astfel încât să poată fi pus la dispoziția OTS un calendar predictibil, necesar fundamentării coerente a planului de dezvoltare a rețelei pe termen mediu și lung.

În aceste condiții, sursele principale de informare pentru OTS sunt reprezentate de notificările de intenție transmise de producători la solicitarea operatorului și de cererile de racordare la rețea, formulate conform cadrului legislativ în vigoare privind accesul la rețea. Totuși, aceste informații sunt adesea lipsite de caracter obligatoriu și se bazează pe premise comerciale sensibile, precum disponibilitatea finanțării. Prin urmare, credibilitatea acestor date este limitată, în absența unui angajament ferm din partea investitorilor și în lipsa unor mecanisme de sancționare pentru nerespectarea termenelor asumate.

Începând cu anul **2020** și până la data de **1 iulie 2025**, la nivelul CNTEE Transelectrica SA s-au eliberat **avize tehnice de racordare** pentru noi capacități de producere a energiei

electrice totalizând o **capacitate instalată** de aprox. **37.815MW**, respectiv **contracte de racordare** totalizând o **capacitate instalată** de aprox. **20.139,5MW**.

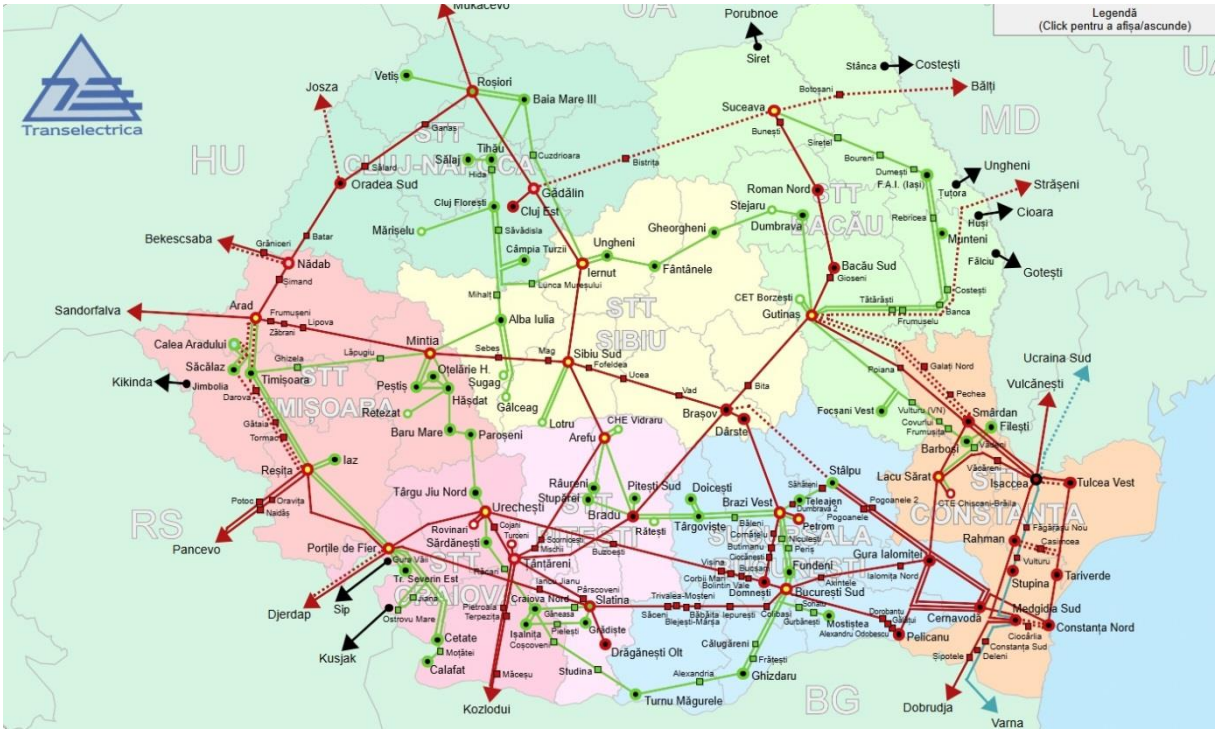


Fig. 5.5.1 - Harta RET care include și stațiile electrice construite pe tarif de racordare

Însă, durata de realizare a liniilor noi de transport necesare în vederea integrării intregii putere instalate solicitate de către noi utilizatori este, în general, considerabil mai mare decât cea necesară pentru punerea în funcțiune a noilor obiective de producție sau consum, ceea ce impune demararea lucrărilor de construcție a infrastructurii de transport înainte de confirmarea fermă a investițiilor din partea utilizatorilor. Această asimetrie temporală introduce un risc semnificativ în sarcina CNTEE Transelectrica SA, întrucât investițiile în rețea pot fi angajate pe baza unor intenții care nu se materializează.

Pentru a crește nivelul de încredere în prognozele utilizate la fundamentarea Planului de dezvoltare a RET, OTS susține introducerea unor mecanisme și metodologii care să responsabilizeze utilizatorii în relația cu rețeaua de transport, prin asumarea unor angajamente mai clare privind realizarea investițiilor.

În plus, o dificultate suplimentară în analiza regimurilor de funcționare ale RET este generată de integrarea unui volum semnificativ de capacități de producere din surse regenerabile, în special centrale eoliene și fotovoltaice, a căror disponibilitate este aleatorie și dependentă de factori meteorologici precum viteza vântului și radiația solară.

Având în vedere aceste incertitudini, CNTEE Transelectrica SA a elaborat o serie de scenarii privind ritmul de apariție a noilor centrale, corelate cu diferite ipoteze de încărcare a grupurilor generatoare pentru acoperirea sarcinii și cu scenarii variate de export. Analizele realizate împreună cu consultanții externi, au evidențiat necesitatea unor **întăriri substanțiale ale RET**, fără de care puterea nou instalată estimată nu poate fi evacuată eficient către centrele de consum.

Totodată, creșterea ponderii surselor regenerabile, cu caracter variabil și greu de prognozat, evidențiază **necesitatea** dezvoltării accelerate a unor **capacități** adecvate **de stocare** a

energiei. Unitățile de stocare pot contribui la echilibrarea sistemului prin preluarea surplusului de energie în perioadele de producție excedentară și livrarea acesteia în perioadele cu deficit de generare. În plus, acestea pot atenua impactul variațiilor bruște de producție din surse regenerabile asupra rețelei de transport, reducând astfel nevoia de dimensionare excesivă a capacității de evacuare.

În concluzie, planificarea optimă a dezvoltării Rețelei Electrice de Transport nu necesită doar o monitorizarea atentă și responsabilizarea utilizatorilor rețelei, ci și accelerarea investițiilor în infrastructură flexibilă – atât prin întărirea rețelei, cât și prin integrarea capacităților de stocare. Doar printr-o abordare integrată, corelată cu evoluția consumului, a producției și a echipamentelor de stocare, se poate asigura funcționarea sigură și eficientă a SEN în contextul tranziției energetice.

Tabel 5.5.1 - **Incertitudini** în planificarea dezvoltării RET

Aspect analizat	Descriere
Evoluția consumului de energie electrică	Ritm lent și impredictibil;
Dezvoltarea capacităților de producție	Proiecte descentralizate și necorelate instituțional
Fiabilitatea informațiilor de la investitori	Notificările nu sunt obligatorii; premise comerciale incerte
Asimetria temporală rețea vs. producție	RET are durată mai mare de execuție față de noile capacități
Variabilitatea surselor regenerabile	Producție variabilă dependentă de factori meteorologici

Tabel 5.5.2 - **Soluții propuse** pentru planificarea dezvoltării RET

Aspect analizat	Descriere
Metodologii robuste de prognoză	Armonizare cu metodologiile si instrumentele utilizate in cadrul ENTSO-E pentru realizarea Planului de Dezvoltare European TYNDP
Responsabilizarea utilizatorilor	Introducerea de mecanisme și sancțiuni în vederea asumării unor angajamente ferme
Planificare anticipată și scenarii multiple	Selectarea scenariilor privind ritmul de dezvoltare a RET, cu accent pe soluțiile care oferă cel mai înalt grad de fiabilitate
Dezvoltarea capacităților de stocare	Stocare pentru echilibrare și reducerea nevoii de supradimensionare a RET

Astfel, au fost prioritizate proiectele de dezvoltare a RET care s-au dovedit a fi necesare atât în scenariul de bază, cât și într-un număr relevant de scenarii alternative analizate, asigurând astfel astfel caracterul fiabil și adaptabil al soluțiilor propuse în fața incertitudinilor legate de evoluția producției și consumului.

5.6. Direcții strategice pentru consolidarea SEN și facilitarea tranziției energetice

5.6.1. Impactul decarbonării prin integrarea surselor regenerabile de energie asupra funcționării SEN și propuneri privind instalarea de surse de stocare a energiei

La data de 01.07.2025, capacitatea instalată la nivelul SEN, în centrale electrice **eoliane** a fost de **3091,31 MW,** iar in centrale electrice **fotovoltaice** a fost de **2507,73 MW**.

De asemenea, conform datelor disponibile pe site-ul ANRE, la data de 30.04.2025 puterea instalată la **prosumatori** a ajuns la **2634 MW**.

Creșterea accentuată a puterii instalate la prosumatori a determinat o aparentă reducere a consumului de energie electrică, în condițiile în care producția acestora nu este cunoscută în acest moment.

Luând în calcul cele menționate anterior, CNTEE Transelectrica SA a elaborat analize [4] pentru a determina impactul integrării surselor regenerabile de energie asupra funcționării SEN. În cadrul analizei s-a contatat faptul că odata creșterea țintelor de energie electrică regenerabilă și racordarea centralelor regenerabile apar o serie de dificultăți, atât tehice, cât și comerciale, cu consecințe negative asupra funcționării SEN, după cum urmează:

ASPECTE TEHNICE	
Dificultate identificată	**Descriere**
Creșterea complexității operării SEN prin reducerea substanțială a predictibilității	Această creștere este genarată de volatilitatea surselor regenerabile de producție a energiei și a pieței de energie electrică, a fuluxurilor transfrontaliere de energie electrică care au la bază diferențele de preț între țări și regiuni la nivelul Europei.
Scăderea inerției sistemului și degradarea frecvenței SEN	Frecvența sistemului reprezintă principalul parametru de funcționare, iar prin integrarea accelerată a surselor regenerabile de energie electrică sunt scoase din funcțiune centralele electrice clasice, ceea ce conduce la reducerea inerției sistemului, respectiv la variații considerabile ale frecvenței atunci când apar incidente care conduc la declanșarea surselor de producție sau când apar dezechilibre între producția și consumul de energie electrică.
Creșterea riscurilor de apariție a avariilor și de extindere a acestora	Volatilitatea și impredictibilitatea surselor de producție regenerabilă pot conduce la abateri semnificative între datele care au stat la baza evaluării și pregătirii sistemului pentru perioada următoare și cele înregistrate în realitate. Acestea pot conduce la degradarea paramerilor de funcționare a sistemelor sau a unor zone de sistem, consecințele putând varia de la simple declanșări cu pierderi de producție și/sau consum, până la declanșarea în cascadă a echipamentelor din sistem, cu afectarea funcționării interconectate la nivel european. De asemenea, centralele electrice regenerabile, în comparație cu cele clasice, au capabilități tehnice mult diminuate, în special în ceea ce privește apărarea și restaurarea sistemului, de aceea sunt necesare metode și mijloace noi pentru surmontarea acestor capabilități.
Reducerea flexibilității sistemului și reducerea resurselor de echilibrare	Aceasta se datorează scoaterii din funcțiune a centralelor electrice clasice, care au capabilități tehnice superioare, respectiv cu flexibilitate ridicată de funcționare în domeniul de putere activă, în cele mai multe cazuri între 50 % din puterea nominală

	și puterea nominală, ceea ce face ca în viitor variațiile de consum, respectiv de producție să poată fi preluate mult mai dificil ca în prezent. Pe lângă perticiparea surselor de producție la echilibrarea sistemelor devine din ce în ce mai stringentă participarea consumatorilor în preluarea variațiilor de putere produsă și consumată. Devine din ce în ce mai evident faptul că necesarul de rezerve pentru echilibrarea sistemului va crește, iar în lipsa posibilităților de creștere a rezervelor se va ajunge frecvent la reducerea producției regenerabile;

ASPECTE COMERCIALE	
Dificultate identificată	**Descriere**
creșterea dezechilibrelor cantitative și valorice ale entităților participante la Piața de Echilibrare	Aceasta este generată de reducerea flexibilității sistemului și a energiilor disponibile la reducere și la creștere de putere în Piața de Echilibrare, de volatilitatea și de variația ridicată a producției din centralele electrice regenerabile. Creșterea necesarului de rezerve pentru echilibrarea sistemului va conduce inevitabil la creșterea prețurilor energiilor de echilibrare și implicit a costurilor cu dezechilibrele înregistrate;
reducerea/pierderea de producție din surse regenerabile de energie	Aceasta se poate produce în condițiile în care este epuizată rezerva disponibilă la reducere de putere din centralele electrice clasice, pentru echilibrarea sistemului se apelează la reducerea producției din surse regenerabile de energie electrică, ceea ce poate conduce la reducerea indicatorilor economici ai investiției
volatilitatea prețurilor la energia electrică tranzacționată	În condițiile în care comercializarea energiei electrice se realizează pe principii de piață, bazete pe cerere și ofertă, volatilitatea producției de energie regenerabilă se va transfera și asupra prețurilor la energia electrică, atunci când aceasta este excedentară, prețurile vor scădea, prețurile putând deveni negative, așa cum s-a întâmplat în ultima perioadă, iar când aceasta se va găsi în cantități insuficente, prețurile vor crește, ceea ce va putea conduce la o instabilitate a prețurilor, cu impact negativ atât asupra consumatorilor, cât și asupra producătorilor de energie electrică;
impredictibilitate în recuperarea investițiilor	Volatilitatea prețurilor la energia electrică poate conduce la dificultăți și la abeteri semnificative ale veniturilor evaluate prin planul de afaceri față de veniturile real încasate, la durate de recuperare a investiției mult mai mari, inclusiv la o rentabilitate negativă a investiției. Spre exemplu, în orele cu radiație solară ridicată, se înregistrează cele mai mici prețuri ale energiei electrice pe Piața pentru Ziua Următoare cuplată
Efectele variației sezoniere a	Export de energie electrică atunci când aceasta

fluxurilor de import/export asupra costurilor finale	este excedentară, cel mai probabil la prețuri mici și la import de energie electrică atunci când energia regenerabilă este redusă, cel mai probabil la prețuri mari. Toate aceste diferențe de preț între energia electrică exportată și cea importată vor pune presiune pe prețurile la consumatorul final, unde vor ajunge toate costurile generate de aceste tranzacții.

De asemenea, în ultimii ani, structura de producție la nivelul SEN a fost puternic influențată de retragerile din exploatare ale unor centrale electrice sau grupuri generatoare care funcționau pe cărbune sau pe hidrocarburi.

Necesitatea surselor de stocare a energiei electrice la nivelul SEN este dată și de procesul de decarbonizare a sectorului energetic care stabilește date limită pentru încetarea producerii energiei electrice pe bază de lignit și huilă, respectiv calendarul retragerii din exploatare a centralelor pe bază de lignit și huilă și calendarul de închidere a carierelor de lignit și a minelor de huilă.

Conform OUG nr. 108/2022 cu modificările și completările ulterioare, **retragerea** din exploatare a **centralelor** pe bază de **lignit** și **huilă** se realizează etapizat, după cum urmează:

a) **660 MW** până la sfârșitul anului **2022**, cu precizarea că TA3 din CTE Rovinari s-a retras definitiv din exploatare la data de 01.06.2023, iar TA7 din CTE Turceni a intrat în conservare la data de 01.06.2023 până la data de 31.12.2025;
b) **1.425** MW până la sfârșitul anului **2025**;
c) **1.140** MW până la sfârșitul anului **2030**.

În cadrul CE Oltenia, odată cu punerea în funcțiune a centralelor electrice pe hidrocarburi de la Ișalnița (850 MW) și Turceni (475 MW) până în anul 2026, respectiv a celor 735 MW în centrale electrice fotovoltaice până în anul 2024, grupurile rămase în funcțiune se vor retrage definitiv din exploatare sau vor trece în conservare până în anul 2030.

Ținând cont de cele menționate anterior, se constată faptul că în perioada 2023 – 2030 sistemul energetic din România, respectiv din Europa se va afla într-o profundă transformare.

Operarea sistemului energetic național a suferit și va suferi transformări semnificative, aceasta necesitând adaptarea permanentă la volatilitatea producției din surse regenerabile, la schimbările generate de tranzacțiile de energie electrică și la schimburile și tranzitele de energie electrică transfrontaliere între diferitele zone de rețea la nivel european. Funcționarea interconectată a SEN în cadrul ENTSO-E implică, printre obligațiile fundamentale ale CNTEE Transelectrica SA, menținerea permanentă a echilibrului între producția și consumul de energie electrică, ținând cont de soldul schimburilor transfrontaliere. În contextul creșterii accelerate a ponderii surselor regenerabile, caracterizate prin variabilitate și predictibilitate redusă, îndeplinirea acestei obligații devine din ce în ce mai complexă, necesitând măsuri suplimentare pentru asigurarea flexibilității și stabilității sistemului.

Provocările generate de integrarea accelerată a surselor regenerabile de energie în perioada 2023–2030 pot fi semnificativ atenuate prin dezvoltarea și integrarea instalațiilor de stocare a energiei în Sistemul Electroenergetic Național. Aceste soluții tehnice contribuie la

echilibrarea producției variabile, la creșterea flexibilității operaționale și la asigurarea siguranței în funcționare a rețelei electrice.

Estimările realizate de CNTEE Transelectrica SA indică necesitatea integrării unor capacități de stocare a energiei electrice cu puteri instalate cuprinse între **2.000 și 4.000 MW** și volume de energie stocată între 10.000 și 20.000 MWh, corespunzătoare unor durate de descărcare de aproximativ 8–12 ore. O dimensionare mai precisă, adaptată cerințelor reale ale SEN, poate fi obținută prin elaborarea unui studiu de specialitate dedicat acestui scop.

CNTEE Transelectrica SA susține dezvoltarea unui mixt al **surselor de stocare a energiei**, bazat pe centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompare și pe instalații de stocare cu baterii de acumulatoare, în proporții aproximativ egale, dar și luarea în considerare și a altor categorii de sisteme de stocare, cum ar fi cele cu hidrogen, aer comprimat etc.

Instalațiile de stocare a energiei electrice pot contribui semnificativ la reducerea costurilor asociate managementului congestiilor și la optimizarea funcționării rețelelor electrice. Acest efect se datorează funcționării complementare față de centralele regenerabile: în perioadele cu producție ridicată din surse eoliene sau fotovoltaice, instalațiile de stocare preiau surplusul de energie (funcționând ca elemente de consum), iar în perioadele cu producție redusă, acestea livrează energie în rețea (funcționând ca surse de producție), contribuind astfel la echilibrarea sistemului și la reducerea încărcărilor excesive în rețelele de transport și distribuție. În plus, instalațiile de tip baterie pot fi amplasate în mod flexibil în orice zonă a țării, atât în rețeaua de transport, cât și în cea de distribuție, nu doar în regiunile cu excedent de producție regenerabilă.

Având în vedere contextul energetic actual, obiectivele de decarbonizare și flexibilizare a SEN, **CNTEE Transelectrica SA** susține în mod direct dezvoltarea instalațiilor de stocare a energiei. În acest sens, compania **a emis**, până la data de **30.06.2025**, **avize tehnice de racordare** pentru **proiecte de stocare** cu o capacitate totală instalată de aproximativ **6996,01 MW**.

Aceste capacități vor contribui la integrarea eficientă a surselor regenerabile, la creșterea siguranței în alimentare și la optimizarea funcționării RET. A ceste demersuri sunt corelate cu planul de dezvoltare a RET, care vizează dezvoltarea infrastructurii necesare pentru a răspunde cerințelo de flexibilitate, securitate și sustenabilitate, impuse de tranziția energetică.

Însă, în analiza efortului investițional asociat dezvoltării unei centrale cu acumulare prin pompaj comparativ cu o instalație de stocare pe bază de baterii, un factor esențial îl reprezintă durata de viață a echipamentelor. În timp ce o centrală cu acumulare prin pompaj are o durată de funcționare estimată la aproximativ 50 de ani, instalațiile de stocare cu baterii au o durată medie de viață de aproximativ 10 ani. Astfel, pentru a asigura un serviciu echivalent pe întreaga durată de viață a unei centrale cu acumulare prin pompaj, o instalație pe bază de baterii ar necesita înlocuirea completă de până la cinci ori, aspect care influențează semnificativ analiza costurilor pe termen lung.

5.6.2. Propuneri privind realizarea CHEAP

Potrivit Strategiei Energetice a României, un element esențial al activității investiționale în sectorul hidroenergetic îl reprezintă proiectele de amploare demarate înainte de 1990 și nefinalizate până în 2024, care au folosințe multiple. Aceste proiecte contribuie la realizarea obiectivului național privind atingerea unei capacități instalate de stocare a energiei electrice

de minimum 2.000 MW până în anul 2030, prin dezvoltarea atât a hidrocentralelor cu acumulare prin pompaj, cât și a sistemelor moderne de stocare bazate pe baterii.

Proiectul hidrocentralei cu acumulare prin pompaj Tarnița–Lăpuștești este o inițiativă energetică majoră a României, planificată în județul Cluj, la aproximativ 30–35 km de Cluj-Napoca, pe râul Someșul Cald. Dacă va fi realizat, ar deveni cea mai mare centrală hidroelectrică de echilibrare a sarcinii din țară, cu o capacitate instalată de 1.000 MW, distribuită în patru grupuri a câte 250 MW fiecare.

Beneficile proiectului CHEAP **Tarnița–Lăpuștești** este esențial pentru:

- Echilibrarea producției și consumului de energie electrică;
- Asigurarea rezervelor de putere și reglajul frecvență-putere;
- Îmbunătățirea siguranței SEN și a participării la piața unică europeană de energie electrică.

Deși proiectul a fost inițiat în anii 1970, implementarea sa a întâmpinat multiple obstacole, inclusiv lipsa investitorilor și probleme administrative. În 2023, Ministerul Energiei a relansat proiectul, inițiind o nouă procedură de achiziție pentru elaborarea studiului de fezabilitate care este în curs de realizare și se estimează că va fi finalizat până în vara anului 2025.

Valoarea estimă a proiectului este de peste **1 miliard de euro**.

Acest proiect are o importanță deosebită în SEN, iar Ministerul Energiei intenționează să declare proiectul de importanță strategică națională pentru a facilita implementarea sa, dar această hidrocentrală **nu a fost considerată** în cadrul scenariilor care stau la baza **Planului de Dezvoltare a RET perioada 2026-2035**.

Ulterior finalizării studiului de fezabilitate, proiectul va fi luat în considerare în cadrul actualizărilor viitoare ale Planului de Dezvoltare a RET, în vederea unei integrări optime în rețeaua electrică de transport, atât din perspectiva asigurării capacității de evacuare a energiei electrice produse, cât și din cea a contribuției sale la echilibrarea sistemului, creșterea flexibilității operaționale și atingerea obiectivelor naționale privind decarbonizarea și securitatea energetică.

Proiectul Centralei Hidroelectrice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpuștești reprezintă o soluție strategică de echilibrare a Sistemului Electroenergetic Național, cu un dublu rol: pe de o parte, acoperirea vârfurilor de consum și compensarea producției centralelor care funcționează în bandă, iar pe de altă parte, furnizarea de servicii de echilibrare necesare funcționării sigure a SEN. Cel din urmă rol este esențial în actualul context de securitate energetică și în vederea menținerii stabilității sistemului în fața provocărilor legate de creșterea ponderii surselor regenerabile.

Având în vedere obiectivele ambițioase asumate de România prin **PNIESC** pentru anul 2030 în ceea ce privește integrarea surselor regenerabile de energie (RES), precum și necesitatea depășirii acestor ținte în orizontul post-2030, devine oportună **reluarea analizei** privind realizarea unei CHEAP la nivel național. În acest context, este justificată activarea proiectului CHEAP Tarnița-Lăpuștești.

Integrarea unei capacități CHEAP în infrastructura de transport va consolida flexibilitatea SEN și va facilita absorbția unei cantități mai mari de energie din surse regenerabile, susținând astfel tranziția energetică a României.

5.6.3 Propuneri privind realizarea centralelor electrice eoliene offshore

Energia eoliană offshore reprezintă una dintre cele mai promițătoare direcții de dezvoltare ale sectorului energetic din România, datorită potențialului semnificativ oferit de Marea Neagră, estimat la aproximativ 76 GW capacitate instalată, conform studiilor Băncii Mondiale. Aprobarea legii privind energia eoliană offshore în anul 2024 a creat cadrul legal necesar pentru valorificarea acestui potențial și a marcat îndeplinirea unui jalon asumat de România prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR). În acest context, **Strategia Energetică a României** 2025–2035, cu perspectiva anului 2050, prevede instalarea a **3 GW** de capacitate eoliană offshore până în **2035**, contribuind astfel la tranziția energetică, diversificarea surselor de energie și întărirea securității energetice a țării.

În conformitate cu Legea nr. 121/2024 privind energia eoliană offshore, începând cu 1 ianuarie 2025, CNTEE Transelectrica SA include în planurile sale multianuale de dezvoltare RET elaborarea de **studii de sistem dedicate**, care vor evalua:

- impactul la nivel de sistem al integrării unor volume mari de capacități eoliene offshore,
- cerințele de racordare ale acestor capacități,
- măsurile necesare pentru asigurarea funcționării sigure și eficiente a SEN în acest context.

Aceste analize se vor desfășura în conformitate cu cele mai bune practici internaționale și vor servi drept bază tehnică pentru planificarea dezvoltării infrastructurii de transport.

În paralel, studiile elaborate de investitori sau consultanți în etapa de analiză a fezabilității parcurilor eoliene offshore vor evalua racordarea la RET, inclusiv identificarea punctelor posibile de evacuare a energiei electrice pe țărm, capacitatea rețelei de a prelua noile fluxuri de producție și traseele posibile pentru cablurile submarine. Aceste studii vor furniza date de intrare esențiale pentru planificarea rețelei electrice de transport.

Centralele eoliene offshore din Marea Neagră reprezintă un vector de transformare profundă a sistemului energetic românesc**.** Pentru valorificarea completă a potențialului lor, este esențială planificarea integrată a dezvoltării rețelei electrice de transport, alături de investiții în flexibilitate, digitalizare și cooperare regională.

În acest context, CNTEE Transelectrica SA va continua să colaboreze activ cu Ministerul Energiei, investitorii și ceilalți actori instituționali relevanți, pentru a asigura o planificare coerentă a rețelei de transport și facilitarea dezvoltării energiei eoliene offshore în România.

5.6.4 Propuneri privind realizarea Reactoarelor modulare mici (SMR)

În acord cu Strategia Națională de dezvoltare a domeniului nuclear, pentru perioada 2021-2030, cu perspectva 2050, România este în curs de a deveni unul dintre pionierii europeni în implementarea reactoarelor modulare mici, o tehnologie inovatoare de producție a energiei nucleare, fiind destinată să contribuie semnificativ la securitatea energetică și reducerea emisiilor de CO2, printr-o energie curată și stabilă.

Odată cu decarbonarea sectorului energetic european prin închiderea centralelor pe cărbune, reactoarele modulare mici NuScale reprezintă o opțiune optimă de înlocuire, valorificând amplasamentele și infrastructura existentă. România, cu experiența sa îndelungată în exploatarea sigură a instalațiilor nucleare și cu o rețea solidă de furnizori, este bine poziționată pentru integrarea acestei tehnologii.

Așadar, în colaborare public–privată, Nuclearelectrica și partenerul american NuScale Power, cu sprijinul guvernului SUA, au lansat proiectul SMR– primul de acest tip din Europa, pe amplasamentul fostei termocentrale de la Doicești, capabil să genereze instalat până la 462 MWe (6 module × 77 MWe).

Această inițiativă răspunde nevoilor strategice de tranziție energetică și securitate:

- asigură o sursă stabilă și flexibilă de energie curată, necesară pentru înlocuirea treptată a termocentralelor pe combustibili fosili ;
- converge cu obiectivele UE de decarbonizare (neutralitate carbonică până în 2050), prin evitarea emisiilor de câteva milioane de tone de CO2 anual;
- valorifică infrastructuri existente (amplasament existent, rețele de transport) și expertiza națională acumulată prin CNE Cernavodă ;
- aduce beneficii locale și regionale sub formă de infrastructură, locuri de muncă directe și sprijin al comunităților afectate de tranziția energetică .

Din perspectiva RET, SMR pot fi integrate fără să afecteze rețeaua și contribuind la:

1. reducerea riscului de deficit de putere în perioadele de vârf de sarcină,
2. flexibilizarea operațională a SEN;
3. predictibilitate energetică, facilitând tranziția către un sistem decarbonat.

6. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe

Investițiile în dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport reprezintă pilonul central al Planului de investiții în active fixe al CNTEE Transelectrica SA. Acestea vizează, în principal:

- **Retehnologizarea și modernizarea stațiilor** prin înlocuirea echipamentelor uzate fizic și moral;
- **Creșterea capacității de transport** a rețelei, pentru a răspunde noilor cerințe de consum și producție de energie.

La aceste investiții se adaugă cele în **sistemele asociate RET**, esențiale pentru:

- Monitorizarea și controlul performant al rețelei și al SEN;
- Măsurarea exactă a fluxurilor de energie electrică;
- Protecția infrastructurilor critice.

Toate proiectele sunt dezvoltate cu un accent puternic pe **eficiența energetică** și integrează rezultatele activităților de **cercetare și inovare** derulate în cadrul companiei, în concordanță cu direcțiile strategice europene și naționale.

6.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe

Investițiile în dezvoltarea activelor fixe sunt determinate de o serie de factori strategici și operaționali, printre care:

- uzura fizică și morală a echipamentelor;
- modificarea nivelului şi/sau localizării consumului şi producţiei de energie electrică în SEN şi ale exporturilor/importurilor/tranzitelor transfrontaliere;
- modificarea regulilor pieţei de electricitate, care conduc la modificări ale modului de echilibrare a balanţei producţie-consum, cu influenţă asupra nivelului şi volatilităţii fluxurilor de putere prin reţea;

- modificarea caracteristicilor tehnice ale instalaţiilor utilizatorilor, care impune adecvarea sistemelor de monitorizare şi control şi modificarea condiţiilor la interfaţa între aceştia şi RET.

Uzura fizică si morală a echipamentelor

Duratele normale de funcționare ale instalațiilor de transport sunt reglementate conform **H.G. nr. 2139/2004**, actualizată, privind clasificarea și duratele de funcționare ale activelor fixe, în corelare cu regimul de amortizare liniar.

Uzura fizică și morală a echipamentelor influențează negativ:

- costurile de mentenanță;
- fiabilitatea și comportamentul în exploatare;
- precizia măsurătorilor și capacitatea de monitorizare;
- impactul asupra mediului;
- posibilitatea implementării soluțiilor moderne de telecontrol și digitalizare.

Deși CNTEE Transelectrica SA a derulat în ultimii ani un program intens de modernizare și retehnologizare, **un număr semnificativ de echipamente importante din stațiile RET depășesc durata normală de funcționare**. Aceste echipamente pot fi menținute în funcțiune doar în baza unor expertize tehnice individuale.

Spre exemplu:

- Durata normală de funcționare pentru **întreruptoare** este de **18 ani**;
- Durata normală de funcționare pentru **unități mari de transformare (T/AT)** este de **24 ani**.

Conform datelor din **„Catalogul privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE Transelectrica SA”**:

- Aproximativ **42% din întreruptoare**
- Aproximativ **36% din unitățile mari de transformare,**

au depășit aceste durate, ceea ce justifică necesitatea accelerării investițiilor în retehnologizare.

Tabel 6.1 - Vechime întreruptoare

Tensiune	110 kV	220 kV	400 kV	Total
Vechime < 18 ani	552	194	129	**875**
Vechime ≥ 18 ani	352	162	141	**655**
Total	**904**	**356**	**270**	**1530**

Tabel 6.2 - Vechime Transformatoare si Autotransformatoare

Tensiunea cea mai ridicata	110 kV	220 kV	400 kV	Total
Vechime < 24 ani	34	57	48	**139**
Vechime ≥ 24 ani	40	27	16	**83**
Total	**74**	**84**	**64**	**222**

În vederea asigurării unei rețele electrice moderne, fiabile și sustenabile, CNTEE Transelectrica SA are în vedere înlocuirea echipamentelor învechite cu soluții tehnologice

avansate, cu performanțe superioare și un impact redus asupra mediului. Principalele direcții de modernizare includ:

- **Aparate de comutație performante**, cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, pentru permiţând creşterea vitezei şi selectivităţii eliminării defectelor;
- **Sisteme** de protecţii rapide, selective, cu logică flexibilă şi complexă, controlabile de la distanţă;
- **Echipamente primare compacte și ecologice**, cu un impact minim asupra mediului înconjurător;
- **Transformatoare de înaltă eficiență**, cu pierderi reduse în cupru și fier, pentru o operare mai economică și sustenabilă;
- **Conductoare cu limite termică admisibilă mărită**, care permit creșterea capacității de transport a rețelei, în special în zonele unde construcția de linii noi este dificilă sau întârziată;
- **Sisteme de conducere și control**, adaptate la numărul în creştere de noduri şi la caracteristicile tehnice noi ale instalaţiilor monitorizate;
- **Echipamente de măsurare** performante, la nivelul impus de cerinţele funcţionării pieţei de electricitate;

Această abordare tehnologică modernă va contribui semnificativ la creșterea fiabilității rețelei, optimizarea performanțelor operaționale și alinierea la cerințele de sustenabilitate și eficiență energetică.

***Analiza stării tehnice** a Rețelelor Electrice de Transport este prezentată în **Anexa 6**.*

Evoluţii ale nivelului şi/sau localizării consumului şi producţiei de energie electrică în SEN şi ale exporturilor/importurilor transfrontaliere

Evoluția consumului și producției de energie determină o presiune crescută asupra rețelei de transport

Modificările privind volumul, distribuția geografică și profilul de consum sau producție de energie electrică influențează semnificativ regimul de funcționare al RET. Aceste schimbări pot conduce la:

- **Redistribuirea fluxurilor de putere** în rețea, cu posibile suprasarcini pe anumite elemente (linii, transformatoare), mai ales în zonele în care infrastructura nu a fost dimensionată pentru astfel de evoluții;
- **Fenomene de instabilitate a tensiunii**, generate de variațiile mari și rapide ale sarcinii sau producției (în special din surse regenerabile), ceea ce poate duce la depășirea limitelor de tensiune admisibile și la afectarea calității serviciului de transport;
- **Necesitatea unei reacții dinamice mai rapide** din partea echipamentelor de reglaj și a sistemelor de protecție, având în vedere volatilitatea tot mai mare a producției și a consumului.

Pe lângă aceste aspecte interne, se remarcă o creștere semnificativă a schimburilor transfrontaliere de energie electrică, determinată de:

- Funcționarea pieței regionale și europene de energie în regim cuplat, care presupune optimizarea utilizării resurselor de producție dintr-o perspectivă transnațională;
- Necesitatea de a integra producția din surse regenerabile la nivel regional, ceea ce implică o cooperare tehnică și comercială tot mai strânsă între sistemele electroenergetice din țările învecinate.

Aceste evoluții generează o **creștere a gradului de încărcare a RET**, solicitând capacități suplimentare de transport, soluții tehnice pentru menținerea stabilității și flexibilității operaționale, precum și investiții continue în digitalizarea și modernizarea infrastructurii.

Modificarea regulilor pieţei de electricitate

Introducerea unor instrumente noi de piață în sectorul energiei electrice impune dezvoltarea și modernizarea infrastructurii tehnice, necesare pentru asigurarea unei funcționări eficiente, sigure și transparente a sistemului energetic.

Pentru a susține aceste schimbări, este esențială:

Nr.	Aspect	Descriere detaliată
1	Dezvoltarea instalațiilor de monitorizare și getionare a sistemului	Asigură colectarea în timp real a datelor operaționale, monitorizarea fluxurilor energetice și reacția rapidă la perturbări, optimizând utilizarea infrastructurii și prevenind situațiile critice.
2	Modernizarea și extinderea sistemelor de măsurare a energiei electrice	Implementarea contoarelor inteligente și a soluțiilor avansate pentru evidența precisă a consumului/producției, facilitând facturarea corectă, detectarea fraudelor și integrarea prosumatorilor.
3	Alinierea la standardele europene și naționale privind performanța serviciilor de transport	Adaptarea infrastructurii și proceselor pentru a respecta indicatori stricți de calitate, siguranță și disponibilitate, menținând sistemul stabil și protejând consumatorii.
4	Implementarea etapizată a conceptului de rețea inteligentă (smart grid) în SEN	Utilizarea tehnologiilor digitale, automatizarea și integrarea surselor regenerabile și a soluțiilor de stocare pentru o gestionare optimă, echilibrare în timp real și reducerea pierderilor energetice.
5	Beneficii pe termen lung	Creșterea siguranței și fiabilității sistemului, optimizarea costurilor, îmbunătățirea serviciilor și încurajarea participării active și inovării tehnologice în sectorul energetic.

Modificarea caracteristicilor tehnice ale instalaţiilor utilizatorilor

Creșterea accelerată a capacităților de producere a energiei electrice din surse intermitente, în special centralele eoliene, impune dotarea SEN cu instrumente moderne de prognoză a producției și sisteme de monitrizare a rețelei electrice. Aceste instrumente sunt esențiale pentru integrarea eficientă a energiei regenerabile în programarea operativă a funcționării centralelor electrice, precum și pentru asigurarea unui control rapid și eficient al echilibrului producție–consum în situații critice.

Integrarea la scară largă a centralelor electrice cu funcționare intermitentă presupune adaptarea rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice prin implementarea unor tehnologii avansate, specifice conceptului de rețea inteligentă (smart grid). Acestea includ:

- Infrastructuri performante de telecomunicații,
- Sisteme inteligente de măsurare a energiei electrice,
- Dispozitive și echipamente electrice inteligente,
- Aplicații informatice specializate care permit rețelelor să devină active.

Prin aceste soluții, rețelele electrice evoluează de la simple zone pasive ale sistemului electroenergetic la structuri dinamice, capabile să detecteze variațiile parametrilor

operaționali esențiali și să își ajusteze în mod autonom configurația și caracteristicile pentru a răspunde eficient noilor condiții de funcționare.

6.2 Soluţii tehnice promovate în cadrul proiectelor TEL

În contextul modernizării infrastructurii de transport al energiei electrice, CNTEE Transelectrica SA promovează adoptarea unor soluții tehnice avansate, cu scopul de a crește eficiența operațională, flexibilitatea rețelei și sustenabilitatea mediului înconjurător. Se urmărește, astfel, reducerea impactului ecologic, optimizarea funcționării SEN și pregătirea infrastructurii pentru integrarea viitoarelor surse de energie regenerabilă și a noilor cerințe din piața de energie. Soluțiile tehnice promovate în cadrul Companiei, se regăsesc descrise în Tabelul 6.3.

Tabelul 6.3 - Soluții tehnice promovate

Nr. crt.	Soluție tehnică	Descriere
1	**Construirea de linii electrice de 400 kV în configurație dublu circuit**	Noile linii de 400 kV vor fi proiectate în configurație dublu circuit, echipate cu unul sau două circuite în funcție de prognoza de încărcare, pentru a limita impactul de mediu pe termen lung.
2	**Stații electrice cu scheme flexibile**	Se vor implementa scheme cu dublu sistem de bare sau 1,5–2 întrerupătoare pe circuit, în funcție de rolul strategic al stației în rețea.
3	**Renunțarea la bara de transfer**	În cazul stațiilor modernizate, bara de transfer va fi eliminată, datorită utilizării echipamentelor moderne, fiabile, reducând astfel amprenta asupra mediului și simplificând operațiunile.
4	**Reducerea pierderilor de energie în rețea**	Vor fi adoptate soluții constructive și tehnologice care minimizează pierderile tehnice pe traseul energiei.
5	**Alimentarea serviciilor proprii din rețeaua proprie**	Soluțiile vor permite alimentarea serviciilor auxiliare din rețeaua proprie a Transelectrica, asigurând autonomie și eficiență energetică.
6	**Planificare integrată a modernizărilor pe toate nivelurile de tensiune**	Intervențiile vor fi planificate unitar pentru toate nivelele de tensiune din stații, în cadrul aceluiași proiect de retehnologizare, pentru o coerență tehnică și operațională sporită.

În toate stațiile electrice în care sunt planificate lucrări de investiții, se are în vedere și retehnologizarea sau modernizarea sistemelor de control, protecție și automatizare, precum și dotarea cu echipamentele necesare pentru asigurarea funcționării în regim de teleconducere.
Pentru zonele care, în perspectivă, vor deveni puternic excedentare sau deficitare din punct de vedere energetic ori vor fi supuse unor fluxuri mari de tranzit de putere, se acordă prioritate lucrărilor de mentenanță majoră, modernizare sau retehnologizare a stațiilor aflate pe traseele principale de interconectare cu restul SEN.

Pentru evitarea apariției congestiilor de rețea în perioadele de vârf, generate de suprasolicitarea unor linii de transport, se preconizează aplicarea celor mai avansate soluții tehnologice, inclusiv înlocuirea conductoarelor existente cu conductoare HTLS, care permit creșterea semnificativă a capacității de transport.

În paralel, va continua procesul de echipare a RET cu elemente specifice conceptului de rețea inteligentă (Smart Grid), pentru a răspunde cerințelor tot mai complexe ale sistemului electroenergetic modern.

Varianta optimă de întărire a RET este aleasă dintre mai multe opțiuni disponibile, în urma unei evaluări multicriteriale care ține cont de următorii factori:

Factori	Descriere
Costuri	Estimarea cheltuielilor necesare pentru implementarea soluției
Reducerea pierderilor	Eficiența soluției în reducerea pierderilor tehnice din rețea
Reziliența sistemului	Capacitatea de a gestiona evenimente severe care depășesc normele de calcul
Adaptabilitatea la scenarii SEN	Flexibilitatea soluției față de posibile evoluții viitoare ale SEN
Impact social	Evaluarea influenței asupra populației și a activităților socio-economice
Impact asupra mediului	Evaluarea efectelor asupra mediului natural și biodiversității
Acceptabilitate socială	Nivelul de sprijin sau opoziție din partea comunităților locale
Fezabilitate juridică și administrativă	Posibilitatea de obținere a drepturilor funciare și a autorizațiilor necesare

6.3 Strategia de dezvoltare a RET

6.3.1 Necesităţi de întărire a RET determinate de evoluţia SEN în perioada 2026-2035

Planul de dezvoltare a RET se elaborează pornind de la necesitatea satisfacerii cerinţelor utilizatorilor, în condiţiile menţinerii calităţii serviciului de transport şi de sistem şi a siguranţei în funcţionare a SEN în conformitate cu reglementările în vigoare.

Dezvoltarea adecvată a RET este o componentă a dezvoltării durabile, contribuind la susţinerea bunăstării sociale, prin punerea la dispoziţia societăţii a unei infrastructuri favorabile dezvoltării economiei şi scăderii preţurilor energiei electrice ca urmare a creşterii competitivităţii pe pieţele de electricitate.

Principalele direcţii de evoluţie a SEN, care determină necesitatea întăririi RET în perioada 2026-2035, sunt:

- Apariţia de noi capacităţi de producţie, în special bazate pe surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice, biomasă), o mare parte cu funcţionare intermitentă şi regim prioritar, racordate atât la RET, cât şi în reţeaua de distribuţie;
- Dezvoltarea Pieţei de energie electrică, la nivel naţional, regional şi european;
- Diminuarea producţiei sau creşterea consumului în unele zone de rețea, până la un nivel la care este periclitată alimentarea consumatorilor din anumite zone la parametrii normaţi de calitate şi siguranţă;

Rezultatele analizelor de regimuri pentru ipotezele considerate pe orizont de timp mediu (5 ani) şi lung (10-15 ani) şi soluţiile de întărire a RET care vor permite evitarea congestiilor de reţea sun prezentate detaliat în cadrul **Anexei 3.**

În cele ce urmează, se vor prezenta sintetizat, rezultatele analizelor de regimuri, în etapa **2028.**

<table>
<tr><th colspan="2">SECȚIUNEA S3</th></tr>
<tr><th colspan="2">Proiectele de investiții propuse analizei</th></tr>
<tr><td colspan="2">➢ Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI
➢ Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș
➢ Instalarea de mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3</td></tr>
<tr><th colspan="2">Măsuri de întărire a secțiunii identificate</th></tr>
<tr><th>Analiza regimurilor de dimensionare</th><th>Analiza regimurilor de sensibilitate</th></tr>
<tr><td>• Limitarea Tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere;
• Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
• Măsuri de debuclare a rețelei 110 kV din zona Gutinaș – Mărășești – Cudalbi, sensibilă la contingențele în RET:
○ Deschiderea Cuplei longitudinale 110 kV Cudalbi;
○ Deconectarea LEA 110 kV ICM Tecuci – Liești.</td><td>• Realizarea LEA 400 kV Suceava – Gădălin
• Realizarea LEA 400kV Oradea -Jozsa (Debrecen), de interconexiune cu Ungaria
• Instalarea T2 400/110 kV Bacău Sud;
• Înlocuire AT 220/110 kV Suceava 250 MVA cu AT 220/110 kV 400 MVA;
• Reconductorare LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
• Reconductorare LEA 400 kV Gutinaș – Brașov;
• Reconductorare LEA 220 kV Stejaru – Dumbrava;
• Reconductorare LEA 220 kV Dumbrava – Gutinaș;
• Reconductorare LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
• LEA 400 kV Suceava – Bălți
• Dispozitive de reglaj al tensiunii în nodurile de 400 kV Arad, Roșiori și Gădălin.</td></tr>
<tr><th colspan="2">Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET</th></tr>
<tr><td colspan="2">➢ Instalarea unor dispozitive de control al circulațiilor de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
➢ Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș</td></tr>
<tr><th colspan="2">Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică</th></tr>
<tr><td colspan="2">Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere. Valoarea puterii limită considerată în cadrul studiului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de 1190 MVA asociata palierului de VDV, conform datelor de intrare primite.
Fără limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S3, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de 5778 MW.
Instalarea unui dispozitiv de limitare a puterii pentru limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S3 cu aproximativ 343 MW.
Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș
Fără montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S6 cu respectarea criteriilor</td></tr>
</table>

de siguranță conform Codului RET, este de 6398 MW. - Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S6 cu aproximativ 317 MW.
Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse
▪ Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere - conduce la o creștere cu 12,6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD). ▪ Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

<table>
<tr><th colspan="3">SECȚIUNEA SUD</th></tr>
<tr><th colspan="3">Proiectele de investiții propuse analizei</th></tr>
<tr><td colspan="3">➢ Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina
➢ Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru
➢ Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord</td></tr>
<tr><th colspan="3">Măsuri de întărire a secțiunii identificate</th></tr>
<tr><th>Analiza regimurilor de dimensionare</th><th>Analiza regimurilor de sensibilitate</th><th>Analiza realizării unei noi interfețe RET-RED</th></tr>
<tr><td>• Creșterea capacității de transport a LEA 220 kV Slatina – Grădiște;
• Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru;
• Limitarea tranzitului de putere pe LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni;
• Stația 400/110 kV Videle (transformarea stației 110 kV Videle în stație 400/110 kV echipată cu un transformator 400/110 kV 250 MVA. Stația 400/110 kV Videle va fi racordă la SEN în sistem „intrare – ieșire” în LEA 400 kV Slatina – București Sud, la aproximativ 100 km de stația 400 kV București Sud și 72 de km de stația Slatina</td><td>• Reconductorăre LEA 220 kV d.c. Ghizdaru – București Sud</td><td>• transformarea stației 110 kV Videle în stație 400/110 kV (1 x T 400/110 kV 250 MVA și racordarea ei la RET în sistem „intrare – ieșire” în LEA 400 kV Slatina – București Sud.
• debuclarea zonei RED 110 kV Giurgiu – Teleorman de zona RED 110 kV București prin deconectarea următoarelor linii 110 kV:
○ LEA 110 kV Clejani – Mihăilești;
○ LEA 110 kV Copăceni – Uzunu;
○ LEA 110 kV Jilava – Prundu.
○ conectarea LEA 110 kV Videle – Drăgănești-Vlașca.
Măsura propusă reduce suprasarcinile in zona RED 110 kV dar menține necesitatea reconductorării următoarelor:
• LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni;
• LEA 220 kV Ghizdaru – Călugăreni – București Sud
• LEA 220 kV Ghizdaru – Racord Mostiștea</td></tr>
<tr><th colspan="3">Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET</th></tr>
<tr><td colspan="3">➢ Creșterea capacității de transport a LEA 220 kV Slatina – Grădiște:
○ Soluția 1: Uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște pe toată lungimea liniei 2 x 450 mmp (12,2 km)</td></tr>
</table>

- Soluția 2: Revenire la schema inițială: un circuit direct 220 kV Îșalnița – Slatina și un circuit „intrare – ieșire” în stația 220 kV Grădiște.

➢ Limitarea tranzitului de putere pe LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni:
- Soluția 1: Dispozitive de reglaj al circulațiilor de putere;
- Soluția 2: Înlocuirea AT 400/220 kV București Sud cu AT 400/220 kV cu reglaj longo-transversal - Stația 400/110 kV Videle.

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică

- Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina
- Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru
- Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru
- Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord
- Realizarea unei noi interfețe RET-RED in Secțiunea Sud - Stația 400/110 kV Videle
- Limitarea tranzitului circulațiilor de putere pe LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

- Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina (Uniformizare) - conduce la o scădere cu 0,1 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).
- Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru - conduce la o scădere cu 0.6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).
- Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord - conduce la o scădere cu 0.5 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).
- Stația 400/110 kV Videle - conduce la o scădere cu 4.3 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).
- Limitarea tranzitului circulațiilor de putere pe LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni (Dispozitive de control al circulațiilor de putere) - conduce la o creștere cu 0.4 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).
- Limitarea tranzitului circulațiilor de putere pe LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni (înlocuirea AT 400/220 kV București Sud cu autotransformatoare cu reglaj longo-transversal) - conduce la o creștere cu 0.2 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

ZONA G

Proiectele de investiții propuse analizei

➢ Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu injecție în stația 110 kV Sebeș

Ordinea de importanță a proiectelor rezultate a fi necesare

- Dispozitiv de control circulații de putere LEA 220 kV București Sud-Fundeni
- Dispozitiv de control circulații de putere LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești
- Transformatoare cu reglaj longo-transversal București Sud
- AT2 Stupărei
- Reconductorare LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru
- Stația 400/110 kV Videle
- Reconductorare LEA 220 kV Craiova – Turnu Măgurele
- Uniformizare LEA 220 kV Slatina - Grădiște
- Montare circuit 2 LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse
▪ La nivelul etapei 2028, pierderile anuale de energie la nivelul RET sunt estimate la aproximativ 1255 GWh

În cele ce urmează, se vor prezenta sintetizat, rezultatele analizelor de regimuri, în etapa **2033.**

SECȚIUNEA S3	
Proiectele de investiții propuse analizei	
➢ Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI ➢ Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș ➢ Instalare de mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3 ➢ Realizarea unei LEA 400 kV Brașov – Ungheni și trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Iernut – Ungheni	
Măsuri de întărire a secțiunii identificate	
Analiza regimurilor de dimensionare	**Analiza regimurilor de sensibilitate**
• Limitarea Tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere; • Realizarea LEA 400 kV Gutinaș - Strășeni • Reconductorarea LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava; • Reconductorarea LEA 200 kV Dumbrava – Stejaru.	• LEA 400 kV Gutinaș – Strășeni

ZONA C
Proiectele de investiții propuse analizei
➢ Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei ➢ Creșterea capacității de transport a LEA 220 kV Bradu – Târgoviște – Brazi Vest
Măsuri de întărire a secțiunii identificate
Analiza regimurilor de dimensionare
• Instalarea AT2 400/220 kV Arefu 400 MVA; • Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest – Târgoviște; • Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest – Dobra. • Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA; • Reconductorarea LEA 220 kV Dobra – Târgoviște; • Instalarea T2 400/110 kV Stâlpu 250 MVA • Reconductorarea LEA 220 kV Bradu – Târgoviște; • Reconductorarea LEA 220 kV Bradu – Rătești
Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET
➢ Instalare AT nou 220/110kV Stupărei ➢ Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Bradu – Târgoviște – Brazi Vest

SECȚIUNEA SUD
Proiectele de investiții propuse analizei
➢ Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina ➢ Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru ➢ Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Măsuri de întărire a secțiunii identificate	
Analiza regimurilor de dimensionare	**Analiza regimurilor de sensibilitate**
• Creșterea capacității de transport a LEA 220 kV Slatina – Grădiște; • Stația 400/110 kV Videle racordă la SEN în sistem „intrare – ieșire" în LEA 400 kV Slatina (Trivalea Moșteni) – București Sud (Iepurești), echipată cu un transformator 400/110 kV 250 MVA, cu racordare la stația 110 kV Videle	• Reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni
Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET	
➢ Reconductorare LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni	

ZONA G
Proiectele de investiții propuse analizei
➢ Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu injecție în stația 110 kV Sebeș
Măsuri de întărire a secțiunii identificate
Analiza regimurilor de dimensionare
• Instalarea unui al doilea trafo 400/110kV în stația Dârste • Realizarea unei stații 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV în legătură cu stația 110 kV Sebeș.
Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET
➢ Realizarea stației 400 kV Sebeș (1 x T 400/110 kV 250 MVA) prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud cu injecție in stația 110 kV Sebeș ➢ Reconductorarea LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu

CHEAP Tarnița
Analiza de sensibilitate
➢ În urma verificării regimului de dimensionare cu CHEAP Tarnița în regim de generator nu s-au observat supraîncărcări ale elementelor RET. ➢ Verificarea funcționării în regimul de dimensionare cu CHEAP Tarnița în regim de consumator a condus la reducerea suprasarcinii pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești la indisponibilitatea LEA 400 kV Botoșani – Bălți cu aproximativ 60% față de regimul de dimensionare.

În baza analizelor și studiilor disponibile la momentul elaborării PDRET 2026–2035, precum și a concluziilor rezultate din evaluarea necesităților de dezvoltare a RET, **se consideră că portofoliul de investiții aferent etapei 2033 acoperă în mod corespunzător și necesarul de dezvoltare al rețelei pentru orizontul de timp 2035.**

6.3.2. Prioritizarea proiectelor de dezvoltare a RET utilizând indicatorii CBA calculați după metodologia ENTSO-E

În cadrul analizei economice, sursele de venit care acoperă costul investițional le constituie beneficiile economice ale reconductorării, induse mediului natural și antropic. Au fost considerate oportune/aplicabile următoarele beneficii economice:

B1 – creșterea bunăstării economice (Social Economic Welfare – SEW);
B2 – reducerea emisiilor de CO_2;
B3 – integrarea surselor de energie regenerabilă;

B5 – variația pierderilor pe rețea;
B6 – adecvanța creșterea securității în alimentare (Security of Supply - SoS);
B7 – creșterea flexibilității;
B8 – creșterea stabilității;
B9 – creșterea capacității de redispecerizare congestii de rețea.

Metodologia de prioritizare comportă parcurgerea următoarelor etape:

- Stabilirea criteriilor de evaluare;
- Alocarea de valori ale criteriilor pentru fiecare proiect;
- Stabilirea ordinii de importanță a criteriilor și calculul unor coeficienți de importanță pentru aceștia;
- Calculul utilității globale a fiecărei linii după fiecare criteriu;
- Calculul punctajului fiecărui proiect;
- Ordonarea liniilor în sensul descrescător al punctajelor obținute

Criteriile de evaluare care au fost considerate în analiză sunt prezentate în tabelul 6.3.2.1:

Tabel 6.3.2.1 - Criteriile de evaluare proiecte

Tip criterii	Descriere
Criterii tehnice	creșterea capacității de evacuare a energiei verzi din secțiunea S3 (ΔGTC, ENTSO-E B3), creșterea flexibilității (ENTSO-E B7), durata de implementare (DI), gradul de dificultate al lucrărilor de construcții-montaj (GD)
Criterii economice	costul investițional (ENTSO-E C), venitul net actualizat (ENTSO-E NPV), durata de recuperare actualizată economică (DRA)
Criterii de mediu	distanță de traversare arii protejate (ENTSO-E S1), populație aflată în proximitatea LEA (ENTSO-E S2)

Rezultatele analizei economice au fost folosite la prioritizarea proiectelor de dezvoltare a RET.

Proiectele analizate au fost ordonate în sensul descrescător al punctajelor totale obținute, în etapele 2028 și 2033 - 2035, rezultând astfel o ordine de merit recomandat a fi considerată pentru scenariul cu proiect.

Etapa 2028											
Linie/criteriu	**ΔGTC**	**B3**	**B7**	**DI**	**GD**	**C**	**NPV**	**DRA**	**S1**	**S2**	**Punctaj p_j**
Coeficienți de importanță k_i	0,18	0,15	0,13	0,07	0,05	0,09	0,16	0,11	0,04	0,02	**1,000**
DLR București Sud - Fundeni	0,182	0,145	0,127	0,073	0,055	0,038	0,000	0,015	0,036	0,018	**0,689**
DLR Isaccea - Vulcănești	0,059	0,047	0,127	0,073	0,055	0,028	0,127	0,038	0,036	0,018	**0,608**
Transformatoare cu reglaj longo-transversal	0,182	0,145	0,000	0,045	0,055	0,040	0,018	0,066	0,036	0,018	**0,605**

Etapa 2028											
Linie/criteriu	**ΔGTC**	**B3**	**B7**	**DI**	**GD**	**C**	**NPV**	**DRA**	**S1**	**S2**	**Punctaj p_j**
București Sud											
AT2 Stupărei	0,014	0,011	0,127	0,045	0,055	0,081	0,041	0,109	0,036	0,018	**0,537**
Reconductorare LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru	0,145	0,116	0,127	0,000	0,000	0,032	0,010	0,033	0,014	0,018	**0,497**
Stația 400/110 kV Videle	0,000	0,000	0,127	0,000	0,000	0,025	0,164	0,101	0,036	0,018	**0,472**
Reconductorare LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	0,133	0,107	0,127	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	0,016	**0,387**
Uniformizare LEA 220 kV Slatina - Grădiște	0,006	0,004	0,000	0,045	0,000	0,091	0,004	0,077	0,030	0,000	**0,259**
Montare circuit 2 LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș	0,053	0,043	0,000	0,000	0,000	0,021	0,008	0,027	0,000	0,017	**0,169**

Se constată sedimentarea punctajelor pe tehnologii, după cum urmează:

- Proiectele privind dispozitivele de control al circulațiilor de putere sunt cele cu cele mai mari scoruri de utilitate globală, urmate de proiectele de reconductorare;
- Situarea proiectului de montarea a circuitului 2 LEA 400 kV d.c Smârdan – Gutinaș la sfârșitul ordinii de prioritate se datorează unui cost investițional ridicat pentru beneficiile economice pe care le aduce implementarea proiectului;

Etapa 2033 - 2035												
Linie/criteriu	**ΔGTC**	**B3**	**B5**	**B7**	**DI**	**GD**	**C**	**NPV**	**DRA**	**S1**	**S2**	**Punctaj p_j**
Coeficienți de importanță k_i	0,18	0,12	0,15	0,13	0,07	0,05	0,09	0,16	0,11	0,04	0,02	**1,000**
LEA 400 kV Gutinas-Străseni	0,136	0,121	0,152	0,106	0,000	0,000	0,000	0,167	0,066	0,000	0,000	**0,747**
LEA 220 kV Târgoviște - Brazi Vest	0,064	0,057	0,016	0,106	0,046	0,000	0,071	0,038	0,089	0,023	0,000	**0,512**
T2 Stâlpu	0,04	0,041	0,013	0,106	0,036	0,045	0,075	0,004	0,072	0,030	0,000	**0,469**
LEA 220kV Bucuresti Sud-Fundeni	0,082	0,073	0,004	0,000	0,036	0,045	0,075	0,000	0,000	0,030	0,000	**0,468**
AT2 Arefu	0,000	0,000	0,027	0,106	0,036	0,045	0,071	0,020	0,090	0,030	0,000	**0,429**
Stația 400kV Sebeș	0,014	0,013	0,040	0,106	0,017	0,000	0,071	0,017	0,081	0,030	0,000	**0,389**
LEA 220 kV Bradu - Târgoviște	0,001	0,001	0,031	0,106	0,044	0,000	0,071	0,012	0,075	0,030	0,000	**0,372**

Etapa 2033 - 2035												
Linie/criteriu	**ΔGTC**	**B3**	**B5**	**B7**	**DI**	**GD**	**C**	**NPV**	**DRA**	**S1**	**S2**	**Punctaj p_j**
T2 Dârste	0,005	0,005	0,000	0,000	0,036	0,045	0,076	0,006	0,091	0,030	0,000	**0,197**

Se constată sedimentarea punctajelor pe tehnologii, după cum urmează:

- În general, proiectele privind reconductorările sunt cele cu cele mai mari scoruri de utilitate globală, urmate de proiectele care au ca scop instalarea de transformatoare;
- Situarea proiectului de montarea a unui al doilea transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/110 kV Dârste la sfârșitul ordinii de prioritate se datorează unui cost investițional ridicat pentru beneficiile economice pe care le aduce implementarea proiectului.

Interconexiunea cu alte sisteme

Având în vedere transformările majore anticipate în funcționarea SEN în perioada 2026–2035, este necesară întărirea(RE) pentru a asigura capacitatea adecvată de preluare, transport și distribuție a energiei electrice. În același timp, extinderea și consolidarea interconexiunilor cu sistemele electroenergetice din statele vecine reprezintă o direcție strategică esențială pentru creșterea securității energetice și a integrării regionale.

Analiza evoluției schimburilor internaționale din ultimii ani, coroborată cu simulările de piață la nivel regional și european, evidențiază faptul că echilibrul SEN este influențat semnificativ de contextul energetic al sistemelor interconectate din regiune. Rețeaua de transport din România joacă un rol esențial în asigurarea tranzitului de energie electrică între sistemele vecine, în conformitate cu regulile de funcționare ale interconexiunii sincronizate, în special pe axa nord–sud.

Pentru consolidarea capacității de schimb cu rețelele din statele vecine, au fost încheiate memorandumuri de înțelegere cu partenerii de interconectare, care vizează o serie de proiecte aflate în diferite stadii de planificare și implementare, după cum urmează:

Graniță /Țară vizată	Proiecte	Surse / Programe relevante	Beneficii
Serbia	- LEA 400 kV d.c. Reșița–Pancevo - LEA 400 kV Porțile de Fier–Reșița Reşiţa şi extinderea staţiei 220/110 kV Reşiţa prin construcţia staţiei noi de 400 kV - Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reşiţa-Timişoara-Săcălaz-Arad, inclusiv construirea staţiilor de 400 kV Timişoara şi Săcălaz - Realizarea celui de-al doilea circuit pentru LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap, - Stația 400/110 kV Belgrad	TYNDP : - Proiect 341 - Proiect 144	-Creșterea capacității de schimb -Eliminarea congestiilor E–V și N–S a tării - Integrarea RES și hidro din zona de S-V a tării (Banat)

	Vest, - LEA 400 kV Belgrad Vest-CEE Cibuk. - reconductorare a LEA 220 kV d.c Porțile de Fier – Reșița		
Ungaria	- Echipare circuit 2 LEA 400 kV Nădab–Bekescsaba - LEA 400 kV Oradea–Józsa (120 km) - AT 400/220 kV Roșiori - Reconductorare ax 220 kV Urechești–Tg. Jiu–Paroșeni–Baru Mare–Hășdat - AT 400/220 kV Reșița	TYNDP 2022 & 2024: - Proiect 259	- Creșterea capacității de interconexiune - Optimizarea fluxurilor
Bulgaria	- LEA 400 kV d.c. Smârdan–Gutinaș - LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpu + Intrare/ieșire Gura Ialomiței	TYNDP: - Proiect 138	- prin întărirea infrastructurii care va susţine transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre şi coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic - Creșterea capacității de interconexiune cu Bulgaria
Republica Moldova	- LEA 400 kV Gutinaș–Strășeni (variantă recomandată) - trecerea la 400kV a axului 220kV Gutinaș – Munteni – FAI – Suceava - etapă ulterioară	Studiu USAID/USEA (DMCC), Studii interne Transelectrica	- Asigurarea securității și siguranței în alimentarea cu energie electrică a Republicii Moldova - Decongestionarea LEA 400kV Isaccea–Vulcănești - Integrarea în SEN a RES din zona de est a României
Georgia	- Cablu submarin România–Georgia (2 variante)	Studii EC, GSE JSC, PMI & TYNDP - Studiu de fezabilitate (GSE, Banca Mondială)	- Creșterea capacității de interconexiune - Integrarea României în coridorul Mării Negre

6.3.3. Congestii apărute în perioada 2017-2026 care ar fi putut fi evitate sau diminuate în prezența proiectelor de dezvoltare a RET

Proiectele de dezvoltare a RET sunt justificate de rezultatele analizelor bazate pe scenariile de evoluție a consumului, dezvoltarea parcului de producere și schimburile de energie cu sistemele vecine. În absența acestor proiecte identificate ca necesare, pot apărea **congestii** în rețea în anumite situații.

Prezentăm în continuare congestii apărute în perioada 2017-2025 care ar fi putut fi evitate sau diminuate dacă ar fi existat următoarele proiecte de dezvoltare a RET:

Congestii RET 2017 - 2025		
Denumire Proiect	**Data apariție congestie**	**Descriere**
Noua LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș	Aprilie 2017	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea deficitului de putere în zona de Est și Nord-Est a țării, în condițiile indisponibilității LEA 220 kV Barboși-Focșani. Certificat de Forță Majoră nr. 398/25.04.2017
	Iulie 2017	Pentru asigurarea stabilității secțiunii caracteristice S5 la retragerea din exploatare a LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
	1 zi în noiembrie și 3 zile în decembrie 2021	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea circulațiilor mari de putere activă, ca urmare a tranzitului mare pe graniță dinspre sud spre nord, pe LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, suprapus cu producție mare în CEE din zona Dobrogea;
	3 zile din luna ianuarie 2022 și 1 zi din luna martie 2022	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea circulațiilor mari de putere activă, ca urmare a tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina suprapus cu o producție foarte ridicată în CEE și pentru încadrarea în valoarea admisibilă a secțiuniilor caracteristice 5 și 6 din SEN, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe L400 kV Smârdan – Gutinaș (aproximativ 900 MW) și pe mai multe linii din Moldova și Ardeal;
	Decembrie 2022	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 după declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești suprapusă peste tranzitele foarte ridicate de energie electrică prin SEN, în condițiile unei producții ridicate în centralele electrice eoliene și a unui export mare de energie electrică din zona de sud – est a Europei către zona de centru a Europei;
Axul de Vest la tensiunea de 400 kV	Decembrie 2017	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, reducerea suprasarcinii pe axa 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat-Mintia, în condițiile retragerii din exploatare a LEA 220 kV Timișoara-Reșița circuitul 1
	Ianuarie 2021	În cazul avariei la nivel european ca urmare a declanșării mai multor linii și echipamente din

		rețeaua electrică europeană, inclusiv în rețeaua electrică a Transelectrica; în acest caz ar fi ajutat și realizarea LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab, reconductorarea axului 220 kV Urechești -Tg. Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare – Hășdat și realizarea LEA 400 kV Suceava – Gădălin;
	Iunie 2022	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 după declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord, LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2 (în condițiile în care LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1 era retrasă din exploatare, programat), LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu, L400 kV Domnești – Urechești;
	Mai 2024	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 după indisponibilizarea LEA 400 kV Bradu – Brașov și a LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, în condițiile unui tranzit de energie electrică foarte ridicat prin România dinspre zona de sud - est a Europei către zona de centru - nord a Europei, rezultat al tranzacțiilor din piața de energie electrică europeană, respectiv în condițiile unei producții ridicate în centralele electrice eoliene și a unor temperaturi caniculare
Întărirea rețelei 400 kV în zona Dobrogea (LEA 400 kV Medgidia Sud-Constanța Nord)	Februarie 2018	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 pe perioada retragerii din exploatare accidentală a LEA 400 kV București Sud-Domnești și a indisponibilității LEA 400 kV Constanța Nord-Tariverde. Aviz de existență a cazului de forță majoră (C.C.I.N.A. nr.446/05.03.2018);
	Decembrie 2019	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la deconectarea LEA 400 kV Constanța Nord-Tariverde, solicitată de către echipele ISU pentru evitarea accidentelor de natură electrică (un cetățean s-a urcat pe stâlpul nr. 21 (de tip PAS), în zona localității Ovidiu, cu intenția de a se sinucide).
	Aprilie 2022	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 după declanșarea LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 1 – derivație Făcăeni provizorat;
	Aprilie 2023	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 după retragerea accidentală din exploatare a Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Tariverde;
	Noiembrie 2023	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 după numeroase incidente în rețeaua electrică

		de transport, care au indisponibilizat mai multe elemente de rețea;
Noul AT – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest și axul Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu la 400 kV	Iulie 2018	Reducere suprasarcină pe AT3-400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest, pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile funcționării CECC Petrom la 738 MW, a retragerii din exploatare programată a LEA 400 kV Brazi Vest-Dârste și a declanșării LEA 400 kV Brazi Vest-Domnești (AT3-400 MVA Brazi Vest rămânând singura cale de evacuare în sistem a producției TG1 și a TA CECC Petrom, care sunt racordate la nivelul de tensiune de 400 kV);
	1 zi în noiembrie și 3 zile în decembrie 2021	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea circulațiilor mari de putere activă, ca urmare a tranzitului mare pe graniță dinspre sud spre nord, pe LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, suprapus cu producție mare în CEE din zona Dobrogea;
	3 zile din luna ianuarie 2022 și 1 zi din luna martie 2022	Pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea circulațiilor mari de putere activă, ca urmare a tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina suprapus cu o producție foarte ridicată în CEE și pentru încadrarea în valoarea admisibilă a secțiuniilor caracteristice 5 și 6 din SEN, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe L400 kV Smârdan – Gutinaș (aproximativ 900 MW) și pe mai multe linii din Moldova și Ardeal;

6.3.4. Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor

CNTEE Transelectrica SA are ca preocupare permanentă reducerea tranzitelor de putere prin RED și reducerea pierderilor de putere la nivelul SEN, acestea fiind unul dintre obiectivele care stau la baza întocmirii Planului de Dezvoltare a RET.

Prezentăm în continuare proiecte aflate în diverse etape de implementare în Planul de Dezvoltare al CNTEE Transelectrica SA și care contribuie direct la reducerea congestiilor și la asigurarea continuității furnizării energiei către consumatori.

Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2026-2036
Creșterea gradului de siguranța în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni
Cresterea gradului de siguranta în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului Bucuresti racordati in statia 400/220/110/10 kV Bucuresti Sud
Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara)

Realizare stație noua 400/110kV Grozavesti și două bobine de compensare 100MVAr +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozavești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozavești
Realizare stație nouă 400/110kV Fundeni și o bobină de compensare 100MVAr +LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest +racordare LEA 400kV București Sud-Gura Ialomiței intrare-iesire în stația 400kV Fundeni
Stație 400/110kV Bistrița de injecție din LEA 400kV Suceava - Gădălin în RED și instalarea unei bobine compensare energie reactive
Transformator 400/110kV Calea Aradului
Stație 400/110kV Botoșani de injecție din LEA 400kV Suceava - Bălți în RED și instalarea unei bobine compensare energie reactive
Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive de aproximativ 50 MVAr fiecare în stația 400/220/110 kV București Sud, care ar putea fi racordate în terțiarul AT 3, 4 – 400 MVA, 400/220 kV sau a viitoarelor Trafo 3, 4 – 250 MVA, 400/110 kV
Nou Trafo 400/110kV, 250MVA Dârste
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlpu
Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni
T2 400/110kV, 250MVA Stâlpu
AT2 (nou) 220/110kV, 200MVA Stupărei

În paralel, CNTEE Transelectrica SA menține un dialog strans cu Operatorii de Distribuție concesionari de pe teritoriul țării, pentru identificarea și dezvoltarea în comun a unor noi proiecte de eficientizare a fluxurilor și de reducere a pierderilor la nivel local și regional.

Proiecte realizate	
Denumire proiect	**Descriere**
Stația 400/220/110 kV Reșița	Reprezintă un nod important în SEN, făcând legătura între zona Oltenia și zona Banat și interconexiunea cu Serbia, alimentând pe partea de 110 kV consumatori industriali importanți.
Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea **stației 400 kV Arefu** și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea

Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2024-2033	
Proiect propus	**Descriere**
Realizarea statiei 400 kV Arefu si montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea
Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara)	Reducerea tranzitelor de putere prin RED și scăderea consumului propriu tehnologic
Statia Bistrita 400/110 kV racordată intrare – ieșire în LEA 400 kV Suceava –Gădălin	Reducerea tranzitelor de putere prin RED și scăderea consumului propriu tehnologic

Autotransformator nou 220/110kV Fundeni	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni
Transformator nou 400/110kV Suceava și 2 celule aferente de 400kV, respectiv 110kV	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor
Stația Botoșani 400/110kV de injecție din LEA 400kV Suceava - Bălți în RED	Reducerea tranzitelor de putere prin RED și scăderea consumului propriu tehnologic

Proiecte noi cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2026-2035	
Proiect propus	**Descriere**
Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlpu	Instalarea T2 400/110 kV 250 MVA Stâlpu va permite creșterea puterii generate în zona C cu aproximativ **409 MW.** Instalarea T2 400/110 kV Stâlpu 250 MVA conduce la o scădere cu 1.5 MW a pierderilor totale la nivel SEN.
Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni	Creșterea siguranței în funcționare a zonei București
Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei	Realizarea acestui proiect este necesara în vederea evitării supraîncărcărilor AT1 220 kV Stupărei (125% Sn) și respectiv AT 220/110 kV Râureni (127% Sn) asociat respectării criteriului N-1. Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Vâlcea cu aproximativ 126 MW.
Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste	Proiectul contribuie la eliminarea supraîncărcarii LEA 110 kV Brașov - Bartolomeu la declanșarea trafo 400/110kV Dârste, suprasarcini pe LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, pe LEA 220 kV din zona Cluj, Alba Iulia și Mintia. Instalarea unui al doilea trafo 400/110 kV Dârste 250 MVA va permite creșterea puterii consumate în zona rețelei de 110 kV Brașov-Dârste cu aproximativ **132 MW.**
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlpu	Contribuie la realizarea unui reglaj optim de tensiune – putere reactivă, dar și la restaurarea sistemului în cazul înregistrării unor incidente majore.
Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive de aproximativ 50 MVAr fiecare în stația 400/220/110 kV București Sud	Contribuie la realizarea unui reglaj optim de tensiune – putere reactivă, dar și la restaurarea sistemului în cazul înregistrării unor incidente majore.

Proiecte avute în vedere pentru viitoarele ediții ale Planului de Dezvoltare a RET	
Propuneri	**Descriere**
Scoaterea din funcțiune a AT2-200 MVA Borzeşti și alimentarea zonei Gutinaș prin intermediul AT3, AT4-200 MVA Gutinaș și întărirea rețelei de 110 kV dintre Gutinaș și Borzești (eventual prin trecerea la 110 kV a liniei actuale de 220 kV) sau creșterea fiabilității rețelei din zona Gutinaș-Borzești și a stației Borzești	Prin realizarea acestui proiect se vor evita pierderile cauzate de circulația în buclă a puterii electrice din stația Gutinaș 220 kV în stația Borzești și înapoi în stația Gutinaș 110 kV;

Menționăm faptul că atunci când se stabilesc noi proiecte de injecție de putere din RET în RED trebuie să se țină seama de următoarele:

- în schema normală se funcționează în majoritatea stațiilor electrice de 400/110 kV sau 220/110 kV cu o unitate de transformare în funcțiune și una în rezervă;
- producția de energie electrică distribuită în centrale cu surse regenerabile duce la variații mari ale fluxurilor de putere din RET spre RED, circulația de putere fiind în unele zone din RED spre RET (ex. zona Dobrogea, zona Argeș-Vâlcea).

6.4 Viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid și managementul activelor

Viziunea și Planul ENTSO-E privind cercetarea și inovarea oferă un cadru de referință pentru fiecare OTS, inclusiv pentru Transelectrica, în vederea dezvoltării de proiecte care susțin tranziția energetică sigură și eficientă.

Planul de implementare a viziunii ENTSO-E privind cercetarea și inovarea reprezintă un instrument strategic esențial pentru fiecare operator de transport și sistem (OTS), orientând inițiativele de cercetare și dezvoltare tehnologică în contextul tranziției energetice. CNTEE Transelectrica SA, în conformitate cu această viziune, își propune să continue demersurile în direcția consolidării activităților de bază, promovând idei și soluții inovatoare care pot fi integrate în operarea rețelei electrice și în managementul activelor.

O componentă centrală a acestor eforturi este reprezentată de activele și tehnologiile utilizate în rețeaua de transport.

Managementul activelor este o funcție-cheie pentru OTS, vizând:

- Testarea de noi soluții tehnice.
- Dezvoltarea de modele de defecțiuni pentru înțelegerea impactului condițiilor de lucru asupra componentelor critice.
- Utilizarea celor mai rentabile și sigure tehnologii pentru maximizarea disponibilității infrastructurii.

Pentru a fi în acord cu tendințele cheie din industria energetică și anume:decarbonizare, descentralizare și digitalizare, direcțiile actuale în domeniul Cercetării, dezvoltării și inovării, sunt:

- Integrarea de componente noi în rețelele de transport.
- Dezvoltarea convertoarelor moderne bazate pe electronică de putere.
- Aplicarea superconductivității.

- Reducerea impactului asupra mediului: evaluarea ciclului de viață, înlocuirea gazelor cu efect de seră (ex. SF6) și a uleiului mineral din transformatoare.
- Proiectarea optimă a rețelei și metodologii moderne de planificare și software.

În linie cu direcțiile promovate la nivel european, care susțin puternic inovarea digitală, Transelectrica își asumă angajamentul de a deveni o **organizație digitală**. Această tranziție va fi realizată prin implementarea proiectelor CDI și a programelor de transformare digitală, având la bază obiective ambițioase care vor produce un impact substanțial asupra calității și eficienței serviciilor oferite.

Astfel, CNTEE Transelectrica SA și-a definit și validat o serie de documente strategice menite să sprijine viziunea și ambițiile sale ca operator de rețea performant. Acestea includ:

- Strategia în domeniul cercetării și inovării;
- Politica în domeniul rețelelor inteligente (Smart Grid);
- Programul de transformare digitală;
- Politici tehnice privind digitalizarea activelor, în contextul inițiativelor de modernizare;
- Politica în domeniul eficienței energetice;
- Politica în domeniul securității cibernetice.

Aceste documente transpun în mod structurat obiectivele europene (ale Comisiei Europene, ENTSO-E, autorităților de reglementare etc.), definind direcții clare de implementare.

Direcții strategice DigiTEL – CNTEE Transelectrica SA

În acord cu viziunea Uniunii Europene, CNTEE Transelectrica SA dezvoltă și implementează, prin portofoliul **DigiTEL**, proiecte strategice de cercetare și inovare care sprijină digitalizarea, sustenabilitatea și modernizarea infrastructurii energetice. Principalele direcții urmărite sunt descrise în Tabelul 6.4:

Tabelul 6.4 - Direcții strategice proiecte DigiTEL

Direcția strategică	Descriere
Competențe digitale avansate	Dezvoltarea de huburi digitale și laboratoare pentru formarea forței de muncă în competențe digitale, inclusiv studenți și angajați.
Rețele inteligente și robotică avansată	Testarea de stații digitale, sisteme expert pentru managementul activelor și tehnologii inovatoare de colectare și analiză a datelor (roboți, drone, digital twin etc.).
Internet of Things (IoT)	Implementarea soluțiilor IoT pentru clădiri inteligente, automatizări industriale și contoare inteligente integrate.
Economie circulară	Proiecte sustenabile pentru reducerea deșeurilor, creșterea duratei de viață a produselor și reutilizarea infrastructurii, în spiritul decarbonizării.
Inteligență artificială și Big Data	Dezvoltarea de sisteme AI și infrastructuri cloud pentru mentenanță predictivă, prognoze și luare rapidă a deciziilor în timp real.
Managementul activelor și tehnologii sustenabile	Testarea soluțiilor pentru analiza stării tehnice a echipamentelor și reducerea

	impactului asupra mediului (alternative SF6, uleiuri ecologice).
Concept Industry 4.0	Integrarea tehnologiilor cheie Industry 4.0: realitate augmentată, simulare, robotică autonomă, big data, cybersecurity și sisteme ciber-fizice.
Formare continuă și infrastructură de testare	Dezvoltarea platformelor e-learning și laboratoarelor digitale în parteneriat cu universități și industria pentru susținerea personalului.
Decizii bazate pe date	Optimizarea proceselor operaționale și valorificarea datelor masive pentru susținerea deciziilor privind operarea, mentenanța și planificarea rețelei.

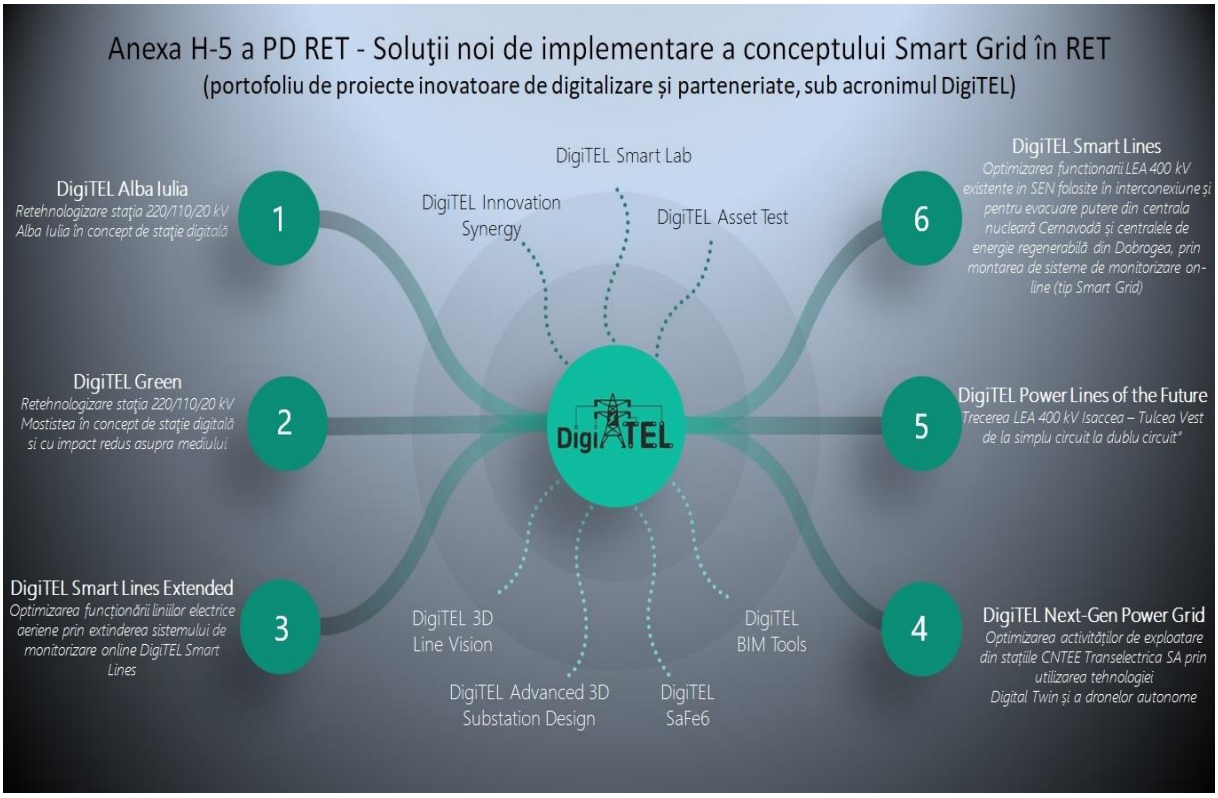


Fig. 6.1. - Proiectele din portofoliul DigiTEL

Valoarea Proiectelor DigiTEL

Total valoare proiecte	Procent fonduri nerambursabile	Suma fonduri nerambursabile	Suma cofinanțare
312.000.000 Euro	> 75%	> 235.000.000 Euro	< 77.000.000 Euro

Portofoliul de proiecte **DigiTEL**, care materializează viziunea Companiei în domeniul Cercetării, Inovării și Digitalizării poate fi analizat în detaliu și se regăsește în **Anexa 5** a Planului de Dezvoltare 2026-2035, iar viziunea Companiei este susținută și detaliată în seria **Anexelor H** din cadrul aceluiași document.

6.5. Sisteme asociate RET

6.5.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA-DEN

În vederea asigurării unei operări eficiente, sigure și conforme cu cerințele actuale de securitate cibernetică și interoperabilitate, sistemul **EMS/SCADA-DEN** a fost reabilitat și modernizat pentru a răspunde cerințelor funcționale contemporane. Totuși, având în vedere că ciclul de viață al acestui tip de sistem informatic de proces este de aproximativ 8 ani, iar ritmul accelerat al inovației tehnologice impune actualizări semnificative la fiecare 4–5 ani, este necesară derularea unui proces continuu de modernizare.
Această abordare proactivă de actualizare este esențială pentru a asigura compatibilitatea cu:

- noile paradigme tehnologice privind managementul proceselor în rețelele electrice inteligente,
- evoluțiile sistemelor informatice conexe la nivel global,
- dezvoltările strategice planificate la nivelul CNTEE Transelectrica SA.

De asemenea, procesul de modernizare este impulsionat de evoluțiile la nivelul platformelor informatice europene dezvoltate în cadrul ENTSO-E și al centrelor regionale de coordonare operațională, precum și de noile cerințe aferente procesului de cuplare a piețelor de energie electrică. În mod special, este necesară asigurarea interoperabilității cu segmentele pieței aferente produselor de echilibrare și schimburilor transfrontaliere.

Astfel, **EMS/SCADA-DEN** devine un **pilon strategic** în arhitectura digitală a companiei, contribuind la atingerea obiectivelor de integrare europeană, creștere a eficienței operaționale și consolidare a securității energetice.

Corelarea cu programul de retehnologizare a staţiilor electrice din RET

Creșterea accelerată a capacităților de producție din surse regenerabile, în special centrale electrice eoliene și fotovoltaice, reprezintă un element cheie al tranziției energetice și are un impact major asupra modului de operare al Sistemului Electroenergetic Național (SEN). Această producție se manifestă atât sub forma generării distribuite și dispersate la nivelul rețelelor de distribuție, cât și prin apariția unor unități de producție de mari dimensiuni (de ordinul sutelor de MW), racordate direct la RET.

Această evoluție impune un efort strategic și tehnologic semnificativ de integrare a centralelor regenerabile în infrastructura digitală a CNTEE Transelectrica SA, în special în sistemul EMS/SCADA-DEN, atât ca surse dispecerizabile distribuite, cât și ca unități centralizate de mare capacitate. Procesul de integrare presupune adaptarea și extinderea capabilităților hardware și software ale sistemului EMS/SCADA pentru a permite achiziția, procesarea și analiza unui volum semnificativ crescut de date în timp real.

Caracterul specific al acestui tip de producţie, dat de gradul ridicat de variabilitate cu implicaţiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN şi de modul de operare în piaţa de echilibrare, integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/ASCADA şi asigurarea monitorizării şi a managementului energetic specific (prin funcţii şi aplicaţii EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau de control centralizat).

În acest sens, au fost implementate soluții integrate de comunicare între platforma DEC (Dispecer Energetic Central) și sistemele de automatizare și management energetic ale centralelor regenerabile, pentru a asigura o integrare funcțională eficientă și scalabilă.

Totodată, contextul actual accentuează necesitatea unei convergențe informatice între aplicațiile platformei de piață DAMAS (dedicată pieței de echilibrare) și sistemele EMS/SCADA. O astfel de corelare funcțională va permite operarea integrată și performantă a pieței de echilibrare și a pieței serviciilor tehnologice de sistem, în special în condițiile avansatei integrări europene și a cuplării continue a piețelor la nivel regional.

Tabel 6.5.1.1 - Direcții strategice pentru integrarea producției din surse regenerabile în infrastructura operațională a SEN

Direcție strategică	Obiectiv principal	Rezultate așteptate
Modernizarea sistemului EMS/SCADA-DEN	Creșterea capacității de procesare și securitate	Asigurarea fiabilității operaționale în contextul creșterii volumului de date
Dezvoltarea funcționalităților avansate EMS	Implementarea aplicațiilor pentru prognoză și control centralizat	Operare eficientă și sigură a surselor regenerabile variabile
Interconectare EMS–DAMAS	Crearea de interfețe pentru schimb de date în timp aproape real	Operarea coordonată a sistemului fizic și a piețelor de echilibrare
Integrarea standardizată în platforma DEC	Monitorizare și control eficient al centralelor regenerabile	Răspuns rapid și adaptiv la variațiile producției din RES
Aliniere la inițiativele europene	Participare activă la proiectele ENTSO-E și ROC	Creșterea interoperabilității și adoptarea celor mai bune practici
Adaptarea la evoluțiile de piață	Actualizarea regulată a cerințelor tehnice EMS și DAMAS	Flexibilitate crescută în integrarea soluțiilor și adaptare rapidă la noi reguli

Modernizarea achiziţiei şi schimbului de date

Un obiectiv strategic esențial pentru CNTEE Transelectrica SA îl reprezintă finalizarea instalării rețelei de fibră optică pe toate liniile electrice administrate și migrarea infrastructurii de comunicații către tehnologii de ultimă generație, capabile să asigure schimburi de date la viteze de ordinul a 100 MB/s, 1 GB/s, 10 GB/s sau chiar mai mari. Această tranziție va contribui la o creștere semnificativă a capacității și performanței rețelei de comunicații, însă necesită un proces amplu de modernizare a echipamentelor de telecomunicații, a interfețelor de date din centrele de dispecer teritoriale, a terminalelor RTU și a altor echipamente inteligente din rețea.

Totodată, este necesară o reproiectare a schimbului de date între sistemul central EMS/SCADA și dispeceratele teritoriale, întrucât structura actuală, ierarhică, se bazează pe concepte învechite care nu mai corespund cerințelor operaționale moderne. În paralel, vor fi reevaluate fluxurile de comunicații dintre EMS/SCADA-DEN și sistemele informatice ale producătorilor de energie, operatorilor de piață și participanților transfrontalieri, cu scopul de a îmbunătăți procesele operaționale interactive și capacitatea de reacție a sistemului.

Finalizarea procesului de integrare a sistemelor DMS/SCADA ale operatorilor de distribuție constituie un obiectiv prioritar pe termen scurt și mediu, pentru asigurarea unei viziuni comune și unitare asupra funcționării sistemului electroenergetic.

În acest context, se impune adoptarea de soluții moderne de reconcepție și modernizare a sistemului de comunicații cu rețeaua ENTSO-E, în conformitate cu cerințele acesteia. Tranziția de la infrastructura actuală „Electronic Highway” către noua rețea de comunicații

„ENTSO-E Communication Network” este un pas strategic pentru integrarea deplină a CNTEE Transelectrica SA în sistemele de coordonare europeană a rețelelor electrice.

6.5.2 Strategia de dezvoltare a platformei informatice care asigură funcționarea piețelor administrate de către CNTEE Transelectrica SA

Adoptarea noilor regulamente europene, care constituie legislație primară cu aplicabilitate directă în toate statele membre, determină necesitatea adaptării designului actual al **pieței de energie electrică** din România la noile cerințe. În acest context, CNTEE Transelectrica SA are responsabilitatea de a revizui și actualiza regulile de funcționare ale piețelor pe care le administrează, pentru a asigura conformitatea cu cadrul legislativ european și pentru a sprijini integrarea eficientă a pieței naționale în piața internă de energie electrică a Uniunii Europene, respectiv:

- Piața de Echilibrare,
- Piața de Alocare a Capacităților de Interconexiune,
- Piața Serviciilor Tehnologice de Sistem.

De asemenea, noile reglementări ale ANRE necesită implementarea cerințelor acestora prin modificarea, completarea și actualizarea aplicațiilor specifice celor trei piețe.

Astfel, aceste cerințe sunt impuse de:

- cadrul legislativ în continuă schimbare la nivel european și național, urmare a prevederilor Regulamentului (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului, a prevederilor Regulamentului (UE) 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL), a prevederilor Regulamentului (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică (reformare) și a prevederilor următoarelor ordine ale ANRE:
    - Ordinul președintelui ANRE nr. 236 din 20.12.2019 de aprobare a acțiunilor și regulilor ce vor fi aplicate pe piața de energie electrică în vederea eliminării și/sau atenuării impactului unor măsuri sau politici care pot contribui la restricționarea formării prețurilor pe piața angro de energie electrică;
    - Ordinul președintelui ANRE nr. 61 din 31.03.2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităţilor de producţie dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.
    - Ordinul președintelui ANRE nr. 65 din 31.03.2020 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei;
- perspectiva schimbării într-un termen scurt a cerințelor tot mai mari de publicare a datelor de piață (cât mai aproape de timpul real) pe platforma de transparență europeană dezvoltată la nivelul ENTSO-E;

- integrarea în platforma DAMAS de sisteme informatice de tip SAP (platforma unică de alocare) și de tip XBID prin participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul European de constituire a unor platforme unice la nivelul Uniunii Europene pentru alocarea capacităților de interconexiune pe termen lung, demarat în baza Regulamentului UE 1719/2016, respectiv prin participarea la proiectul de cuplare a piețelor intrazilnice de energie în UE, demarat în baza Regulamentului UE 1222/2015;
- obligativitatea tuturor țărilor din Uniunea Europeană de a implementa într-un termen extrem de scurt a proceselor de schimburi transfrontaliere pe parcusul zilei de livrare;
- participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul interimar pentru cuplarea pieței pe baza NTC („Cuplarea intermediară") și ulterior, integrarea pieței zilnice din România în proiectul de cuplare Multi-Regional Coupling (MRC) prin implementarea alocării implicite pe bază de NTC pe granițele aferente și realizarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC);
- participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul Core Flow-Based Market Coupling, al cărui obiectiv este de a realiza dezvoltarea și punerea în aplicare a unei cuplări bazate pe fluxuri a pieței pentru ziua următoare în regiunea de calcul de capacitate Core (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Olanda, Polonia, România, Slovacia și Slovenia), din cadrul proiectului de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC);
- interfațarea/conectarea Platformei Pieței de Echilibrare cu platformele europene de produse de echilibrare (platformele comune pe care se vor tranzacționa energiile de echilibrare), respectiv TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange), MARI (Manually Activated Reserves Initiative) și PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation).

În vederea asigurării funcționării eficiente a **Pieței de Echilibrare**, CNTEE Transelectrica SA utilizează platforma informatică **DAMAS**, care reprezintă un element esențial al infrastructurii digitale de piață. Aceasta susține operațiuni critice precum programarea funcționării SEN, alocarea capacităților pe liniile de interconexiune, achiziția serviciilor tehnologice de sistem și și a calculelor preliminare privind decontarea în Piața de Echilibrare.

În scopul asigurării funcționării tuturor acestor proiecte, platforma Pieței de Echilibrare - DAMAS, trebuie să dispună de o infrastructură informatică sigură și eficientă, cu indicatori de performanță ridicați și un grad de disponibilitate de 99,98%. Platforma Pieței de Echilibrare va rămâne un sistem de tip web-service, cu un nivel de flexibilitate ridicat, iar aplicațiile software vor fi actualizate la ultimele versiuni și vor fi implementate toate customizările impuse de către evoluțiile legislative.

Infrastructura hardware a platformei se va dezvolta pe platforma cloud privat a Companiei, asigurându-se în acest fel coerența cu alte sisteme informatice, respectiv nivelul de redundanță și securitate informațională necesare, iar strategia de securitate energetică adoptată de CNTEE Transelectrica SA va impune adaptarea arhitecturii informatice a platformei Pieței de Echilibrare în conformitate cu cerinţele de securitate din domeniul infrastructurilor critice (NERC CIP).

În acest sens, platforma DAMAS va utiliza numai protocoale securizate (SFTP, HTTPS etc.) și se vor prevedea măsuri suplimentare de securizare în cazul comunicațiilor cu mediul web sau cu alte sisteme (linii închiriate, VPN securizat, liste de control etc.).

6.5.3 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice şi a sistemului de monitorizare a calităţii energiei electrice

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei electrice este o direcție strategică esențială, corelată cu:

- cerințele legislative și de reglementare ale pieței de energie electrică din România și din Europa;
- necesitatea alinierii la standardele europene, inclusiv cele stabilite de ENTSO-E, în ceea ce privește transparența, interoperabilitatea și performanța infrastructurii de transport.

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA, prin DM-OMEPA, entitate neutră faţă de participanţii la piaţa de energie electrică, asigură dezvoltarea şi operarea sistemelor de telecontorizare în condiţii de echidistanţă, transparenţă, eficienţă şi operativitate în raport cu toţi participanţii la piaţa de energie, furnizând datele necesare implementării și dezvoltării conceptului de piaţă de energie în România.

Obiectivele prioritare ale dezvoltării domeniului

Domeniul măsurării și al monitorizării calității energiei electrice constituie o componentă esențială a sectorului energetic național — un sector strategic și dinamic, cu un rol determinant în sprijinirea dezvoltării economice durabile a României și în reducerea decalajelor față de Uniunea Europeană.

În concordanță cu aceste direcții strategice, CNTEE Transelectrica SA își structurează dezvoltarea în acest domeniu pe termen scurt, mediu și lung în jurul următoarelor obiective prioritare:

1. **Asigurarea unor servicii performante de măsurare și monitorizare a calității energiei electrice**, conforme cu cerințele pieței și cu standardele europene de performanță;
2. **Adoptarea și integrarea celor mai avansate tehnologii și concepte** de măsurare şi monitorizare a energiei electrice, în vederea creșterii preciziei, eficienței și interoperabilității sistemelor;
3. **Implementarea unor sisteme informatice moderne, securizate și performante** pentru gestionarea datelor măsurate și agregate, asigurând integritatea, transparența și accesul controlat la informații;
4. **Promovarea celor mai bune practici în managementul resurselor umane, managementul general și tehnic**, pentru a sprijini un cadru operațional eficient și orientat spre inovație.

Conform prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, CNTEE Transelectrica SA, în calitate de Operator de Transport și de Sistem (OTS), are responsabilitatea de a furniza serviciul de măsurare a energiei electrice pentru utilizatorii rețelei electrice. Totodată, Codul Comercial al Pieței Angro de Energie Electrică stabilește obligația OTS, prin intermediul DM-OMEPA, de a asigura agregarea unitară a datelor de măsurare pentru întreaga piață de energie electrică din România.

În acest context, alinierea performanțelor tehnice ale echipamentelor de măsurare și ale celor de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice la standardele Uniunii

Europene și cerințele ENTSO-E reprezintă un obiectiv strategic prioritar pentru CNTEE Transelectrica SA.

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor

Implementarea principiilor strategiei CNTEE Transelectrica SA de dezvoltare a sistemelor de (tele)contorizare a energiei electrice şi de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice vehiculate prin RET, precum şi încadrarea în limitele stabilite prin *Codul tehnic al RET* şi alte reglementări tehnice la care CNTEE Transelectrica SA a aderat, constituie obiective prioritare pentru îndeplinirea cărora CNTEE Transelectrica SA, prin DM-OMEPA îşi propune măsuri specifice domeniilor măsurării energiei electrice şi monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice.

Măsuri în domeniul măsurării energiilor electrice tranzitate pe piaţa

- Asigurarea funcţionării platformei informatice “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
- Asigurarea de servicii integrate îmbunătaţite pentru clienţii “Sistemului de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
- 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;
- Asigurarea interfaţării automate a “Sistemului de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” cu sistemele de contorizare locală aparținând Transelectrica, şi cu alte 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 instalaţiile CNTEE Transelectrica SA impune ca elementele de rețea să fie telecontorizate și, pentru aceasta, toate sistemele locale de contorizare viitoare trebuie să permită achiziția de date măsurate de către “Sistemul de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
- DM-OMEPA prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA va asigura activitățile de mentenanță preventivă conform Programului Anual de Verificare și Testare în Instalații a Echipamentelor de Măsurare la nivelul stațiilor electrice de transformare;
- Mentenanța 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 şi drepturile participanților la piața de energie;
- Platforma “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” va asigura achiziția, prelucrarea, afișarea și stocarea datelor măsurate prin procese automate, sigure, care să garanteze corectitudinea și securitatea datelor;

Măsuri 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 "Sistemul de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața 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;
- Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;

Măsuri în domeniul verificărilor metrologice

- Asigurarea permanentă a condiţiilor de spaţiu şi de mediu şi a dotărilor cu instalaţii şi echipamente, impuse pentru laboroatoare metrologice, de către legislaţia în vigoare din domeniu;
- Menținerea autorizării periodice, la intervalele de timp stabilite de legislaţia în vigoare din domeniu, de către BRML, a laboratorului de metrologie CNTEE Transelectrica SA cuprinzând cele trei laboratoare de metrologie din cadrul Sucursalelor Teritoriale de Transport Craiova, Sibiu, Timișoara, în baza documentaţiei valabile a Sistemului Calităţii pentru desfăşurarea activităţii de metrologie;
- Menținerea autorizării periodice a verificatorilor metrologi care îşi desfaşoară activitatea în cadrul celor trei laboratoare de metrologie.

Măsuri în domeniul monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice

- Realizarea noului proiect „Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)", pentru monitorizarea calității energiei electrice în toate staţiile electrice de transformare ale Companiei și pe liniile de interconexiune cu sistemele electro-energetice vecine;
- 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 calităţii energiei electrice (PQMS) trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea, stocarea și raportarea 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 din sistemul existent (SMCENEL);
- Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;

- Toate echipamentele de monitorizare existente în cadrul sistemului care sunt în proprietatea CNTEE Transelectrica SA vor fi administrate de către DM-OMEPA, inclusiv echipamentele și interfețele de comunicație aferente montate în stațiile terților și la care CNTEE Transelectrica SA are responsabilități în monitorizarea calității energiei electrice;
- DM-OMEPA, prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA, va asigura activitățile de mentenanță preventivă conform Programului Anual de Verificare și Testare în Instalații a Echipamentelor de Măsurare 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 condiţiile reglementărilor în vigoare;
- Se va asigura încadrarea indicatorilor de calitate a energiei electrice în limitele stabilite prin Codul tehnic al RET şi alte reglementări tehnice la care CNTEE Transelectrica SA a aderat;
- Se va asigura includerea în contracte, avize de racordare şi convenţii de exploatare a indicatorilor privind calitatea energiei electrice transportate, precum şi a cerinţelor pentru prevenirea propagării către sistem a perturbaţiilor apărute în instalaţiile 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 şi la consumatorii perturbatori care se racordează la RET, cu echipamente de clasă A, în acord cu legislația în vigoare.

6.5.4 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicaţii

Asigurarea serviciilor de telecomunicații reprezintă o componentă strategică a misiunii CNTEE Transelectrica SA, având un rol esențial în funcționarea Sistemului Electroenergetic Național, în condiții de siguranță, stabilitate și eficiență, în conformitate cu cerințele legale și operaționale aplicabile.

În acest sens, se urmărește redefinirea și reorganizarea serviciilor de telecomunicații, prin integrarea unor tehnologii moderne, performante și adaptate cerințelor actuale și viitoare ale sistemului energetic. Modernizarea infrastructurii va susține activitatea operațională a companiei, asigurând o platformă sigură, scalabilă și eficientă pentru toate fluxurile de date critice.

Infrastructura de comunicații constituie un element determinant pentru funcționalitatea, securitatea și interoperabilitatea aplicațiilor informatice utilizate în cadrul Transelectrica. Aceasta este compusă din platforme interconectate, ce includ echipamente de telecomunicații și aplicații specializate, configurate în funcție de destinația funcțională a fiecărei componente.

În prezent, anumite segmente ale infrastructurii, în special cele bazate pe medii de transport de tip fibră optică, au depășit durata de viață estimată, ceea ce determină creșterea costurilor de mentenanță și riscuri privind siguranța în exploatare. În consecință, pe lângă lucrările necesare pentru menținerea funcționării sistemului actual, este necesară înlocuirea

echipamentelor uzate cu soluții moderne, conforme cu evoluțiile tehnologice, care să asigure reziliența, securitatea cibernetică și performanța necesară unei infrastructuri critice naționale.

6.5.5 Strategia de dezvoltare a protecţiei infrastructuriilor critice

Având în vedere rolul esențial al securității energetice în asigurarea securității naționale, protejarea instalațiilor energetice reprezintă o preocupare constantă pentru operatorii de transport și de sistem. Evoluțiile din ultimele două decenii au evidențiat o creștere a vulnerabilităților infrastructurilor tehnologice (de transport, energetice, informatice etc.), generate de factori precum terorismul, dezastrele naturale, neglijența, accidentele sau activitățile infracționale.
Pentru a garanta funcționarea sigură și stabilă a sistemului energetic național, CNTEE Transelectrica SA urmărește consolidarea nivelului de securitate al obiectivelor aflate în administrare, luând în considerare atât importanța lor funcțională, cât și valoarea lor patrimonială.

Strategia CNTEE Transelectrica SA privind **asigurarea** unui nivel adecvat de **securitate a obiectivelor**, cu un impact financiar minim, include un **set de activități specifice** desfășurate la nivelul întregii Companii.

Activități specifice

1. Evaluarea vulnerabilităţilor şi managementul riscului: prin această activitate se identifică obiectivele critice pentru desfăşurarea activităţii, precum şi gradul lor de vulnerabilitate.
2. Procesele de identificare, evaluare și control al riscurilor necesită să fie realizate mai mult proactiv decât reactiv.

Necesitatea identificării vulnerabilităților infrastructurilor critice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN)

Identificarea vulnerabilităților infrastructurilor critice ale SEN este esențială, având la bază următoarele considerente:

Importanța strategică a SEN

Fiind o componentă de importanță strategică națională, Sistemul Electroenergetic Național trebuie evaluat și monitorizat permanent din perspectiva riscurilor specifice sectorului de transport al energiei electrice. Această monitorizare are ca scop identificarea și gestionarea vulnerabilităților care pot afecta funcționarea sa continuuă, fiabilă și în parametri de siguranță operațională.

Dimensiunea europeană a securității energetice

România, fiind interconectată la rețeaua electroenergetică a Uniunii Europene, face parte dintr-un sistem integrat care conectează infrastructurile energetice ale țărilor din nordul, sudul, vestul și estul continentului. În acest context, evaluarea riscurilor și a vulnerabilităților la nivel național trebuie corelată cu cerințele și standardele europene de securitate.

Fundamentarea măsurilor de protecție

Cunoașterea vulnerabilităților permite identificarea pericolelor și a amenințărilor la adresa SEN. Pe această bază pot fi elaborate măsuri și strategii eficiente, atât la nivel național, cât și european, pentru protecția și securizarea infrastructurilor critice.

Necesitatea investițiilor și specializării personalului

Pentru prevenirea, combaterea și eliminarea vulnerabilităților în domeniul securității energetice, sunt necesare investiții consistente în infrastructura energetică (stații, linii, centrale) și în formarea de personal specializat în securitatea infrastructurilor critice și în siguranța operării SEN.

Dificultăți în asigurarea securității infrastructurilor critice

În contextul creșterii riscurilor și amenințărilor la adresa infrastructurilor critice, asigurarea unui nivel ridicat de protecție devine un demers tot mai complex. Operatorii din sectorul energetic se pot confrunta cu o serie de dificultăți structurale și operaționale, care influențează negativ capacitatea de elaborare și implementare a unor strategii eficiente de securitate. Printre cele mai relevante provocări se numără:

Complexitatea relației dintre infrastructuri și amenințări

Relația dintre infrastructurile critice și riscurile asociate – pericole, amenințări, acțiuni teroriste – este una de interdependență, adesea imprevizibilă, ceea ce îngreunează elaborarea unor strategii exacte de protecție și securitate.

Abordare strategică

Pe fondul intensificării amenințărilor și riscurilor, problematica proiectării, funcționării și protecției infrastructurilor critice devine din ce în ce mai complexă. Este necesară o abordare amplă, integrată și realistă, materializată prin strategii solide de protecție și securitate, chiar și în condițiile unui efort financiar ridicat. Prevenirea și neutralizarea amenințărilor ce pot conduce la întreruperea funcționării unei infrastructuri critice trebuie să primeze în fața considerentelor economice.

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

Pentru a răspunde eficient vulnerabilităților identificate și a asigura reziliența operațională a infrastructurilor critice, este necesară implementarea unor măsuri specifice, aliniate obiectivelor strategice de securitate. Acestea vizează consolidarea capabilităților tehnice, operaționale și de răspuns în fața riscurilor majore care pot afecta funcționarea Sistemului Electroenergetic Național.

Măsură	Descriere
Îmbunătățirea capacității de răspuns la amenințări	Asigurarea unui nivel ridicat de pregătire a personalului pentru a gestiona o gamă variată de amenințări, atât de natură fizică, cât și informatică.
Managementul situațiilor de criză	Implementarea unor mecanisme prin care întregul sistem să poată reacționa eficient în fața incidentelor fizice și cibernetice.
Planuri de continuitate a proceselor	Elaborarea de planuri care reduc riscul de disfuncționalități pe termen lung și optimizează opțiunile de revenire, prin prioritizare coordonată unitar.
Continuitatea activității și reziliența	Planificarea și menținerea funcționării în situații de urgență, revenire post-dezastru și supraviețuire a infrastructurilor critice.

Dezvoltarea comunicațiilor	Crearea unor canale eficiente pentru coordonarea răspunsului, gestionarea crizelor și menținerea legăturii cu autoritățile competente.
Creșterea nivelului de securitate fizică	Reducerea riscurilor interne și externe prin măsuri de protecție fizică a obiectivelor critice.
Protecția informațiilor	Prevenirea accesului neautorizat la informații critice sau clasificate, de către actori cu potențial agresiv.
Protecția infrastructurilor critice	Componentă a strategiei de securitate națională, fapt care impune schimbul de informații necesar asigurării bunei funcționări a rețelelor de transport dintre actorii implicați în coordonarea și controlul acestora: autoritățile de reglementare, proprietarul infrastructurilor, operatorii și instituțiile specializate.

Prin aplicarea măsurilor expuse, CNTEE Transelectrica SA îşi propune instituirea şi operarea unui cadru de management al securităţii ca parte integrantă a sistemului de management al Companiei.

Sistemul de securitate fizică pe care CNTEE Transelectrica SA intenționează să îl dezvolte va fi aliniat principiilor aplicabile structurilor de anvergură și complexitate ridicată. În vederea prevenirii și gestionării eficiente a incidentelor care pot afecta infrastructura de transport al energiei electrice, Compania are în plan, pe termen mediu și lung, următoarele proiecte:

- Asigurarea continuității activității și Recuperare în urma dezastrelor în corelare/interdependență cu Planurile de securitate pentru Companie aferente protecției infrastructurilor critice naționale/europene operate de către CNTEE Transelectrica SA;
- Asigurarea realizării investițiilor și achiziția serviciilor de mentenanță a Sistemelor Integrate de Securitate (SIS) la nivelul Companiei;

Implementare strategiei presupune disponibilitatea unui **personal de specialitate** cu pregătire avansată atât în domeniul infrastructurilor critice naționale/europene (ICN/ICE), cât și în cel energetic.

În acest context, **CNTEE Transelectrica SA a demarat** investiția strategică „**Instalarea unui sistem electronic de securitate în 89 de obiective ale Companiei**”, proiect ce va fi implementat etapizat, în funcție de nivelul de prioritate asociat fiecărui obiectiv, din perspectiva cerințelor de asigurarea a securității fizice.

Execuția lucrărilor va respecta integral prevederile legale în vigoare și se va desfășura cu menținerea nivelului actual de securitate și a integrității fizice a obiectivelor, astfel încât activitățile de șantier să nu genereze riscuri suplimentare și să nu amplifice expunerea existentă.

Această **investiție** este **esențială** pentru **diminuarea riscurilor** asociate securității fizice a infrastructurii de transport al energiei electrice și va consolida capacitatea companiei de a preveni, gestiona și neutraliza un spectru extins de amenințări și agresiuni asupra obiectivelor critice.

7. Programul de dezvoltare, retehnologizare/ modernizare a instalaţiilor din RET

7.1 Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2026 - 2035 față de ediția anterioară a PD RET 2024 -2033

Proiecte finalizate

În perioada de referință scursă de la aprobarea ediției anterioare a Planului de Dezvoltare, CNTEE Transelectrica SA a finalizat o serie de investiții strategice, esențiale pentru consolidarea infrastructurii de transport al energiei electrice, creșterea siguranței în alimentare și facilitarea tranziției energetice:

- ***Retehnologizare/modernizare RET:***
  - Retehnologizarea **stației de transformare 220/110kV Filești**;
  - Retehnologizarea **stației de transformare 220/110/MT kV Baru Mare**;
- ***Siguranța alimentării consumului:***
  - Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea **stației 400 kV Arefu** și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV
- ***Intergrarea producției din centrale noi - Dobrogea şi Moldova***
  - Mărirea capacității de transport tronson **LEA 400 kV București Sud - Pelicanu** (8 km)
  - Mărirea capacității de transport **LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântanele**;
  - Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în staţia 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. **Racorduri la staţia Medgidia Sud**;
  - **Retehnologizarea stației 400kV Medgidia Sud** și racordarea intrare - ieșire în stația Medgidia Sud a LEA 400kV;
- ***Intergrarea producției din centrale - alte zone***
  - LEA 220 kV dublu circuit **Ostrovu Mare – RET**;
- ***Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE:***
  - Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I **Stația 400/220/110 kV Reșița;**
  - **Extinderea staţiei 400 kV Gura Ialomiţei** cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 şi LEA 400 kV Stâlpu;

Proiecte noi propuse în actuala ediție a PD RET, perioada 2026 - 2035

În actuala ediție a Planului de dezvoltare, aferentă perioadei 2026-2035, **s-au introdus următoarele proiecte noi** de investiții:

Retehnologizare/modernizare RET
Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele
Achiziţie şi montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia

Modernizare staţia 400/110/20 kV Drăgăneşti-Olt
Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110 kV Constanța Nord
Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110 kV București Sud
Modernizare sistem comanda control protecții și automatizări în stația 400/110/20 kV Gura Ialomiței
Modernizare sistem comandă control protecții și automatizări în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele
Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Tulcea Vest
DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome
Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines- etapa 2
Siguranța alimentării consumului
Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni
Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei
Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlpu
Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlpu
Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive în stația 400/220/110 kV București Sud
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Bistrița
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400/110 kV Botoșani
Integrarea producției din centrale noi-Dobrogea și Moldova
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Braşov-Sibiu Sud
Integrarea producției din centrale - alte zone
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia
Reconductorare LEA. 220 kV Cetate – Calafat
Reconductorare LEA. 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
Autotransformator (AT4) nou 400/220kV, 400MVA Arefu
Reconductorare racord 220kV – București Sud – derivație Mostiștea
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud

Proiecte excluse din actuala ediție a PD RET

Față de ediția anteriară a Planului de Dezvoltare a RET 2024-2033, în actuala ediție a PD RET **nu** au fost excluse proiecte de investiții.

O analiză comparativă a proiectelor cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2026–2035 RET aprobat se regăsește în **Anexa F-3**. Pentru fiecare proiect sunt prezentate informații relevante privind stadiul implementării, nivelul de progres înregistrat, precum și cauzele care au generat eventuale devieri față de calendarul de punere în funcțiune stabilit inițial.

Proiecte care vor fi analizate pentru următoarea ediție a PD RET - 2028 - 2037

În contextul actual al tranziției energetice accelerate, dezvoltarea pe termen lung a RET reprezintă un pilon strategic pentru funcționarea fiabilă și flexibilă a Sistemului SEN. RET trebuie să asigure siguranța în alimentare, să faciliteze tranziția energetică și să integreze în condiții de siguranță noile capacități de producere a energiei electrice.

În acest sens, proiectele propuse în continuare urmează a fi analizate în cadrul noului Studiu de dezvoltare a RET, document tehnic esențial care evaluează oportunitatea, dimensiunea și impactul investițiilor necesare pentru modernizarea și extinderea infrastructurii de transport. Obiectivul este alinierea planurilor de dezvoltare cu politicile europene privind decarbonarea și interconectivitatea, precum și anticiparea cerințelor viitoare ale consumatorilor și ale operatorilor economici din piață. Rezultatele acestui studiu vor fundamenta decizia de includere a proiectelor analizate în următoarea ediție a Planului de Dezvoltare a RET, asigurând astfel o abordare sustenabilă, etapizată și eficientă a investițiilor în infrastructura critică a rețelei.

Denumire proiecte
Mărire capacitate de transport LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste
Mărire capacitate de transport LEA 400 kV Bradu - Brașov
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Mintia - Sibiu Sud
LES 400 kV Tariverde - Stupina - Gura Ialomiței
Instalare T4 nou, în stația 400/110kV Tulce Vest
Dispozitiv de control circulații de putere LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești
Introducere nivelului de 400kV Tihău și AT 400/220kV, 400MVA racord intrare -ieșire în LEA 400kV Roșiori - Gădălin
Inlocuirea AT existent 220/110kV, 100MVA în stația Tihău
Stația 400/110kV Râșnov
LEA 400 kV Isaccea – Artsyz (Ucraina) d.c.
LEA 400 kV Suceava – Chernivetska (Ucraina)
LEA 400 kV Drăgănești Olt – Mizia (Bulgaria)
LEA 400 kV Ghizdaru – Obraztsov Chiflik (Bulgaria) cu funcționare inițial la 220kV
Reconductorarea LEA 220kV d.c. Porțile de Fier - Ostrovu Mare - Cetate
Realizarea stației 400kV Sebeș și montare unități de transformare 400/110kV cu legătură în stația 110kV Sebeș

Proiecte care vor fi incluse în PD RET în funcție de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul partilor interesate

Denumire proiecte
CHEAP Tarnița
LEA 400 kV d.c. Tarnița - Mintia
LEA 400 kV d.c. Tarnița - Gădălin
Stație 400 kV Tarnița
Cablu submarin România-Georgia
Sediu nou CNTEE "Transelectrica" SA
Cablu subteran în curent continuu HVDC Albertirsa (HU) - Arad (RO) 525kV: ➢ Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad (RO) – Constanța Sud (RO) 525kV ➢ Cablu subteran în curent continuu HVDC Arad (RO) – București Sud (RO) 525kV

➢ 4 stații de conversie VSC în Albertirsa, Arad, București Sud și Constanța Sud
Trecere la 400kV LEA Isaccea-Ucraina Sud (Primorska) instalare celula în stația Isaccea 400kV

Proiectele menționate anterior, se află într-un stadiu incipient de analiză și fundamentare. Pentru aceste investiții nu au fost încă elaborate studii de fezabilitate, în conformitate cu legislația națională în vigoare, iar parametrii tehnico-economici nu sunt definitiv stabiliți.

Includerea acestor proiecte în Planul de Dezvoltare are un caracter orientativ și reflectă direcții strategice de dezvoltare a RET, identificate pe baza analizelor preliminare și a obiectivelor de integrare regională și tranziție energetică. Implementarea acestora este condiționată de adoptarea unor decizii la nivel decizional superior, precum și de realizarea unor studii dedicate (tehnico-economice și de sistem), care să confirme necesitatea, oportunitatea și configurația optimă a investițiilor.

În consecință, aceste proiecte vor putea fi incluse în mod ferm în planurile de dezvoltare viitoare, ulterior finalizării etapelor de fundamentare și aprobării acestora, în conformitate cu cadrul de reglementare aplicabil.

7.2 Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2026 - 2035

Pentru a asigura dimensionarea corespunzătoare a rețelei de transport în raport cu fluxurile prognozate de energie electrică produsă, importată, exportată și tranzitată, în condițiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru a fi realizate, două categorii de investiţii:

- retehnologizarea staţiilor existente;
- extinderea RET prin construcţia de linii noi, creşterea capacităţii de transport a liniilor existente, extinderea staţiilor existente şi creşterea capacităţii de transformare în staţii.

Retehnologizarea şi modernizarea staţiilor existente

Liniile şi staţiile electrice care alcătuiesc reţeaua electrică naţională de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Starea tehnică reală a instalaţiilor s-a menţinut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanţă desfăşurat, cât şi printr-un un program susţinut de retehnologizare şi modernizare a instalaţiilor şi echipamentelor.

Analiza stării tehnice a Rețelelor Electrice de Transport este prezentată în **Anexa 6.**

În următorii zece ani, vor fi finalizate proiectele de retehnologizare aflate în curs de desfășurare, iar altele noi vor fi inițiate, în conformitate cu prioritățile stabilite pe baza stării tehnice și a importanței fiecărei stații, după cum urmează:

Denumire proiecte
Înlocuiri AT şi T în staţii-etapa 3: o AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2); FAI (AT 2). o AT 220/110 kV 100 MVA Tihău; o Trafo2 110/20 kV 40 MVA în stația Tg.Jiu Nord si Trafo2 110/10 kV 40 MVA în stația Cluj Est,Trafo 110/20 kV 40 MVA: T1 și T2 în stația Cluj Florești; o T2 110/20 kV 25 MVA în stația Sălaj, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Câmpia Turzii, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Turnu Severin Est;Trafo T1 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est
Înlocuire AT 220/110kV 200MVA Stupărei
Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan
Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de staţie digitală (Proiect pilot DigiTEL Alba Iulia)
Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud
Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II)
Modernizare stației electrice de transformare 400/110kV Pelicanu
Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest
Retehnologizare stația 400/110 kV Dârste
Modernizare sistem de comandă-control-protecţie-metering 220 kV, 110 kV în staţia 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru
Modernizare stație 400/110/20kV Drăgănești Olt
Modernizare stație 220/110/20kV Grădiște
Modernizare stație 220/110/20kV Fântânele
Modernizare stație 220/110 kV Calafat
Retehnologizare stația 220/110kV Baia Mare 3
Retehnologizare stația 400/220/110 kV Urechești
Retehnologizare stația 220/110kV Cluj - Florești
Retehnologizare stația 400kV Tântăreni
Modernizare sistem comandă control protecție în stațiile: 220/110/20 kV Târgoviște, 400/110/20kV Oradea Sud, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș, 400/110/20kV Mintia, 400kV Cernavodă, 400/110/20kV Tulcea Vest, 400/110kV Constanța Nord, 400/110/20kV Sibiu Sud, 220/110/20kV Gheorgheni, 220/110/20kV FAI, 400/110/20kV Gutinaș, 400kV Bacau Sud și Roman Nord, 400kV Calea Aradului, 400kV Gădălin, 400/110/20kV București Sud, 400/110/20kV Gura Ialomiței, 400/110/20kV Turnu Măgurele
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
Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Draganești Olt
Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est
Înlocuire Trafo 2 400/110kV stația Smârdan
Înlocuire trafo T1 și T2 400/110kV Constanța Nord
Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele
Achiziţie şi montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia
Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVAr în statia Porțile de Fier 400kV

Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori
DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome
„Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green
Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines
Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei
Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlpu
Autotransformator (AT4) nou 400/220kV, 400MVA Arefu
Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste

Alte inițiative la nivel de Sucursale Teritoriale de Transport

- Centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE ‘Transelectrica’ – SA

Siguranţa alimentării consumului

Pentru a asigura un nivel ridicat de siguranță în alimentarea consumatorilor, sunt propuse o serie de proiecte de dezvoltare și modernizare a infrastructurii de transport al energiei electrice. Proiectele incluse în acest capitol contribuie direct la consolidarea securității energetice regionale, adaptarea la creșterea consumului urban și integrarea fiabilă a noilor surse de energie în sistemul electroenergetic național. În acest sens, sunt programate urmatoarele proiecte:

Denumire proiecte
Creșterea gradului de siguranța în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni
Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordati in statia 400/220/110/10 kV Bucuresti Sud
Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive de aproximativ 50 MVAr fiecare în stația 400/220/110 kV București Sud, care ar putea fi racordate în terțiarul AT 3, 4 – 400 MVA, 400/220 kV sau a viitoarelor Trafo 3, 4 – 250 MVA, 400/110 kV
Realizare stație nou 400/110kV Grozavești și două bobine de compensare 100MVAr +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozavești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozavești
Realizare stație nouă 400/110kV Fundeni și o bobină de compensare 100MVAr +LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest +racordare LEA 400kV București Sud-Gura Ialomiței intrare-iesire în stația 400kV Fundeni
Stație 220/110kV Dej/ Cuzdrioara de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED
Stație 400/110kV Bistrița de injecție din LEA 400kV Suceava - Gădălin în RED și instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive
Stație 400/110kV Botoșani de injecție din LEA 400kV Suceava - Bălți în RED și instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive
Transformator nou 400/110kV Calea Aradului

Creșterea capacității de preluare a energiei din Dobrogea și Moldova

Pentru a întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului, au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport, după cum urmează:

Denumire proiecte
LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlpu-Braşov
Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line
Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziţie AT4 de 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, şi lucrări de extindere staţiile 400 kV şi 220 kV aferente, în staţia 400/220/110 kV Brazi Vest
LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud
Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlpu
Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secţiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu
Mărirea capacității de transport LEA 220kV Gutinaș-Dumbrava
Mărirea capacității de transport LEA 220kV Dumbrava-Stejaru
Mărirea capacității de transport LEA 220kV Fântânele-Ungheni
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Gutinaș - Brașov
Mărirea capacității de transport LEA 220kV București Sud-Fundeni
Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Medgidia Sud
Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Smârdan
Instalare trafo 4 nou 400/110 kV Tulcea Vest
Echipare circuit 2 pt LEA noua 400 kV Gutinaș - Smârdan
Dispozitive de control al circulatiilor de puteri pentru LEA 220kV București Sud-Fundeni, LEA 220kV Urechești - Tg. Jiu Nord – Parașeni - Baru Mare – Hășdat
Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stațiile: 400kV Gura Ialomiței, 400kV Arad, 220kV Teleajen
Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit
Transformator 400/110kV Suceava și 2 celule aferente de 400 kV, respectiv 110 kV
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Braşov-Sibiu Sud

Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale

În vederea evacuării energiei electrice produsă din surse regenerabile și pentru evacuarea în condiţii de siguranţă a puterii de la CHE Porţile de Fier II, sunt programate următoarele lucrări:

Denumire proiecte
Staţia Ostrovu Mare 220 kV (staţie nouă)
Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele- Ghizdaru
Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Craiova Nord
Reconductorare LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru (fără record Mostiștea)
Reconductorare LEA 220kV Lacu Sărat-Filești-Barboși-Focșani Vest-Gutinaș
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud

Reconductorare LEA 220 kV Mintia –Alba Iulia
Reconductorare LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
Reconductorare LEA. 220 kV Cetate – Calafat
Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni
Reconductorare racord 220kV – București Sud – derivație Mostiștea

Creşterea capacităţii de interconexiune transfrontaliere

Scopul proiectului	Denumire proiect
Creşterea capacităţii de schimb pe interfaţa de vest a României	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Resita - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad
	Reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hașdat
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșita - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz + stația 400 kV Timișoara + stația 110 kV Timișoara
	LEA 400 kV d.c. Reșita - Timișoara - Săcalaz
	Echiparea circuitului 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba
	LEA 400 kV d.c. Timișoara - Arad
	Extindere stație 400 kV Arad și retehnologizare stația de 110 kV Arad
	Stația 400 kV Săcălaz și retehnologizare stația 110 kV Săcălaz
	LEA 400kV Oradea-Jozsa
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap circuitul 2 - rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E
	Reconductorarea LEA 220kV Porțile de Fier-Reșița
Creşterea capacităţii de schimb pe interfaţa de sud a României (granița cu Bulgaria) pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum şi stocare	LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan-Gutinaş
	Stația 400 kV Stâlpu (staţie nouă)+ Modernizare celule 110 kV și medie tensiune
Creşterea capacităţii de schimb pe interfaţa cu Republica Moldova și Ucraina	LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălţi (MD) simplu circuit
	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)
	Montare AT nou 400/220 kV în stația Roșiori + Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220 kV Roșiori
	LEA 400kV Gutinaș – Strășeni (LEA nouă)
	LEA d.c. 400kV Artsyz (UA) - Isaceea (RO)

Prezentate proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2026 - 2035 și etapizarea acestora este detaliată în **Anexa F-2**.

Proiectele de dezvoltare incluse în Anexa F-2 au fost împărțite în doua categorii:

- proiecte mature, pentru care au fost demarate proceduri de investiții (secțiunea IA)
- proiecte care nu au fost iniţiate până în prezent sau au grad ridicat de incertitudine (secțiunea IB).

8. Evaluarea cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET

Pentru a se evalua, în etapele iniţiale ale proiectelor, volumul cheltuielilor necesare pentru dezvoltare la nivelul întregii RET, au fost evaluaţi indicatori de costuri pe celulă, pentru fiecare nivel de tensiune şi pe transformator/autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune şi putere instalată. Aceste costuri includ şi cheltuielile cu construcţiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare şi sistemele de comanda-control-protecţie.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiţii derulate după 2005. Acolo unde nu s-a dispus de experienţă recentă proprie, s-au utilizat informaţii despre preţuri estimate în studiile consultanţilor.

Costurile unitare specifice, ale echipamentelor primare şi secundare/conexe, care s-au utilizat pentru evaluări, sunt prezentate în **Anexa F-1** (nu se publică).

Odată cu adoptarea mecanismelor de susținere a producției din surse regenerabile, CNTEE Transelectrica SA și operatorii de distribuție s-au confruntat cu un număr foarte mare de cereri de racordare, în special pentru centrale eoliene, concentrate într-o zonă restrânsă. Pentru a răspunde acestor solicitări și a asigura evacuarea eficientă a energiei produse, a fost inclus în planul de dezvoltare un pachet substanțial de investiții dedicat consolidării capacității de transport din acea regiune.

Creșterea rapidă a cererilor de racordare a noilor capacități regenerabile pune presiune semnificativă pe extinderea și consolidarea rețelei de transport. Însă demersurile pentru construirea liniilor electrice noi sunt adesea întârziate de termenele îndelungate impuse de obținerea autorizațiilor și acordurilor (exproprieri, emiterea avizelor de mediu, scoaterea din circuitul forestier sau agricol), care pot dura între 2 și 3 ani. În acest interval, certificatele de urbanism expiră, iar lucrările altor entități pot ocupa traseul inițial, necesitând reluarea proiectării și a procesului de autorizare.

Eşalonarea cheltuielilor pentru realizarea proiectelor de investiţii directe în RET propuse în Planul de dezvoltare pe perioada 2026-2035 este prezentată **Anexa F-2** (nu se publică, cu valori).

În fig. 8.1 sunt prezentate, comparativ, faţă de ultima ediţie aprobată a Planului de dezvoltare a RET (2024-2033), valorile cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2026-2035).

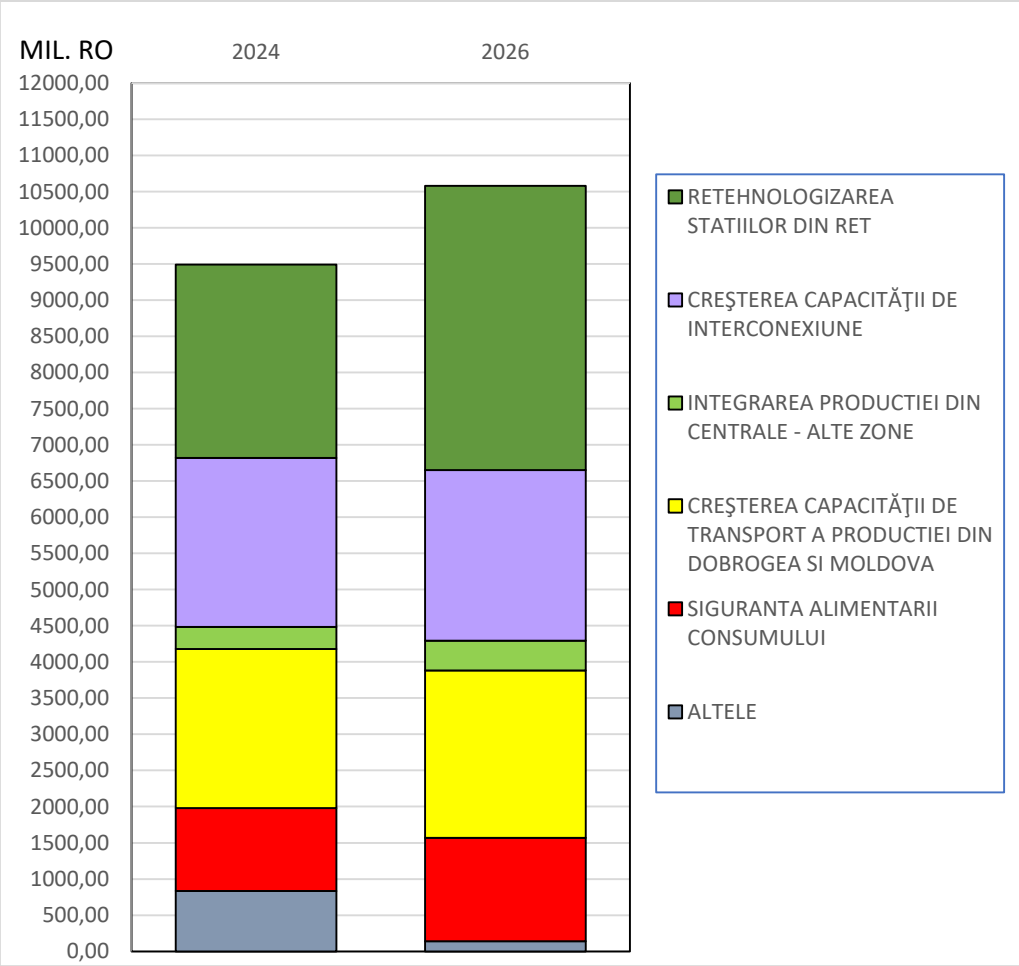


Fig. 8.1 - Evoluția Planului de Dezvoltare a RET pe ani - volum și structură CAPEX-

Structura cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în fig. 8.2.

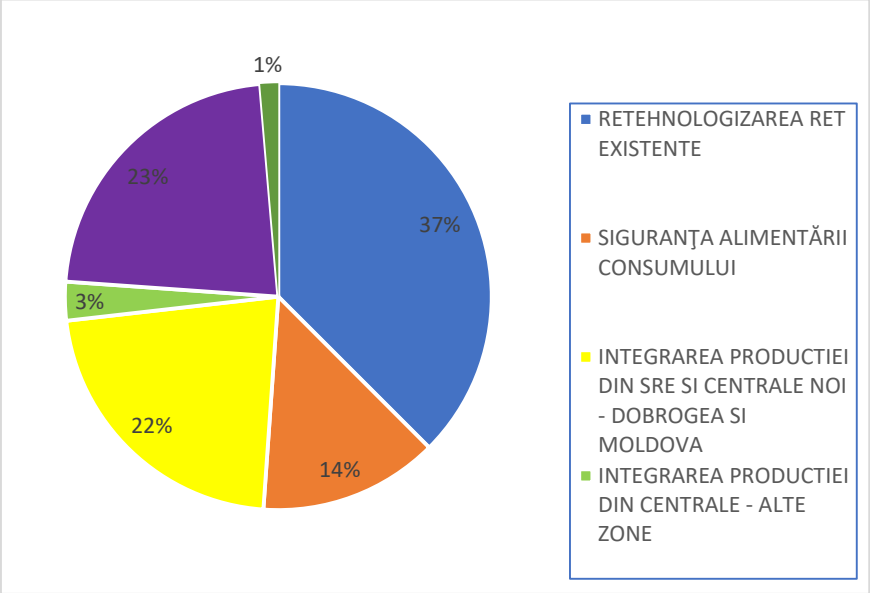


Fig. 8.2 - Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarera RET
- perioada 2026-2035-

9. Surse de finanţare

9.1 Veniturile CNTEE Transelectrica SA

Tariful reglementat aferent activității licențiate de transport al energiei electrice constituie principala sursă de venit utilizabilă de CNTEE Transelectrica SA pentru susținerea investițiilor în dezvoltarea și modernizarea infrastructurii Rețelei Electrice de Transport (RET). Acest venit este completat de surse secundare, precum veniturile obținute din alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră și alte servicii auxiliare, care însă dețin o pondere relativ redusă în totalul veniturilor companiei.

La aceste surse se adaugă veniturile provenite din aplicarea tarifelor pentru serviciile tehnologice de sistem și din administrarea pieței de echilibrare. Cu toate că aceste venituri sunt semnificative din punct de vedere valoric, ele nu pot fi utilizate pentru finanțarea dezvoltării infrastructurii, fiind dedicate exclusiv acoperirii costurilor specifice – respectiv achiziția rezervelor de putere necesare echilibrării SEN și cheltuielile aferente funcționării pieței de echilibrare.

Având în vedere că activitatea CNTEE Transelectrica SA este desfășurată în regim de monopol natural reglementat, conform prevederilor legislative în vigoare, doar serviciul de transport al energiei electrice este recunoscut ca fiind generator de profit și implicit, ca sursă de finanțare a programelor de investiții.

Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venitului plafon”, în cadrul căruia costurile recunoscute de autoritatea de reglementare, ANRE, reprezintă fundamentul calculului veniturilor reglementate. Acestea includ atât cheltuieli operaționale, cât și costuri aferente investițiilor.

Pentru a încuraja creșterea eficienței operaționale, anumite categorii de cheltuieli controlabile sunt plafonate, iar metodologia prevede un mecanism de stimulare a performanței. Astfel, în cazul în care operatorul de transport realizează economii peste nivelurile țintă stabilite de ANRE, acesta poate reține 40% din beneficiul economic obținut, în timp ce restul de 60% se reflectă în reducerea tarifelor viitoare aplicate clienților.

În ceea ce privește componenta investițională, structura tarifară asigură atât recuperarea capitalului investit prin amortizare, cât și remunerarea bazei reglementate a activelor (BAR). Această remunerare se realizează prin aplicarea unei rate reglementate a rentabilității (RRR) asupra valorii BAR, care include activele finanțate din surse proprii sau împrumuturi asociate investițiilor eficiente, în vederea acoperirii costurilor de finanțare și asigurării sustenabilității investițiilor pe termen lung.

9.2 Sursele de finanţare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie

Din ansamblul surselor de venit ale CNTEE Transelectrica SA, doar veniturile obținute din tariful reglementat pentru serviciul de transport al energiei electrice, alături de cele generate prin alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră, constituie resurse financiare utilizabile pentru susținerea investițiilor în infrastructura rețelei electrice de transport.

În schimb, veniturile provenite din tariful pentru serviciile tehnologice de sistem și cele rezultate din activitatea de administrare a pieței de echilibrare sunt strict destinate acoperirii costurilor operaționale aferente acestor activități. Acestea nu includ componente de finanțare a investițiilor, întrucât serviciile tehnologice de sistem sunt prestate cu ajutorul capacităților energetice deținute de participanții la piața de energie, nefiind necesară infrastructura proprie

a CNTEE Transelectrica SA. Prin urmare, aceste venituri nu contribuie la bugetul de investiții al Companiei.

Finanţarea dezvoltării RET are următoarele componente:

Surse interne CNTEE Transelectrica SA (autofinanţare)

- Fluxul de încasări generat de operaţiunile de bază (în principal prin tariful de transport completat cu încasările generate de alocarea capacității de transport pe linii de interconexiune - utilizate pentru finanțarea investițiilor în RET care conduc la creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine).
- Fluxul de încasări generat de investițiile financiare: dividende şi dobânzi încasate. Contribuţia acestor surse este nesemnificativă în raport cu fluxul de numerar din operaţiunile de bază.

Surse externe CNTEE Transelectrica SA (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 progamelor de investîtii 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 finantărilor 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 dispune, în prezent, de o capacitate de îndatorare substanțială, suficientă pentru a acoperi necesarul de finanțare aferent implementării Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2026–2035. Această capacitate este susținută de un flux de numerar stabil și predictibil, asigurat prin tarifele reglementate aferente serviciilor de transport și de sistem. Estimările privind nivelul datoriei suplimentare indică o sarcină financiară sustenabilă, care poate fi gestionată eficient de Companie.

Totodată, gradul de îndatorare este gestionat în conformitate cu clauzele contractuale restrictive asumate prin angajamentele de finanțare, acestea impunând menținerea unor indicatori financiari de risc în limite prestabilite. Indicatorii sunt calculați, monitorizați, fiind auditați și raportați creditorilor conform obligațiilor contractuale.

Rețeaua Electrică de Transport este proprietate publică a statului, fiind concesionată CNTEE Transelectrica SA. În acest context, obligațiile de concesionar includ menținerea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic preluat și, unde este cazul, aducerea acestora la

standarde tehnologice superioare. Prioritatea de finanțare din surse tarifare vizează, așadar, lucrările de modernizare și retehnologizare.

Pe fondul modificărilor semnificative anticipate în structura capacităților de producere – în special creșterea ponderii unităților din surse regenerabile – extinderea și întărirea rețelei de transport devin obiective strategice esențiale, pentru a răspunde noilor fluxuri de putere ce vor traversa RET. Acceptarea investițiilor și recunoașterea activelor în BAR, cu impact direct în venituri tarifare, sunt reglementate și aprobate de către ANRE.

În completarea fondurilor asigurate prin tariful reglementat, CNTEE Transelectrica SA a accesat pentru implementarea proiectelor sale şi finanţarea nerambursabilă din fonduri europene, ce are ca efect limitarea presiunii asupra tarifului reglementat. Astfel:

- ✓ Prin semnarea **Contractului de finanțare nr. 146** din 12 decembrie 2024, proiectul Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit Gutinaș-Smârdan a intrat în Etapa a II-a de implementare începând cu 1 ianuarie 2025. Această fază este finanțată din Programul de Dezvoltare Durabilă 2021-2027 (cod MySMIS2021+: 326878), beneficiind de o alocație nerambursabilă de 100.339.057,89 lei din Fondul de Coeziune. Etapa inițială, finalizată la 31 decembrie 2024, a fost susținută prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (cod MySMIS2014+: 129245), cu o finanțare de 138.136.986,79 lei din Fondul European de Dezvoltare Regională.

Din **Fondul de Modernizare**, CNTEE Transelectrica SA a primit finanțare pentru următoarele proiecte aflate în derulare:

Nr. Crt.	Titlu proiect	Valoare totală eligibilă aprobată (LEI)
1	**Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Medgidia Sud-Constanța Nord, echipata cu un singur circuit* (ajustari eligibile)**	111.873.780,08
2	**Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN* (ajustari eligibile)**	492.452.329,63
3	**Etapa II "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400kV Reșita – Timișoara/Săcălaz, Retehnologizarea stației 110 /220 kV Timișoara și trecerea la 400 kV ***	309.511.185,12
4	**Etapa III "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV Timişoara/Săcălaz – Arad, Retehnologizarea staţiei de110kV Arad și trecerea la 400kV și construirea noii stații Săcălaz de 400 kV (ajustari eligibile) ***	279.809.124,03
5	**Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu (ajustari eligibile)**	248.478.774,69
6	**Proiect pilot - Retehnologizarea Stației de 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală (ajustari eligibile)**	228.474.337,86

7	**Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în staţiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud şi 400/220/110/20 kV Bradu (ajustari eligibile)**	254.651.970,65
8	**Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID) (ajustari eligibile)**	50.968.365,49
9	**Digitalizarea RET prin instalarea a 2 sisteme online pt Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, si pt Monitorizarea calitatii energiei electrice**	88.806.776,94
10 (P62)	**Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului**	240.582.164,42
11 (P262)	**Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit (ajustari eligibile)**	318.893.345,47

✓ Totodată, CNTEE Transelectrica SA a accesat finanţare şi prin **Planul Național de Redresare și Reziliență, Componenta 16. REPowerEU, Investiția 5**. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice, care cuprinde următoarele Subinvestiții:

- **Subinvestiția 5a**. – *Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.* (alocare 29.557.000 euro);
- **Subinvestiția 5b.** – *Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A* (alocare 18.240.000 euro);
- **Subinvestiția 5.c**. - *Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date* – Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).

În data de 09.04.2024 a fost semnat Contractul de finanțare pentru implementarea acestei investiții între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și Secretariatul General al Guvernului, în calitate de Coordonator de reformă și/sau investiție.

*****) Finanțare din tariful reglementat de transport. Fluxul net de venituri (după acoperirea costurilor de functionare) 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 (aferentă procentului din grafic). Tariful reglementat nu asigură pentru CNTEE Transelectrica SA obținerea în avans a fondurilor investiționale necesare pentru finanțarea investițiilor ci asigură recuperarea fondurilor după finalizarea investițiilor, în mod treptat într-un orizont de timp lung (durata medie de recuperare prin tarif a unei investiții este 20 ani). Pentru a suplini acest deficit de finanțare determinat de încasarea prin tarif a fondurilor investiționale ulterior finalizării proiectelor în mod eșalonat pe perioade mari de timp, în orizontul Planului de dezvoltare a RET, necesarul de finanțare a planului - partea rămasă neacoperită de finanțările europene nerambursabile și de veniturile din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră - va fi asigurat prin completarea fondurilor obținute din încasarea tarifului 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 (2026-2035) nu este fezabilă la acest moment, având în vedere că parametrii de reglementare a tarifului sunt stabiliți de ANRE pe perioade de cinci ani.

9.3 Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate

Investițiile realizate de CNTEE Transelectrica SA în infrastructura Rețelei Electrice de Transport sunt, în principiu, recunoscute în cadrul tarifului reglementat pentru serviciul de transport al energiei electrice. Excepție fac acele investiții finanțate din surse nerambursabile (ex. fonduri europene), contribuții directe ale utilizatorilor pentru lucrări de racordare, precum și veniturile provenite din alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră, în conformitate cu reglementările europene aplicabile.

Recunoașterea în tarif a investițiilor se realizează în momentul punerii în funcțiune a obiectivului, respectiv la data în care acesta devine operațional. Capitalul investit este recuperat treptat, prin amortizarea valorii investiției pe durata normată de funcționare a instalațiilor, conform reglementărilor în vigoare.

În plus, tariful reglementat include o componentă destinată recuperării costurilor de finanțare asociate investițiilor. Aceasta se reflectă prin aplicarea unei rate reglementate de rentabilitate a capitalului (RRR), stabilită de ANRE, care acoperă atât costul fondurilor atrase de la creditori, cât și remunerația corespunzătoare fondurilor proprii ale acționarilor. Acest mecanism asigură sustenabilitatea financiară a programelor investiționale ale companiei, în condiții de echilibru economic și reglementar.

10. Direcţii de analiză pentru etapa următoare

Pentru etapa următoare, este necesar să se elaboreze analize şi acţiuni privind următoarele aspecte:

- Dezvoltarea optimă a RET corelat cu evoluţiile din SEN, în vederea menţinerii siguranţei în funcţionare a SEN;
- Reglajul tensiunii şi circulaţia puterii reactive - identificarea necesităţilor şi studierea posibilităţilor de introducere a reglajului secundar;
- Creşterea capacităţii de interconexiune cu sistemele vecine;
- Noi proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor;

- Actualizarea analizelor de sistem necesare pentru asigurarea evacuării puterii excedentare din zona Dobrogea şi zona Moldova, luând în considerare actualizarea ipotezelor, în baza modificării țintelor de integrare regenerabile;
- Odată cu realizarea LEA 400kV Suceava - Bălți se va analiza realizarea unei stații în zona Botoșani pentru racordare de regenerabile dar și ca interfață cu RED pentru asigurarea alimentării consumatorilor.
- Aprofundarea analizelor de traseu pentru LES necesare pentru racordarea stațiilor 400 kV Grozăvești și Fundeni. Obținerea din partea ELCEN a confirmării oficiale a disponibilității terenului necesar realizării stației 400 kV Grozăvești;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Creşterea eficienţei energetice;
- Realizarea unui Security Operations Center (SOC) al CNTEE Transelectrica SA;
- Strategia de dezvoltare RET cu referire la producerea energiei electrice eoliene offshore în Marea Neagră;
- Propuneri cabluri în curent continuu de mare putere și transformatoare defazoare comandate cu tiristoare (PST) pentru îmbunătățirea posibilităților de evacuare a puterii între secțiunile SEN, inclusiv către interconexiunile cu vecinii.

10.1 Stadiul realizării obligațiilor prevăzute în anexa la Decizia Președintelui ANRE nr.2715/17.12.2024 privind aprobarea Planului de Dezvoltare RET perioada 2024-2033

Prin decizia nr. 2715/17.12.2024 privind aprobarea Planului de Dezvoltare RET perioada 2024-2033, s-a solicitat includerea în următoarea ediție a Planului de Dezvoltare RET și anume, pentru perioada 2026-2035 a:

1. Prezentarea unui **plan de acțiuni** realizat în colaborare cu operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari, privind **transferul de date** între **SCADA EMS** și **SCADA DMS** pentru toate zonele de concesiune a serviciului de distribuție a energiei electrice care să cuprindă: denumirea operatorului de distribuție, numărul de stații electrice care urmează a fi integrate și perioada de realizare a integrării.

Stadiul implementării procesului de integrare SCADA EMS–SCADA DMS

Până în prezenta CNTEE Transelectrica SA împreună cu Operatorii de Distribuție au făcut pași importați cu privirea la realizarea schimbului de date în timp real între sistemul EMS – SCADA Transelectrica și sistemele DMS – SCADA ale Operatorilor de Distribuție, realizându-se preluare date din sistemele DMS – SCADA ale Operatorilor de Distribuție în sistemul EMS – SCADA Transelectrica, astfel:

Distribuție Energie Electrică România

- sunt realizate căi de comunicații între Distribuție Energie Electrică România (Transilvania Nord, Transilvania Sud și Muntenia Nord) și Transelectrica utilizând protocolul IEC 60870-5-101;
- sunt transmise informații în sistemul EMS – SCADA Transelectrica din 80 stații electrice 110 kV;

Delgaz Grid

- este realizată calea de comunicație între Delgaz Grid și Transelectrica utilizând protocolul ICCP;

sunt transmise informații în sistemul DMS – SCADA Delgaz Grid din toate stațiile 110 kV din gestiune CNTEE Transelectrica SA din zona de activitate a Delgaz Grid (7 stații electrice 110 kV), respectiv informații din zona de activitate a producătoripor de energie electrică din zona Delgaz Grid (Hidroelectrica, CET Suceava și CET Bacău).

Distribuție Energie Oltenia

- este realizată calea de comunicație între DEO și Transelectrica utilizând protocolul ICCP;
- sunt transmise informații în sistemul DMS – SCADA Distribuție Energie Oltenia din toate stațiile 110 kV din gestiune CNTEE Transelectrica SA din zona de activitate a Delgaz Grid (16 stații electrice 110 kV), respectiv informații din zona de activitate a producătoripor de energie electrică din zona Distribuție Energie Oltenia (Hidroelectrica, CEG Mischi, CEF apațînând EDP România).

Direcții de acțiune viitoare

Până la următoarea ediție a planului de dezvoltare CNTEE Transelectrica SA împreună cu Operatorii de Distribuție ne propunem următoarele:

- **Realizarea** căii de comunicație între Rețele Electrice Banat, Muntenia, Dobrogea și Transelectrica. În aceast sens au fost agreate locațiile pentru realizarea căilor de comunicații între specialiști Rețele Electrice și Teletrans;
  - preluarea de informații în sistemul EMS – SCADA Transelectrica din stații electrice 110 kV din zona de activitate a Rețele Electrice România, în prima etapă se va prelua un număr aproximativ 50 stații electrice 110 kV;
- **Creșterea numărului de stații** electrice 110 kV **preluate în sistemul EMS – SCADA** Transelectrica din sistemele DMS – SCADA ale Operatorilor de Distribuție (Distribuție Energie Electrică România, Distribuție Energie Oltenia și Delgaz Grid) în măsura finalizarea lucrărilor de retehnologizare a stațiilor electrice 110 kV.
- **Realizarea de căi de comunicații** pentru protocol **ICCP** între Transelectrica și Distribuție Energie Electrică România, respectiv Rețele Electrice Banat, Muntenia, Dobrogea în vederea transmiteri de date din sistemul EMS – SCADA Transelectrica în sistemele DMS – SCADA ale Operatorilor de Distribuție.

2. Realizarea, în colaborare cu operatorii de distribuție concesionari, a **studiilor** necesare în vederea **asigurării menținerii nivelului de tensiune în bandă economică de funcționare în RED – 110 kV utilizând mijloace clasice sau moderne de reglaj de tensiune** și prezentarea concluziilor și a proiectelor de investiții necesare.

Distribuție Energie Electrică România

DEER a elaborat *Studiu de Sistem privind menținerea nivelului de tensiune în banda economică de funcționare în RED 110 kV și optimizarea fluxurilor de energie reactivă între RET și RED 110 kV din zona geografică de rețea* a acesteia. Acesta constituie o necesitate imediată pentru DEER în contextul cerințelor standardizate privind schimbul de putere reactivă dintre rețeaua electrică de transport și rețeaua electrică de distribuție, respectiv încadrarea în factorul de putere stabilit prin norme tehnice. Necesitatea acestui studiu este accentuată de prezența într-un număr din ce în ce mai mare al prosumatorilor.

Studiul de sistem cuprinde:

- analiza situației existente reale privind nivelurile de tensiune și schimbul de putere reactivă între RET și RED 110 kV, între RED 110 kV din portofoliul DEER și RED vecine, respectiv între rețelele electrice de 110 kV și cele de Medie Tensiune; această analiză va scoate în evidență și influenta prosumatorilor.
- identificarea soluțiilor de optimizare a fluxurilor de energie reactivă la nivelul fiecărui punct de delimitare privind:
  - măsurile operative care trebuie implementate,
  - echipamente suplimentare necesare în RED și/sau în RET,
  - amplasarea optimă a acestor echipamente.
- evaluarea efectelor economice ale aplicării soluțiilor identificate.

În urma efectuării studiului de sistem, s-au concluzionat următoarele:

- Există transfer de putere reactivă cu peponderență dinspre RED înspre RET;
- LEA 110kV funcționează în general la încărcare scăzută, ceea ce determină ca puterea reactivă produsă de acestea să fie transferate cotre RET;
- Nivelul tensiunii în exloatare, depășește, de multe ori, limita maximă admisibilă tehnic;
- Toate Soluțiile de compensare inductivă au fost epuizate;

În urma analizelor realizate în cadrul studiului, a fost întocmit un tabelul 10.1, cu necesarul de investiţii în mijloace de compensare în reţeaua DEER, în funcţie de prioritate şi etapizat pe două perioade, respectiv au fost evidenţiate o serie de concluzii şi recomandări, după cum urmează:

- ✓ Stabilirea soluțiilor de compensare a puterii reactive trebuie să aibă în vedere și lucrări viitoare în rețelele electrice.
- ✓ În condițiile în care puterea instalată la prosumatori a ajuns la o valoarea semnificativă și continuă să crească, se înregistrează circulații de putere activă și reactivă bidirecționale, la toate nivelurile rețelelor electrice.
- ✓ Având în vedere variațiile continue ale transferului de putere prin rețelele electrice de medie tensiune cauzate de prezenta sistemelor fotovoltaice, în rețelele electrice cu un procent semnificativ de putere instalată la prosumatori se recomandă instalarea unor sisteme de compensare a puterii reactive cu reglaj continuu de timp compensator static sau compensator sincron.
- ✓ În contextul definit anterior, este necesară schimbarea codului tehnic de rețea pentru a stabili obligații clare de control la nivelul tuturor sistemelor fotovoltaice sincronizate cu rețeaua electrică pentru a participa la reglajul tensiunii.

Tabelul 10.1 - Necesarul de investiţii în mijloace de compensare

Nr. crt.	***Zona de reţea***	***Etapa I***			***Etapa II***		
		Staţia de trans./ conex.	**Putere bobină comp.**	**Cost estimat [euro] fără TVA**	**Staţia de trans./ conex.**	**Putere bobină comp.**	**Cost estimat [euro] fără TVA**
1	**Oradea**	*Ioşia*	2x25 MVAr	3 mil.	*Vaşcău*	2x25 MVAr	3 mil.
2	**Baia**	*Baia Mare*	25	2,5 mil.	*Baia*	25	2,5 mil.

	Mare	*2*	MVAr		*Borşa*	MVAr	
3	**Cluj**	*Cluj Sud/ Nădaş (Mănăştur)*	2x25 MVAr	3 mil.	*Nădăş*	2x25 MVAr	3 mil.
4	**Braşov**	*Zizin*	2x25 MVAr	3 mil.	*Conexiuni Râşnov*	2x25 MVAr	3 mil.
5	**Sibiu**	*Dumbrava*	2x25 MVAr	3 mil.	*Mârşa*	2x25 MVAr	3 mil.
6	**Bistriţa**	*Viişoara*	2x25 MVAr	3 mil.			
7	**Focşani**	*Focşani Nord*	2x25 MVAr	3 mil.			
8	**Brăila**	*Brăiliţa*	2x25 MVAr	3 mil.			
9	**Galaţi**				Fileşti	2x25 MVAr	3 mil.
10	**Mureş**	*Tămăveni*	2x25 MVAr	3 mil.			
11	**Harghita**	*Miercurea Ciuc*	2x25 MVAr	3 mil.			

Măsurile prezentate vor fi analizate în cadrul unor studii dedicate, iar proiectele esențiale, se vor include în urmatarea ediție a Planului de Dezvoltare RET.

Studiu de Sistem privind menținerea nivelului de tensiune în banda economică de funcționare în RED 110 kV și optimizarea fluxurilor de energie reactivă între RET și RED 110 kV din zona geografică de rețea DEER, este transmis împreună cu Planul de Dezvoltare RET 2026 - 2035.

Concluzii

Prin elaborarea prezentei ediții a Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, CNTEE Transelectrica S.A. își reafirmă rolul esențial în asigurarea funcționării sigure, eficiente și sustenabile a Sistemului Electroenergetic Național. Planul reflectă o abordare integrată a nevoilor actuale și viitoare ale rețelei de transport, corelată cu obiectivele de politică energetică ale României și cu direcțiile strategice stabilite la nivelul Uniunii Europene.

Prin implementarea proiectelor propuse, Transelectrica urmărește consolidarea infrastructurii naționale de transport al energiei electrice, facilitarea tranziției către o economie cu emisii reduse de carbon, integrarea accelerată a surselor regenerabile, precum și creșterea gradului de digitalizare și reziliență a rețelei..

Prin urmare, acest document constituie nu doar un instrument de planificare, ci și o direcție strategică de acțiune pe termen lung, menită să asigure o rețea electrică modernă, flexibilă și pregătită să răspundă provocărilor tranziției energetice și ale pieței unice europene de energie electrică.

Bibliografie

1.	*Planul de Dezvoltare al RET, perioada 2024-2033,*
2.	*Planul Naţional Integrat pentru Energie şi Schimbări Climatice, actualizat*
3.	*Strategia energetică a României 2025-2035, cu perspectiva anului 2050*
4.	*Analiza privind necesitatea instalării de surse de stocare a energiei*
5.	*Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET (2024-2028-2033), TRACTEBEL Engineering S.A.,2024*
6.	*Planificarea operaţională a funcţionării SEN în vara 2025, CNTEE Transelectrica SA - DEN, 2025*
7.	*Planificarea operaţională a funcţionării SEN în iarna 2024-2025, CNTEE Transelectrica SA - DEN, 2025*
8.	*Studiu privind dezvoltarea reţelei electrice de alimentare a zonei metropolitane Bucureşti-perspectiva pe 10 ani, SC ISPE Proiectare și Consultanța S.A.2020*
9.	*Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum şi/sau evacuare de putere produsă, ISPE S.A., 2008*
10.	*Studiu privind factorii care influenţează CPT în RET şi modalităţi de reducere a acestuia", ISPE S.A., 2010-2011*
11.	*Studiu de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET, ISPE S.A., 2020*
12.	*Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu şi lung (2024-2028-2033), SC Tractebel Engineering S.A., 2024*
13.	*Evaluarea necesarului de rezervă specifică pentru generarea eoliană din România, ISPE S.A., 2009*
14.	*Studiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naţionale, ISPE S.A., 2011*
15.	*Procedura Operaţională CNTEE Transelectrica SA „Schimburile de date și informații tehnice între utilizatorii RET și operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării S.E.N. în condiții de siguranța", Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002*
16.	*Ten-Year Network Development Plan Package 2024, ENTSO-E, 2024*
17.	*System Adequacy Retrospect report for 2016, ENTSO-E, 2016*
18.	*Raportul "UCTE System Adequacy Forecast, 2011-2025", ENTSO-E, 2010*
19.	*Metodologia ENTSO-E "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects" aprobată de Comisia Europeană in 27 septembrie 2018*
20.	*Analiza stării tehnice a echipamentelor şi instalaţiilor electrice din RET, NOVA Industrial, 2018*
21.	*Procedura Operaţională "Stabilirea puterii maxime instalabile în centralele eoliene din punct de vedere al siguranţei SEN" COD: TEL - 07.38*
22.	*Studiu privind realizarea unui sistem de reglaj al tensiunii la nivel naţional prin utilizarea tehnologiei moderne de electronică de putere, ISPE 2016*
23.	*Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, SC ISPE S.A.,2020*
24.	*Metodologia ENTSO-E "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects"*
25.	*Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România. PÖYRY MANAGEMENT CONSULTING - Raport pentru ACUE, iunie 2017*
26.	*ASSESSMENT OF CANDIDATE TRANSMISSION LINES FOR A THIRD HIGH VOLTAGE INTERCONNECTION BETWEEN THE MOLDOVAN AND ROMANIAN ELECTRICITY NETWORKS*
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.	*Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
30.	*Mid-term Adequancy Forecat (MAF) 2019, ENTSO-E, 2019*
31.	*Programul de transformare digital 2018-2027*
32.	*Studiul de adecvanță a SEN pe termen mediu și lung. Determinarea capacității și structurii de producție necesare - TRACTEBEL Engineering S.A.,2022*

Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediu Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București, România, Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404, Cod Unic de Înregistrare 13328043; Telefon +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei
www.transelectrica.ro

Planul de Dezvoltare a RET 2026 - 2035

Anexe 1 - 9

CNTEE Transelectrica SA

Lista de Anexe

Anexa 1	Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2021-2025
Anexa 2	Analiza adecvanţei SEN pe termen mediu și lung
Anexa 3	Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă
Anexa 4	Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor.
Anexa 5	Portofoliu de proiecte DigiTEL, care materializează viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării Smart Grid și managementul activelor
Anexa 6	Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție
Anexa 7	Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani
Anexa 8	Managementul Infrastructurii Critice şi Managementul Situaţiilor de Urgenţă
Anexa 9	Protecţia mediului asociată RET

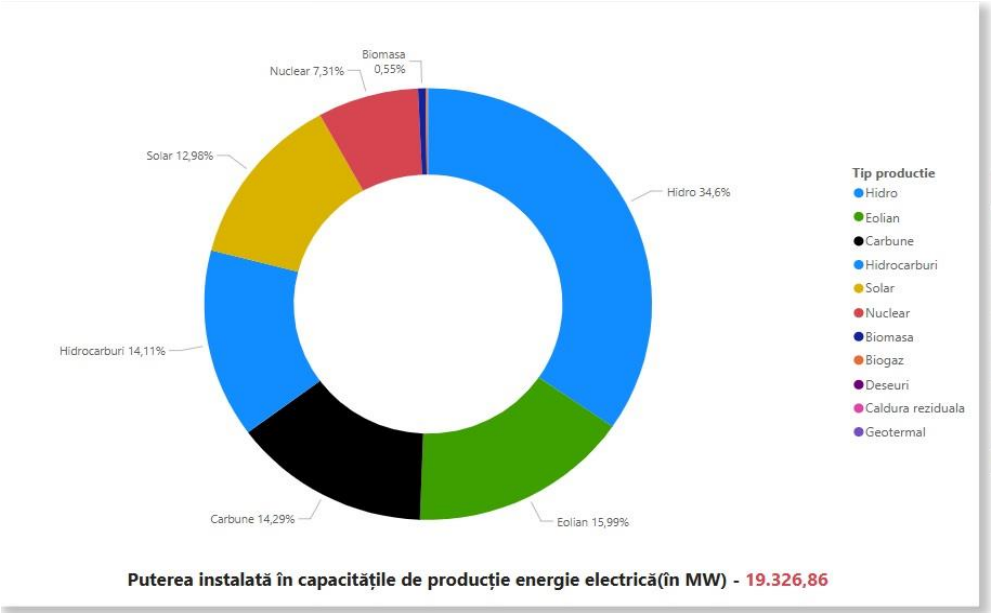
Analiza situaţiei actuale a RET şi a infrastructurii asociate – perioada 2021-2025

1. Capacităţi de producere a energiei electrice

În SEN sunt în funcţiune, din punct de vedere al sursei primare de energie, următoarele tipuri de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu şi fără producere combinată de energie electrică şi termică) bazate pe cărbuni sau gaze naturale, nuclearelectrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice bazate pe biomasă. De asemenea, începând cu anul 2023 au fost integrate în SEN facilități de stocare, iar creșterea puterii instalate la prosumatori a înregistrat valori însemnate Astfel:

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unităţile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcţiune 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 Porţile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variaţie a puterii unitare instalate: de la câţiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW puterea unitară a grupurilor de condensaţie pe lignit din centralele Rovinari şi Turceni;
- au fost instalate turbine eoliene cu puteri unitare mai mici de 1 ÷ 3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de turbine rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. În staţia de 400 kV Tariverde este racordată şi funcţionează o centrală electrică eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.
- la sfârșitul anului 2024, P_i totală în CEE totaliza 3095 MW, iar P_i în CEF însuma 1853 MW, iar P_i în centralele pe biomasă era de 138 MW.
- la data de 14.05.2025 puterea instalată în facilitățile de stocare totaliza 240,7 MW, iar cea instalată la prosumatori, totaliza 2634 MW.

Puterea instalată în SEN la data de 01.07.2025, în conformitate cu datele disponibile pe site-ul ANRE, totaliza 19326,86 MW, exceptând puterea instalată la prosumatori și unități de stocare.



Tip productie	Valoare
Hidro	6.686,33
Eolian	3.091,31
Carbune	2.762,20
Hidrocarburi	2.727,38
Solar	2.507,73
Nuclear	1.413,00
Biomasa	106,27
Biogaz	22,46
Deseuri	6,03
Caldura reziduala	4,10
Geotermal	0,05
Total	**19.326,86**

Fig. 1.1 - Puterea instalată în capacități de producere - 01.07.2025
(Sursă: www.anre.ro)

Pâna la data de 01.01.2020, puterea instalată la nivelul Sistemului Electroenergetic Național se determina prin însumarea cifrelor indicate de producător pe plăcuțele gereneratoarelor racordate la SEN, însă aceste valori nu reflectau puterea reală care ar fi putut fi activată, întrucât în multe centrale electrice existau grupuri indisponibile, aflate în imposibilitatea de a mai funcționa din diverse motive, precum: uzura tehnică ridicată, nerespectarea cerințelor de mediu, eficiența redusă, costuri de producție ridicate, respectiv dificultăți financiare ale entităților care le dețin.

În condițiile în care, în ultimii ani, acoperirea consumului de energie electrică la nivelul sistemului se dovedește a fi din ce în ce mai dificil de realizat din resurse energetice proprii, în condiții defavorabile de funcționare, atât în sezonul de vară, când sistemul se poate confrunta cu secetă extremă şi temperaturi foarte ridicate pe o perioada îndelungată (30 de zile consecutive), cât și în sezonul de iarnă, când se pot întâlni temperaturi foarte scăzute (sub -20 °C) pe o perioadă de cel puțin 10 zile consecutive, pentru a da o imagine corectă asupra funcționării Sistemului Electroenergetic Național, dar și pentru atragerea de investitori noi în zona de producere a energiei electrice, Ministerul de resort și ANRE au decis scoaterea din evidențe a tuturor grupurilor a căror licență a fost retrasă/modificată, valoarea puterii instalate în Sistemul Electroenergetic Național fiind identică cu valoarea puterilor instalate ale tuturor grupurilor incluse în licențele producătorilor.

În tabelul 1.1 sunt prezentate informații privitoare la structura capacității de producție a energiei electrice din SEN, pe tipuri de combustibil.

Tabelul 1.1 - structura capacității de producție în SEN

Tip centrală	**Puterea instalată în SEN *) [MW]**				
	01.01.2021	**01.01.2022**	**01.01.2023**	**01.01.2024**	**01.07.2025**
TOTAL din care:	**20590**	**19619**	**18651**	**18210**	**19326**
Cărbune	4787	4142	3422	2762	2762
Hidrocarburi	3206	2874	2629	2684	2727
Nucleară	1413	1413	1413	1413	1413
Hidro	6643	6645	6642	6643	6686
Eoliană	3013	3015	3015	3027	3091
Fotovoltaică	1391	1394	1392	1543	2508
Biomasă	137	136	138	138	139

** Putere instalată în capacitățile de producere a energiei electrice aflate în exploatare comercială (licențe valabile, în conformitate cu site-ul www.anre.ro)*

2. Adecvanța sistemului la vârful de sarcină

În conformitate cu observațiile AEM - Agenției Europene de Mediu (www.eea.europa.eu) referitoare la schimbările climatice, în decursul ultimilor 150 de ani, temperatura medie la nivel global a crescut cu aproape 0,8 ºC şi cu aproximativ 1 ºC în Europa. Impactul acestor schimbări climatice se poate observa deja şi, de asemenea, se estimează că va deveni mai pronunţat în viitorul apropiat. Evenimentele climatice extreme, cum ar fi valurile de căldură, perioadele de secetă şi de inundaţii din timpul verii, precum și perioadele cu ger extrem în perioada de iarnă sunt preconizate a deveni mai frecvente şi mai intense. Aceste modificări climatice care se manifestă și la nivelul tării noastre, induc factori de stres în ceea ce privește funcționarea SEN.

Iarna 2021 – 2022 a fost caracterizată prin două perioade meteorologice diferite: perioada de început și sfârșit (lunile octombrie 2021 și martie 2022) – reprezentând o perioadă de toamnă/primăvară rece, când temperaturile înregistrate au fost mai scăzute decât mediile multianuale cu 1,4 ÷ 1,5 ºC, și o perioadă cu caracteristici de iarnă foarte blândă (lunile noiembrie 2021 ÷ februarie 2022), cu temperaturi medii lunare situate cu 1,3 ÷ 3,1 ºC peste mediile multianuale.

În anul 2021, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat creșteri constante, cu un minim de 0,34 % în luna decembrie și, respectiv, un maxim de 21,65 % în luna aprilie; excepție au făcut lunile septembrie și noiembrie 2021, când s-au înregistrat reduceri ale consumului, de 0,7 % în septembrie, respectiv 1,8 % în noiembrie. Creșterea consumului a fost influențată în principal de reînceperea treptată a activității industriale, de temperaturile înregistrate în lunile ianuarie – aprilie ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din 2020, vremea fiind semnificativ mai rece, dar și de temperaturile mai calde din lunile verii 2021; de asemenea, s-a înregistrat o scădere a consumului în perioadele valurilor pandemice, corelat cu activitatea de muncă la distanță. Anul 2021 s-a încheiat cu o creștere a consumului de 4,5 %, respectiv o creștere a producției de 5,8 %.

Iarna 2022 – 2023 a fost caracterizată de temperaturi medii lunare mult mai ridicate decât mediile lunare multianuale, având caracteristici de iarnă blândă. De asemenea, mediile lunare înregistrate în iarna 2022 – 2023 au fost mai mari decât cele înregistrate în iarna precedentă, excepţie făcând luna februarie. În anul 2022, consumul de energie electrică la nivelul SEN, a înregistrat scăderi cu valori cuprinse între 13,09 % în luna octombrie și respectiv 1,58 % în luna ianuarie. Pe întreg anul 2022 s-a înregistrat o scădere a consumului brut intern de 7,4 % comparativ cu anul 2021, în timp ce producția a avut o scădere de 6,0 %. Scăderea consumului a fost influențată pe de o parte de creșterea prețurilor la combustibilii primari, fenomen care s-a reflectat în prețul final al energiei electrice, iar pe de altă parte de temperaturile medii lunare, acestea înregistrând sistematic anomalii pozitive, situându-se în general peste normele climatologice. Un alt element care a condus la reducerea consumului național de energie electrică, îl reprezintă intrarea în vigoare a *Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie.* Acesta prevede la articolul 3, alin. 1, faptul că *statele membre depun eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10 % față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință*[1].

[1] art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10 % din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

În ceea ce privește structura resurselor primare a energiei electrice, în anul 2022 (comparativ cu 2021), variația producției a înregistrat o scădere semnificativă în ceea ce privește energia produsă din surse hidroelectrice, respectiv 19,2 %, cauzată în principal de hidraulicitatea mai scăzută. S-au mai înregistrat, de asemenea, ușoare scăderi ale producției pe biomasă (5,6 %), cărbune (3,9 %), nuclear (1,9 %), respectiv creșteri ale producției fotovoltaice (4,0 %) și eoliene (6,0 %). Energia din hidrocarburi s-a menținut la un nivel constant, având variații nesemnificative (0,2 %).

Deși în anul 2022 soldul SEN s-a menținut pe import, 1191 GWh, acesta a înregistrat o scădere cu 45,9 % comparativ cu anul 2021, în care cantitatea de energie electrică importată a fost de 2203 GWh. Cantitatea de energie evitată la activare în cadrul platformei de compensare a dezechilibrelor IGCC[2] înregistrată anul trecut a fost de 177,6 GWh (import) în sensul creșterii de putere, respectiv de 252,9 GWh (export) în sensul reducerii de putere. Beneficiul obținut din participarea la acest mecanism a fost de aproximativ 98.917.427,19 euro, sumă care reprezintă o diminuare a costurilor rezultate în Piața de Echilibrare.

Anul 2023 s-a încheiat cu o reducere a consumului de 4,9 %. Reducerea consumului la nivel de an a fost determinată în special de doi factori, respectiv o temperatură medie anuală mai mare cu 0,76 °C în anul 2023 comparativ cu cea din anul 2022 (cu diferențe mai mari în special în sezonul rece, fapt care a determinat reducerea încălzirii din surse electrice), dar și de creșterea continuă a puterii instalate la prosumatori.

Scăderea consumului înregistrat în lunile ianuarie – martie 2023 a fost influențat în mare parte de temperaturile medii lunare, care au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general, peste normele climatologice.

Un alt factor determinant l-a reprezentat creșterea continuă a puterii instalate a prosumatorilor, de la aproximativ 630 MW la începutul lunii aprilie, la circa 970 MW la finalul lunii iunie.

Luna octombrie a continuat trendul scăzător al consumului (-1,02 %) care s-a manifestat în primele 9 luni ale anului 2023, însă, începând din luna noiembrie, la nivelul SEN, consumul de energie a înregistrat ușoare creșteri, cu valori cuprinse între 0,64 % în noiembrie și respectiv 1,15 % în luna decembrie.

Evoluția consumului în trimestrul al IV-lea a fost influențat atât de temperaturile medii lunare mai mari decât cele din anul 2022, cu un ecart pozitiv de 1,7 °C în luna octombrie și cu 0,2 °C în luna decembrie, respectiv un ecart negativ de 0,9 °C în luna noiembrie. În plus, scăderea numărului de ore de insolație, a condus la scăderea producței generate de prosumatori.

În ceea ce privește consumul de energie electrică la nivelul SEN, în anul 2024, acesta a înregistrat creșteri lunare, cu valori cuprinse între 0,51 % în luna februarie și 8,75 % în luna iulie, cu excepția lunilor aprilie și mai, când s-au înregistrat scăderi (-1,70 % în aprilie și -0,41 %). La nivelul anului 2024, creșterea de consum înregistrată este de 3,49 %.

[2] începând cu data de 17 decembrie 2021 ora locală 12:15, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL este conectat permanent la platforma europeană de compensare a dezechilibrelor, IGCC. Prin această alăturare, Operatorul de Transport și Sistem din România – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22).

Creșterea consumului la nivel de an a avut loc pe fondul unei temperaturi medii anuale mai mari cu 0,6 °C în anul 2024 comparativ cu cea din anul 2023, dar cu valori mai scăzute decât în anul anterior în lunile de toamnă – iarnă (ianuarie și septembrie – decembrie), respectiv mai ridicate în lunile de vară (iunie – august), fapt care a determinat creșterea utilizării climatizării alimentate din surse electrice. Creșterea consumului este în realitate mai mare, dacă se ține cont de creșterea puterii instalate la prosumatori, al căror consum alimentat din sursă proprie nu se cunoaște, dar și de consumatorii care dețin panouri fotovoltaice, dar nu sunt înregistrați ca prosumatori.

Creșterea consumului înregistrat în trimestrul I a fost influențată în mare parte de temperatura medie lunară a lunii ianuarie care, deși situată peste normele climatologice, a fost mai scăzută cu aproape 3,5 °C față de anul anterior.

Creșterea consumului înregistrat în trimestrul al II-lea a fost influențată în mare parte de temperatura medie lunară a lunii iunie, situată cu aproape 3,5 °C peste valoarea din anul anterior și cu 3,1 °C peste norma climatologică.

Trimestrul al III-lea al anului 2024 a fost caracterizat în medie de continuarea creșterii consumului măsurat, cu un minim de 2,21 % în luna septembrie și un maxim de 8,75 % în luna iulie. Creșterea a fost, de asemenea, influențată în mare parte de temperaturile medii lunare mai mari decât în anul 2023 cu 1,7 °C în luna iulie și cu 0,9 °C în luna august, care au compensat scăderea rezultată din scăderea temperaturii în luna septembrie și din creșterea puterii instalate a prosumatorilor, care la 30 septembrie 2024 era de cca. 2.142 MW, cu peste 900 MW peste valoarea de la finalul trimestrului III din anul 2023. Considerând pentru producția acestor prosumatori un procent din puterea instalată similar cu cel înregistrat în centralele electrice fotovoltaice a căror energie este măsurată și ținând cont de valoarea producției injectate de către prosumatori în rețea, se estimează că în trimestrul al III-lea din anul 2024 consumul alimentat direct de producția respectivă a reprezentat cel puțin 2 % din consumul SEN.

Evoluția consumului în trimestrul IV a fost influențată atât de temperaturile medii lunare mai mici decât cele din anul 2023, cu un ecart negativ de 2,4 °C în lunile octombrie și noiembrie, respectiv de 0,7 °C în luna decembrie. În plus, scăderea numărului de ore de insolație în lunile octombrie, dar mai ales noiembrie, a condus la scăderea producței generate de prosumatori. Menționăm faptul că la data de 01 decembrie 2024, puterea instalată la prosumatori era de 2.336 MW, cu cca. 950 MW peste valoarea de la 01 decembrie 2023. Astfel, în trimestrul al IV-lea s-au înregistrat creșteri lunare ale valorilor consumului, cu un minim de 2,18 % în luna decembrie și un maxim de 5,91 % în luna octombrie.

În fig. 2.1 este prezentată evoluţia consumului mediu brut, pe baza datelor primite de la producători.

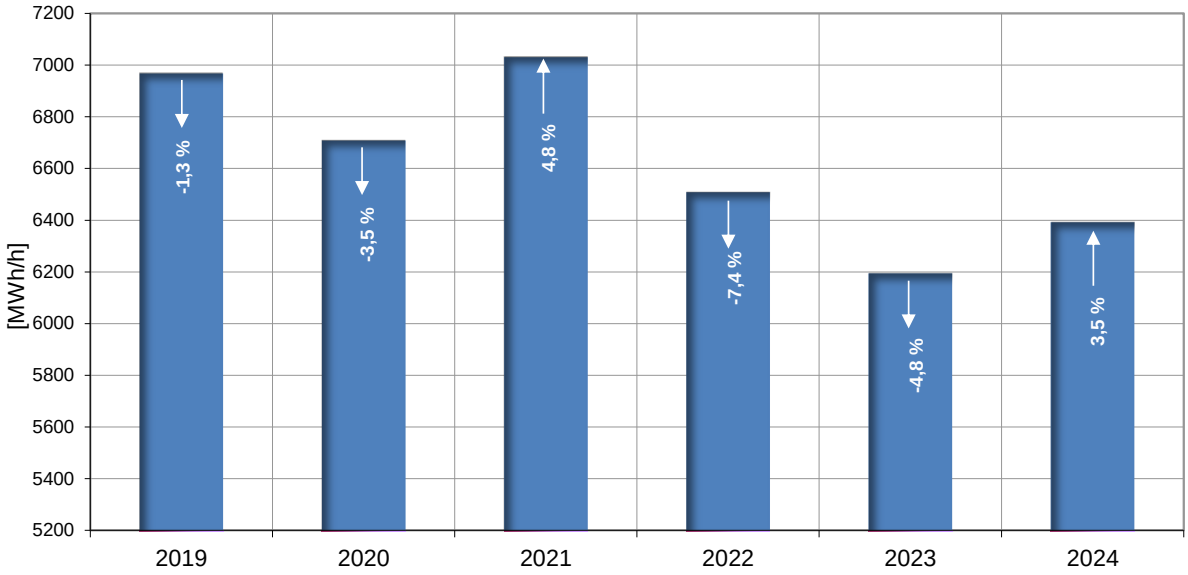


Fig. 2.1 - Variația consumului mediu brut în perioada 2019 - 2024 (MWh/h)

Valoarea maximă brută a consumului în anul 2024 a fost cu 111 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în anul 2023, dar cu 462 MW mai mică decât vârful de consum al anului 2022. Consumul maxim brut din anul 2024, a fost de 8821 MW și s-a înregistrat în ziua de 23 ianuarie 2024, în intervalul 10. Valoarea minimă brută a consumului (2843 MW) s-a înregistrat în data de 05 mai 2024, în intervalul 15 (Paștele Ortodox). Fig. 2.2 – Valori instantanee stocate pe site-ul www.transelectrica.ro, Secțiunea *Consum – Producție - Sold*.

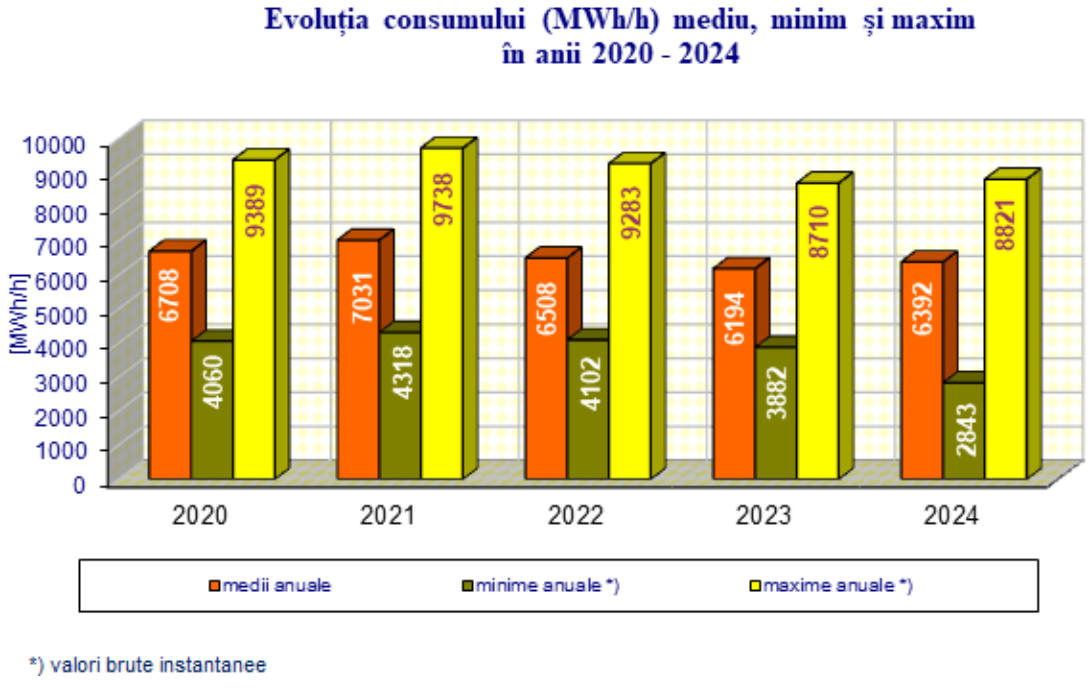


Fig. 2.2 – Evoluția consumului în intervalul 2020-2024

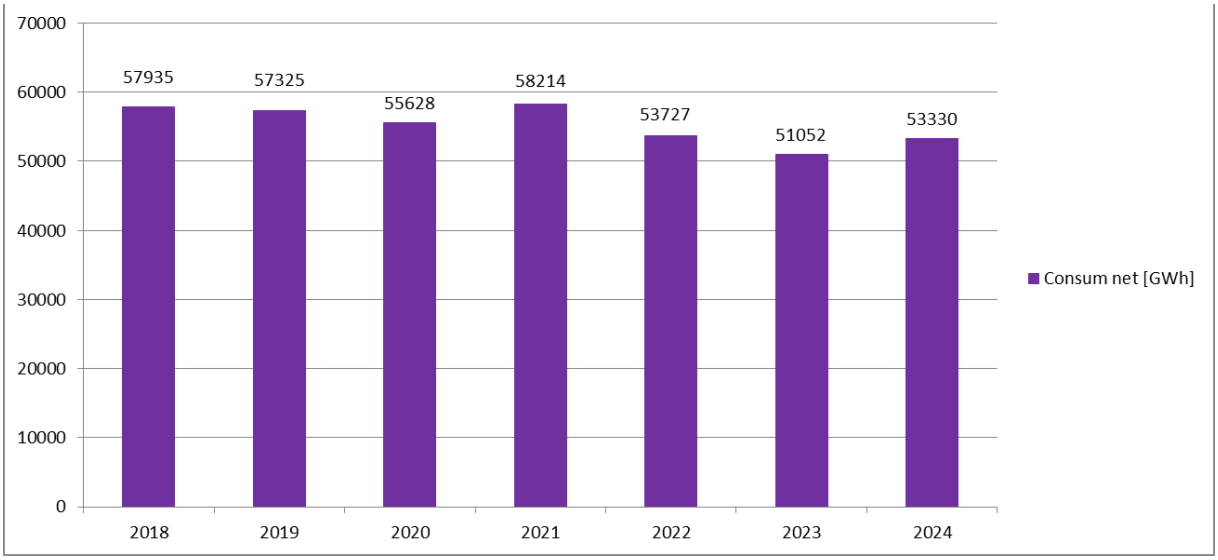


Fig. 2.3 - Evoluția consumului net anual în perioada 2018-2024

Graficul din Figura 2.3 evidențiază o evoluție oscilantă a consumului net de energie electrică în perioada 2018–2024. După o scădere progresivă de la 57.935 GWh în 2018 la 55.628 GWh în 2020, consumul a înregistrat un vârf în 2021, ajungând la 58.214 GWh. Ulterior, între 2021 și 2023, s-au înregistrat două scăderi succesive, consumul coborând la 51.052 GWh în 2023. În 2024 se remarcă o ușoară revenire, cu o creștere de 2.278 GWh față de anul precedent, consumul net ajungând la 53.330 GWh. Această evoluție reflectă influența cumulată a factorilor economici, energetici și climatici asupra cererii de energie.

Creșterea consumului a fost influențată în principal de reînceperea treptată a activității industriale afectată de valurile pandemice, de temperaturile înregistrate în lunile ianuarie – aprilie ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din 2020, vremea fiind semnificativ mai rece, dar și de temperaturile mai calde din lunile verii 2021; de asemenea, s-a înregistrat o scădere a consumului în perioadele valurilor pandemice, corelat cu activitatea de muncă la distanță.

Schimburile fizice de energie electrică cu sistemele vecine (ore CET) sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile şi importurile realizate în baza contractelor între participanţii la piaţa de energie electrică, la care se adaugă schimburile tehnice datorate circulaţiilor în buclă între sistemele interconectate şi schimburilor pentru reglajul frecvenţei (Fig. 2.4 şi 2.5).

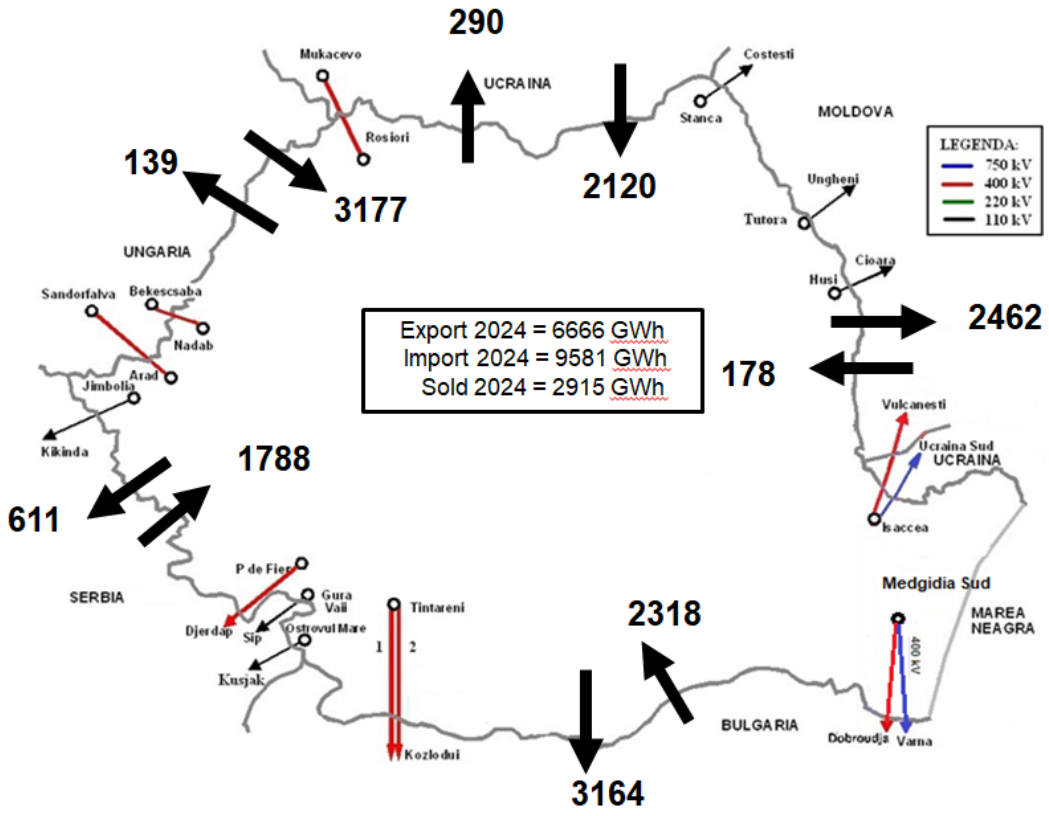


Fig. 2.4 – Schimburile de energie realizate pe granițe în anul 2024 în GWh

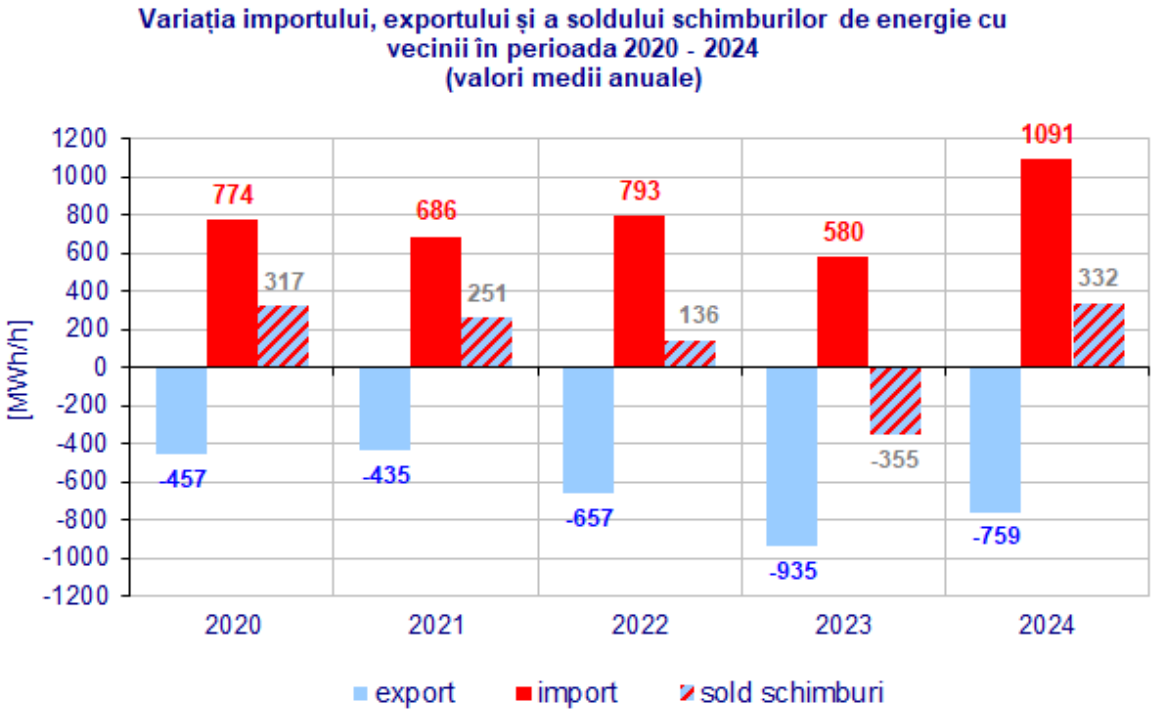


Fig. 2.5 – Variația importului, exportului și a soldului

Dacă până în anul 2018, cu mici excepții, soldul schimburilor SEN s-a menţinut în fiecare an pe export, începând cu anul 2019, acesta a trecut pe import (mai puțin anul 2023, care a

înregistrat pe sold un export net de 355 MWh/h). Anul 2024 s-a încheiat cu un import net de 332 MWh/h.

În ceea ce privește consumul de energie electrică la nivelul SEN, în primele 10 luni ale anului 2023, acesta a înregistrat scăderi lunare, cu valori cuprinse între 1,02 % în luna octombrie, respectiv 11,61 % în luna ianuarie. Începând cu luna noiembrie, consumul a înregistrat un trend crescător, cu valori cuprinse între 0,64 % în noiembrie, respectiv 2,06 % în luna decembrie. Anul 2023 s-a încheiat cu o reducere a consumului de 4,82 %. Reducerea consumului la nivel de an a fost determinată în special de doi factori, respectiv o temperatură medie anuală mai mare cu 0,76 °C în anul 2023 comparativ cu cea din anul 2022 (cu diferențe mai mari în special în sezonul rece, fapt care a determinat reducerea încălzirii din surse electrice), dar și de creșterea continuă a puterii instalate la prosumatori.

Scăderea consumului înregistrat în trimestrul I a fost influențat în mare parte de temperaturile medii lunare, care au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general, peste normele climatologice. Un alt element care a condus la reducerea consumului național de energie electrică, îl reprezintă intrarea în vigoare *a Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie. Acesta prevede la articolul 3, alin. 1, faptul că statele membre depun eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10 % față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință*[3].

Scăderea consumului înregistrat în trimestrul al II-lea a fost influențat în mare parte de contextul european, caracterizat de o încetinire a activităților economice[4], previziunile pentru România de creștere a PIB pentru primăvara 2023 fiind de 3,2 %, comparativ cu 4,7 % cât s-a înregistrat în perioada similară a anului anterior.

Un alt factor determinant l-a reprezentat creșterea continuă a puterii instalate a prosumatorilor, de la aproximativ 630 MW la începutul lunii aprilie, la circa 970 MW la finalul lunii iunie.

Trimestrul al III-lea al anului 2023 a fost caracterizat de continuarea scăderii consumului măsurat, cu valori cuprinse între 5,27 % în luna iulie, respectiv 2,95 % în luna august. Scăderea a fost cauzată în mare parte de creșterea continuă a prețurilor de consum și a serviciilor, care au creat un impact în creșterea consumului de energie electrică mai puternic decât se estima[5], cu toate că prețurile la energie au continuat să înregistreze un trend descrescător. Deși sezonul turistic al verii 2023 a fost unul intens în aproape toată Europa, încetinirea acordării creditelor bancare către sectorul economic, prin înăsprirea politicii monetare, a condus la o scădere continuă a sectorului economic care s-a reflectat implicit în consumul de energie electrică. Pe de altă parte, un factor decisiv al scăderii consumului măsurat îl reprezintă creșterea continuă a puterii instalate a prosumatorilor, care a ajuns la data de 31.08.2023 la circa 1.060 MW. Considerând pentru producția acestor prosumatori un procent din puterea instalată similar cu cel înregistrat în centralele electrice fotovoltaice a căror energie este măsurată, se estimează că în trimestrul al III-lea din anul 2023 consumul

[3] art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10 % din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

[4] https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/spring-2023-economic-forecast-improved-outlook-amid-persistent-challenges_en

[5] https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/summer-2023-economic-forecast-easing-growth-momentum-amid-declining-inflation-and-robust-labour_en

alimentat de producția respectivă a reprezentat cel puțin 2 % din consumul SEN. Până la finalul anului 2023 estimăm că puterea instalată a prosumatorilor va atinge 1.500 MW.

Prima lună din trimestrul al IV-lea a continuat trendul scăzător al consumului (1,02 % în octombrie 2023) care s-a manifestat în primele 9 luni ale anului 2023, însă, începând din luna noiembrie, la nivelul SEN, consumul de energie a înregistrat ușoare creșteri, cu valori cuprinse între 0,64 % în noiembrie, respectiv 2,06 % în luna decembrie.

Evoluția consumului în trimestrul IV a fost influențată atât de temperaturile medii lunare mai mari decât cele din anul 2022, cu un ecart pozitiv de 1,7 °C în luna octombrie și cu 0,2 °C în luna decembrie, respectiv un ecart negativ de 0,9 °C în luna noiembrie. În plus, scăderea numărului de ore de insolație, a condus la scăderea producței generate de prosumatori. Menționăm faptul că la data de 01 decembrie 2023, puterea instalată la prosumatori era de 1.388 MW.

Structura producţiei este prezentată în Tabelul 2.1. şi figura 2.6.

Tabelul 2.1 - Structura anuală a producției în perioada 2020 - 2024 E[GWh]

Structura anuală a producției în perioada 2020 - 2024 E[GWh]

an	2020	2021	2022	2023	2024
Nuclear	11465	11284	11084	11192	10914
Carbune	9613	10942	10521	8160	7043
Hidrocarburi	10239	10619	10640	9907	10669
Ape	15701	17710	14311	18552	14409
Eoliene	6945	6576	6971	7548	6364
Biomasa	444	551	520	352	410
Fotovoltaica	1733	1703	1771	1658	2201
Stocare (baterii)	0	0	0	2	29
Prosumatori *)	0	0	0	0	1198
Total Productie	**56140**	**59385**	**55818**	**57371**	**53237**

*) Include energia injectata in retea, fara consumul intern al prosumatorilor.

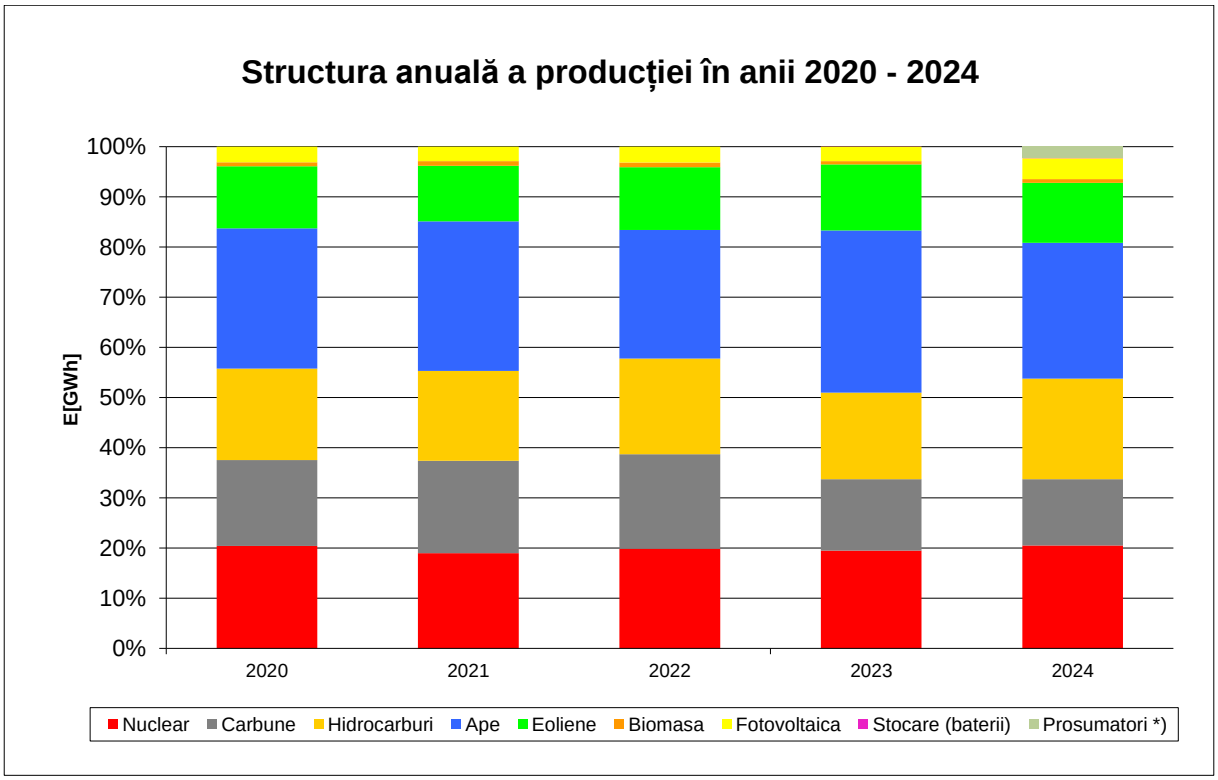


Fig. 2.6 - Structura anuală a producției în anii 2020 – 2024

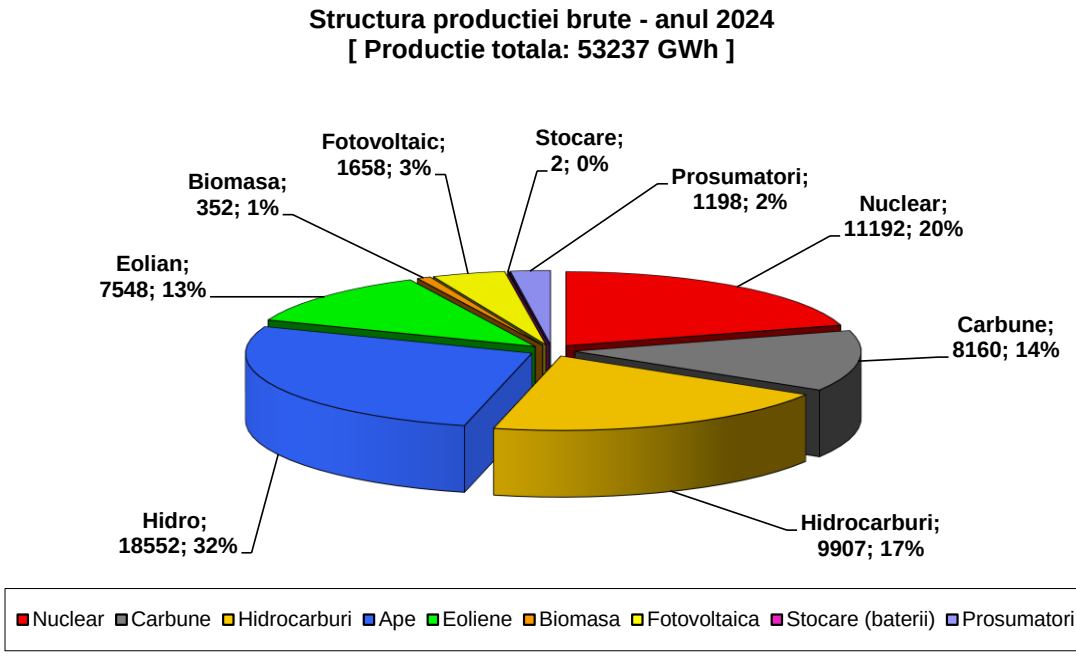


Fig. 2.7 - Structura producției brute pentru anul 2024

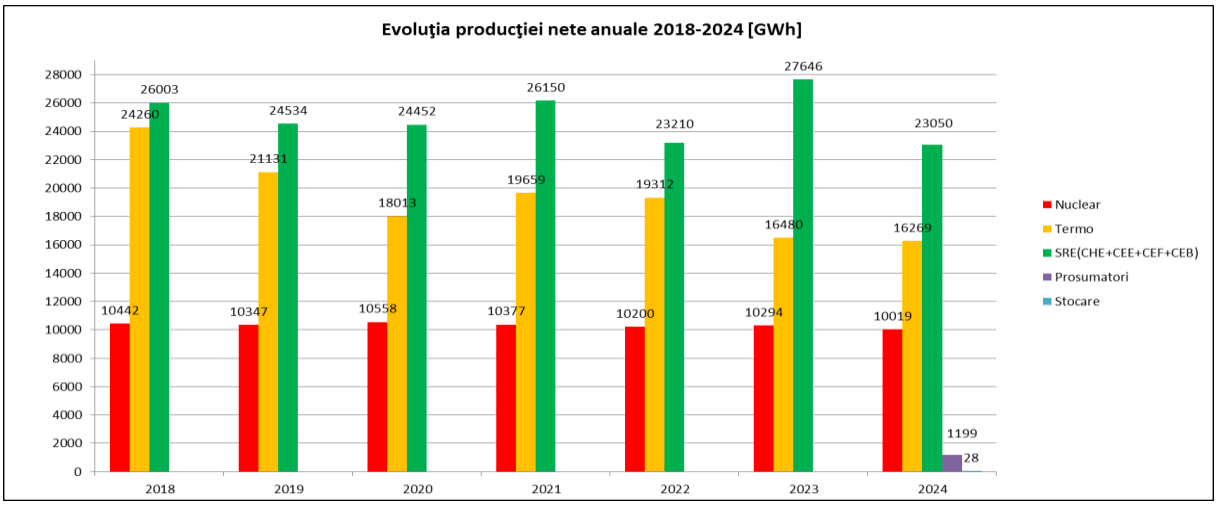


Fig. - 2.8 Evoluția producției nete anuale 2018 - 2024

Din evoluția producției nete pentru perioada 2018 – 2024, ilustrată în Fig. 5.2.7, se constată că energia produsă de CNE Cernavodă a fost aproape constantă în decursul acestei perioade. Se poate observa că energia produsă de sursele regenerabile a depăşit energia produsă de centralele ce funcţionează cu combustibili fosili. În anul 2024 energia produsă de prosumatori a fost de 1199 GWh

Din Tabelul 2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvanţei sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea disponibilă netă în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din iulie 2024 în condiţii de siguranţă în funcţionare a SEN. Valoarea capacității rămase a reprezentat cca. 15% din puterea disponibilă netă în SEN.

Tabelul 2.2 - Capacitatea disponibilă netă în SEN

Nr. crt.	**Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii iulie 2024 - ora 12 RO (ora 11 CEST)**	**[MW]**
1	centrale hidroelectrice	6312
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice convenţionale	4184
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4619
5	alte centrale	0
6	**Capacitatea de producţie netă [6=1+2+3+4+5]**	**16415**
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	3640
8	Putere în reparaţie planificată	1740
9	Putere în reparaţie accidentală	562
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	732
11	**Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]**	**9741**
12	**Consum intern**	**7281**
13	**Abatere consum faţă de consumul maxim al lunii**	**773**
14	**Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]**	**2460**
	Schimbul de putere cu alte sisteme	

15	Import	1612
16	Export	543
17	**Sold Import-Export [17 = 15 - 16]**	**1069**
18	**Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]**	**3529**

3. Capacităţi interne de transport al energiei electrice şi interconexiuni cu alte sisteme

Reţeaua electrică este ansamblul de linii, staţii electrice şi alte echipamente electroenergetice conectate între ele, inclusiv elementele de susţinere, control şi protecţie a acestora.

Conform Legii energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, reţeaua electrică de transport (RET) este reţeaua electrică de interes naţional şi strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV. RET realizează interconectarea între producători, reţelele de distribuţie, consumatorii mari şi sistemele electroenergetice învecinate.

Reţeaua 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 şi condiţiilor asociate licenţei pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

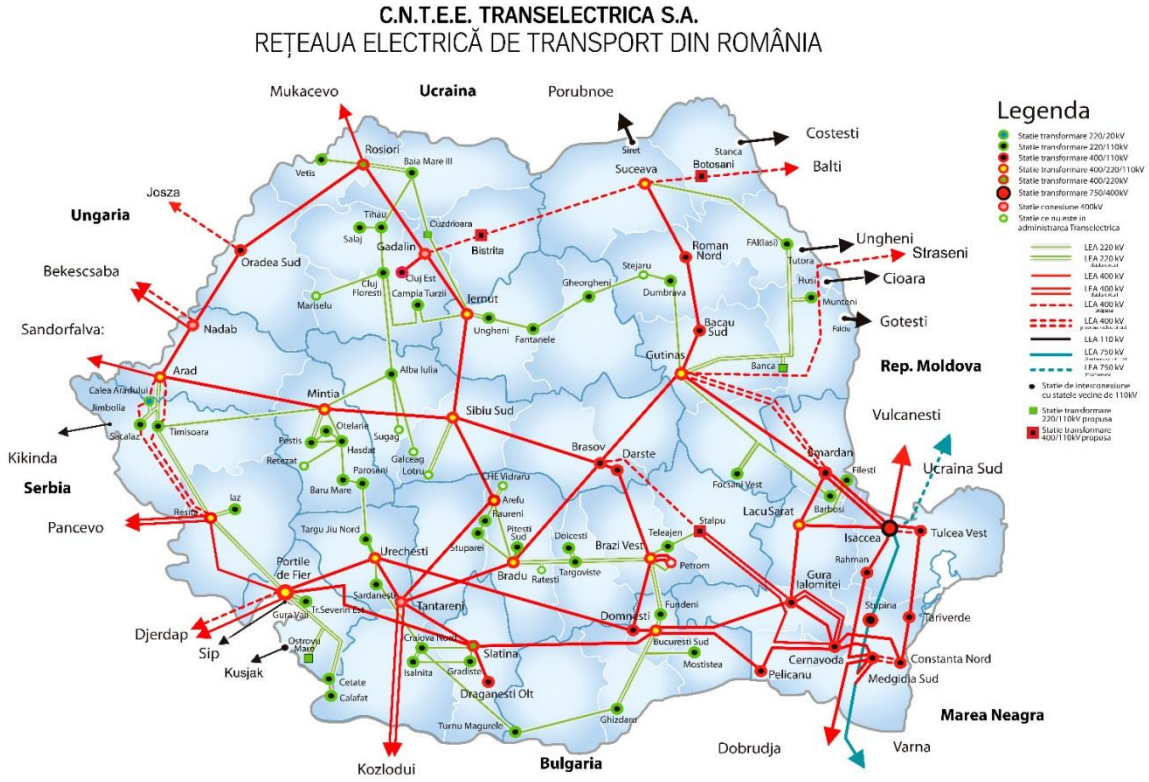


Fig. 3.1 - Reţeaua Electrică de Transport – iunie 2025

LEGENDĂ:

- LEA 110 kV :
- LEA 220 kV :
- LEA 400 kV : (: funcţionează la 220 kV
- LEA 750 kV: (funcționează la 400 kV)

În Tabelul 3.1 este prezentată sintetic componenţa RET conform Deciziei președintelui ANRE nr. 802/2016 pentru modificarea Licenţei 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 Licenţei.

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 400 kV, 220 kV, 110 kV şi staţii electrice având tensiunea superioară celei de 400 kV şi 220 kV, conform tabelului 3.1.

Tabelul 3.1 Instalaţiile RET

Tensiunea [kV]	STAŢII			LEA [km]
	Staţii [nr.]	Unităţi de transformare >=100 MVA T/AT [nr.]	Putere nominală aparentă T/AT [MVA]	
400	38	2 20 31	500 400 250	4971,70*
220	43	2 81 1	400 200 100	3875,64
110	0	0	0	40,42
TOTAL	**81**	**137**	**34850**	**8890,87**

**) 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 **9243,065 km**, din care liniile de interconexiune au lungimea de 413,225 km.

Investiţiile efectuate până în prezent au permis menţinerea la un nivel corespunzător a infrastructurii de conducere prin dispecer şi a infrastructurii necesare funcţionării pieţelor de electricitate: reţea naţională de fibră optică, sistem de monitorizare şi conducere EMS-SCADA, sistem de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro, platforme IT de tranzacţionare şi decontare. Este în curs de desfăşurare programul de modernizare a întregii reţele la nivelul celor mai înalte standarde europene cu lucrări de

modernizare şi retehnologizare a staţiilor electrice cele mai importante din RET, precum şi de dezvoltare a capacităţii de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/retehnologizare efectuate în reţea au urmărit în permanenţă adoptarea de echipamente la nivelul tehnic al perioadei respective, ceea ce a permis şi alegerea unor scheme de conexiuni simplificate pentru staţiile electrice. Transformatoarele şi autotransformatoarele noi instalate în staţiile retehnologizate se caracterizează prin parametri de funcţionare îmbunătăţiţi şi soluţii constructive fără unităţi de reglaj sau unităţi monofazate, mărind siguranţa în funcţionare şi reducând semnificativ costurile de mentenanţă, impactul negativ asupra mediului şi pierderile de energie electrică în reţea.

4. Gradul de încărcare a elementelor RET

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe regimurile de referință din perioadă studiată: sezonul de vară 2025 și sezonul de iarnă 2024 – 2025. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului import – export cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de rețea în conformitate cu Programul Anual de Retragere (PAR) din exploatare a echipamentelor pentru desfășurarea lucrărilor de investiții și mentenanță din RET. De asemenea, au fost considerate și indisponibilitățile unor unități de transformare din RET ca urmare a retragerii din exploatare. În calculele de regimuri se iau în considerare consumurile în stațiile electrice citite la palierul caracteristic de consum VSI (Vârf Seară Iarnă), respectiv VDV (Vârf Dimineață Vară).

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. Aceste aspecte pot conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

Rezultatele analizelor ce sunt prezentate în continuare sunt preluate din studiile semestriale de planificare operaţională a funcţionării SEN pentru perioadele de vară 2025 și iarnă 2024 – 2025.

4.1 Sezonul de vară 2025

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de vară 2025 este realizată pe un regim VDV cu producţie de cca. 2982 MW în CEE, 1200 MW în CEF, sold de export de 1000 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET Bacău:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă în stația 110/20 kV Liești, iar LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în rezervă în stația 110 kV Brăilița;
- RTh **Smârdan**: în vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, continuă desfășurarea etapizată a lucrărilor succesive;

Ipoteza considerată pentru schema de calcul este: Trafo 1 (Trafo 2 vechi) – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 în funcțiune, iar LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 retrasă din exploatare;

Stația veche 400 kV Smârdan va fi retrasă definitiv din exploatare. Stația nouă 400 kV va avea două diametre.

Este în funcțiune LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat. Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV.

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Gemenele** (9 MW) și CEF **Vulturu** (9.75 MW);
- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Ruginoasa și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;
- Bobinele de compensare 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile.

DET București:

- Stația 110 kV **Bălțăgești**, racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu I_n=800 A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 30°C}$=485 A pe LEA 110 kV Bălțăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dintre celula LEA 110 kV Bălțăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm^2), deși de la stâlpul nr. 1 din stația 110 kV Gura Ialomiței până în stația 110 kV Bălțăgești, conductorul activ are secțiune superioară;
- RTh **Medgidia Sud**:

Se consideră că RTh Medgidia Sud 400 kV este finalizată, Trafo 1 și 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată (lucrările în stația 110 kV sunt în desfășurare). Liniile de interconexiune din Dobrogea cu Bulgaria sunt LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

- Sunt in funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 nou, LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (fostul circ. 2), LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 nou, acesta din urmă fiind considerat în rezervă;
- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni (1 buc.), 400 kV București Sud (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt disponibile;
- Se funcționează cu:

- LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;
- LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;
- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

- TC 110 kV din stația Medgidia Sud pe liniile de 110 kV Medgidia 1 și Mircea Vodă – derivație Făclia au fost înlocuite cu echipamente cu curent nominal superior, I_n = 1250 A;
- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Alexandria 1** (9,9 MW), CEF **Trivalea Moșteni 1,2,3** (19 MW), CEF **Mereni** (9 MW), CEF **Scurtu Mare** (44 MW), CEF **Gălbiori 3** (5 MW) și CEF **Ileana** (26 MW);
- Se menționează că în funcție de producția în CEE din secțiunea S6 în diversele cazuri analizate, se vor opera unele buclări în RED.

DET Craiova:

- Stația **Slatina**: Se consideră o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);
- Stația **Arefu**: s-a pus în funcțiune nivelul de 400 kV în stația Arefu. Prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, au fost puse în funcțiune LEA 400 kV Arefu – Țânțăreni și LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud. A fost pus în funcțiune AT 400 MVA, 400/220 kV Arefu. În

urma unei analize și la propunerea DET Craiova, s-au considerat LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului în rezervă;

Retehnologizarea stației 220 kV este finalizată încă din sezonul precedent, ambele unități de transformare fiind disponibile.

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Bradu**, **Urechești, Țânțăreni** sunt disponibile.
- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Izvoru Bârzii** (13 MW), CEF **Cojani 2** (13.8 MW), CEF **Topoloveni Argeș** (13 MW), CEF **Filiași 1, 2** (17 MW), **CEF Iancu Jianu 1, 2** (19 MW).

DET Timișoara:

- Ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud** în funcțiune, respectiv LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș și CT 110 kV Vașcău deconectate, cu următoarea distribuție în stația Vașcău: LEA 110 kV Beiuș și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 1 – 110 kV şi LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 2 – 110 kV, făcând ipoteza că este remediată problema indisponibilității întreruptorului aferent BC 100 MVAr din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singură pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la bara 1 – 400 kV;
- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat radial din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat prin LES din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune. Alimentarea de rezervă pentru Oțelărie Hunedoara este din stația 220 kV Hășdat;
- RTh **Reșița**:

Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate. Sunt în funcțiune (pe o celulă mobilă racordată la bara 1 – 220 kV) provizoratul LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2. LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 este retrasă din exploatare. LEA 220 kV Timișoara circ. 1 și circ. 2 în funcțiune pe celulele Iaz circ. 2, respectiv circ. 1 retehnologizate;

Este realizată stația 400 kV Reșița cu următoarele elemente: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV Reșița – Pancevo circ.1 și circ.2, AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița, Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV, BC 400 kV Reșița. Conform propunerii DET Timișoara, se consideră menținerea în funcțiune a Trafo 250 MVA la B1 – 400 kV și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă;

- RTh **Baru Mare**:

Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate. AT1 200 MVA Baru Mare nou este în funcțiune. Se desființează LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizorat. Este finalizată retehnologizarea stației 110 kV și desființate toate provizoratele realizate în ultima etapă a retehnologizării.

Stația 110 kV Baru Mare are CL 110 kV și CT2A 110 kV deconectate. LEA 110 kV Hațeg și LEA 110 kV Pui în funcțiune la bara 2A – 110 kV și LEA 110 kV Oțelu Roșu în funcțiune la bara 1 – 110 kV. Zona 110 kV Paroșeni – Baru Mare va funcționa debuclat de zona 110 kV Hășdat – Peștiș – Mintia.

Zona 110 kV Hășdat se buclează cu zona 110 kV Pestiș – Mintia prin deconectarea CT 110 kV Laminoare și conectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2;

În Petrila CT 110 kV deconectată și LEA 110 kV Baru Mare circ. 2 deconectată în Paroșeni;

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Carani** (49 MW), CEF **Sânmartin 2** (83 MW), CEF **Moșnița** (48.8 MW), CEF **Horia 1** (31.8 MW);
- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV Arad, Mintia și Oradea Sud sunt disponibile.

DET Cluj:

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclare în RED 110 kV. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de iarnă 2024 - 2025;
- **CTE Iernut** (centrala veche/nouă) este considerată în funcțiune cu în diverse regimuri de funcționare;
- Reconductorarea cu conductor de capacitate mărită a **LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni** și **LEA 220 kV Gheorgheni – Fântânele** este finalizată;
- S-a modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Glodeni 2** (50 MW);
- Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclat de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată; Zona RED 110 kV Sibiu este debuclată de zonele 110 kV Brașov și 110 kV Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului. Schema de funcționare în stația 110 kV Sibiu Sud este cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată și cu următoarea distribuție:
  - Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cisnădie și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;
  - Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.
- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Sibiu Sud, Roșiori**, **Dârste, Gădălin** sunt disponibile.
- În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV și LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea 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 analizat, LEA 400 kV sunt încărcate în majoritate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW). Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:
  - LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 705 MW);
  - LEA 400 kV Medgidia Sud - Dobrudja (cca. 649 MW);
  - LEA 400 kV Medgidia Sud - Varna (cca. 647 MW);
  - LEA 400 kV Medgidia Sud - Cernavodă (cca. 566 MW);
  - LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud (cca. 484 MW);
  - LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (cca. 450 MW);

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 150$ MW). Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 4.1, iar încărcarea liniilor de 400 kV şi 220 kV ($\%I_{adm}$) este prezentată sintetic în Tabelul 4.2. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculelor de verificare a criteriului (N-1) şi din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 4.1 - Încărcarea unităților de transformare

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (%S_n)		Încărcare AT 220/110 kV (%S_n)		Încărcare T 400/110 kV (%S_n)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2025	68.3	25.8	69.3	21.01	81.5	36.5

Tabelul 4.2 - Numărul de unități de transformare

Regim	LEA 400 kV (%I_{adm})		LEA 220 kV (%I_{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2025	63.6	17	37.8	13

4.2 Sezonul de iarnă 2024 - 2025

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de iarnă 2024 – 2025 este realizată pe un regim VSI cu producţie de 2970 MW în CEE, sold de export de 1000 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET Bacău:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă în stația 110/20 kV Liești, iar LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în rezervă în stația 110 kV Brăilița.
- RTh **Smârdan**: în vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, continuă desfășurarea etapizată a lucrărilor succesive. Deoarece nu se estimează vreo punere în funcțiune, ipoteza considerată pentru schema de calcul este similară cu cea din sezonul precedent de vară 2024 și anume: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibilă, iar LEA 400 kV Smardan – Isaccea circ. 2 este indisponibilă. Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV;
- S-a modelat CEF Borzești (48.8 MW);
- Este modelată stația nouă 110/35 kV **Ruginoasa** în care este racordată CEE Ruginoasa 60 MW. Stația Ruginoasa este integrată în sistem intrare – ieșire în fosta LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos, rezultând LEA 110 kV Vatra – Ruginoasa și LEA 110 kV Ruginoasa – Târgu Frumos.
- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Ruginoasa și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;
- Bobinele de compensare 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile.

DET București:

- Stația 110 kV **Bălțăgești**, racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu In = 800 A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 30°C}$=485 A pe LEA 110 kV Bălțăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dinte celula LEA 110 kV Bălțăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm^2), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Bălțăgești, conductorul activ are secțiune superioară;
- RTh **Medgidia Sud**:

Se consideră că RTh Medgidia Sud nu este finalizată, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, celălalt Trafo fiind indisponibil, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată. Liniile de interconexiune din Dobrogea, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna sunt racordate în stația 400 kV Medgidia Sud, astfel încât liniile de interconexiune sunt LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

- S-au pus în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 nou, LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (fostul circ. 2), LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 nou, acesta din urmă fiind considerat în rezervă;
- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni (1 buc.), 400 kV București Sud (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt disponibile;
- Se funcționează cu:

- LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;
- LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;
- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

- Se menționează că a fost primită informația că TC 110 kV din stația Medgidia Sud pe liniile de 110 kV Medgidia 1 și Mircea Vodă – derivație Făclia au fost înlocuite cu echipamente cu curent nominal superior, I_n = 1250 A;
- Se menționează că în funcție de producția în CEE din secțiunea S6 în diversele cazuri analizate, se vor opera unele buclări în RED.

DET Craiova:

- LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- Stația **Slatina**: Se va funcționa cu o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);
- Datorită incertitudinii legate de trecerea la nivelul de 400 kV a statiei 220/110 kV Arefu, prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu Sud, aceasta nu a fost modelată în schema de calcul, dar se va face o analiză de sensibilitate pentru evaluarea impactului acesteia. Retehnologizarea stației 220 kV este finalizată, ambele unități de transformare fiind disponibile;
- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV Bradu, Urechești, Țânțăreni sunt disponibile;
- În afară de CEF **Rătești** (P = 131 MW), modelată deja din iarna 2023 – 2024, s-a modelat CEF **Slătioara** (30 MW).

DET Timișoara:

- Ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud** în funcțiune, respectiv LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș și CT 110 kV Vașcău deconectate, cu următoarea distribuție în stația Vașcău: LEA 110 kV Beiuș și LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV şi LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 2 – 110 kV, făcând ipoteza că este remediată problema indisponibilității întreruptorului aferent BC 100 MVAr din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singura pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la bara 1 – 400 kV;
- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat radial din stația 110 kV Iaz este oprit;

- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat prin LES din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune. Alimentarea de rezervă pentru Oțelărie Hunedoara este din stația 220 kV Hășdat;
- RTh **Reșița**:

Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate.

Sunt în funcțiune (pe o celulă mobilă racordată la bara 1 – 220 kV) provizoratul LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2. LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 este retrasă din exploatare. LEA 220 kV Timișoara circ. 1 și circ. 2 în funcțiune pe celulele Iaz circ. 2, respectiv circ. 1 retehnologizate. S-a considerat realizată stația 400 kV Reșița cu următoarele elemente: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV Reșița – Pancevo circ.1, AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița, BC 400 kV Reșița. S-au modelat LEA 400 kV Reșița – Porțile de Fier, LEA 400 kV Reșița – Pancevo.

Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 110 kV sunt finalizate. S-au desființat toate provizoratele realizate pentru realizarea lucrărilor de retehnologizare. S-a desființat LEA 110 kV Ciudanovița – Câlnic provizorat, realizat prin șuntarea LEA 110 kV Reșița – Ciudanovița cu LEA 110 kV Reșița – Câlnic.

- RTh **Baru Mare**:

Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate. AT1 200 MVA Baru Mare nou este în funcțiune. Se desființează LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizorat.

Se consideră finalizată retehnologizarea stației 110 kV și desființate toate provizoratele realizate în ultima etapă a retehnologizării. Sunt deja puse în funcțiune LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu, LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva, LEA 110 kV Oțelu Roșu - Rușchița – Retezat, LEA 110 kV Baru Mare – Lonea și LEA 110 kV Baru Mare – Pui CFR. Schema de funcționare în stația 110 kV Baru Mare este cu două bare obținute prin combinațiile stării cuplelor. Zona 110 kV Paroșeni – Baru Mare va funcționa debuclat de zona 110 kV Hășdat – Peștiș – Mintia.

Zona 110 kV Hășdat se buclează cu zona 110 kV Pestiș – Mintia prin deconectarea CT 110 kV Laminoare și conectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2 și cu LEA 110 kV Simeria – Călan în funcțiune în stația 110 kV Simeria și deconectată în Călan.

În Petrila CT 110 kV deconectată și LEA 110 kV Baru Mare circ. 2 deconectată în Paroșeni; În afară de CEF Lipova (6 MW), modelată deja din vara 2024, nu s-au modelat alte CEF; S-au modelat AT3 – 400 MVA 400/220 kV Reșița și AT – 200 MVA 220/110 kV Baru Mare.

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV Arad, Mintia și Oradea Sud sunt disponibile.

DET Cluj:

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclare în RED 110 kV. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de vară 2024;
- **CTE Iernut** (centrala veche) se retrage definitiv din exploatare din 31.08.2024. Probele cu primul grup TG6 la centrala nouă încep la sfârșitul anului. Ca urmare, nu este considerată nicio producție în această centrală;
- S-a pus în funcțiune stația **CFR Mureni** (intrare – ieșire în LEA 110 kV Fântânele – Hoghiz circ. 2). În stația Fântânele, LEA 110 kV Mureni și LEA 110 kV Hoghiz vor fi în funcțiune;

- S-a considerat că **LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni** și **LEA 220 kV Gheorgheni – Fântânele** sunt reconductorate cu conductor de capacitate mărită;
- S-au modelat , în afară de CEF **Glodeni** (48 MW) și CEF **Prundu Bârgăului** (6 MW) modelate deja din vara 2024, următoarele: CEF **Pârâu** (65.7 MW), CEF **Sărmășag** (45 MW), CEF **Satu Mare 1** (66 MW), CEF **Teiuș** (60 MW); Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclat de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată; Zona RED 110 kV Sibiu este debuclată de zonele 110 kV Brașov și 110 kV Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului. Schema de funcționare în stația 110 kV Sibiu Sud este cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată și cu următoarea distribuție:

- Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cisnădie și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;
- Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV Sibiu Sud, Roșiori, Dârste, Gădălin sunt disponibile.

În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV și LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea 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 analizat, LEA 400 kV sunt încărcate în majoritate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW). Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (cca. 898 MW);
- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 840 MW);
- LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud (cca. 760 MW);
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (cca. 670 MW);
- LEA 400 kV Tânțăreni – Kozlodui, circ. aflat în funcțiune (cca. 556 MW);
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței (cca. 530 MW);
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Tânțăreni (cca. 525 MW).
- LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă (cca. 507 MW).

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt în majoritate încărcate sub puterea naturală (Pnat ≈150 MW). Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord (cca. 258 MW);
- LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1, 2 (cca. 267 MW);
- LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord (cca. 256 MW);
- LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare (cca. 211 MW);
- LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat (cca. 210 MW);
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1, 2 (cca. 203 MW);
- LEA 220 kV Barboși – Filești (cca. 198 MW);
- LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești (cca. 189 MW);
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni (cca. 177 MW);
- LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava (164 MW);

- LEA 200 kV Dumbrava – Stejaru (cca. 163 MW);
- LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen (cca. 157 MW);
- LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1, 2 (cca. 155 MW);
- LEA 220 kV Pești – Hășdat (cca. 152 MW);
- LEA 220 kV Timișoara – Săcălaz (cca. 142 MW);
- LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia (cca. 138 MW);
- LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest (cca. 137 MW);
- LEA 220 kV Arad – Timișoara (cca. 134 MW).

Încărcarea unităților de transformare (%Sn) este prezentată sintetic în Tabelul 4.3, iar încărcarea liniilor de 400 kV şi 220 kV (%Iadm) este prezentată sintetic în Tabelul 4.4. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculelor de verificare a criteriului (N-1) şi din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 4.3 - Încărcarea unităților de transformare

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (%S_n)		Încărcare AT 220/110 kV (%S_n)		Încărcare T 400/110 kV (%S_n)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2024 – 2025	87	42	88	29	82	41

Tabelul 4.4 - Numărul de unități de transformare

Regim	LEA 400 kV (%I_{adm})		LEA 220 kV (%I_{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2024 – 2025	76	26	72	23

4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

Conform regimurilor de referință din studiile semestriale de planificare a funcționării SEN cele mai încărcate LEA de 400 kV sunt: Isaccea – Vulcănești, Tulcea Vest – Isaccea, Iernut – Sibiu Sud, Gutinaș – Smârdan, Medgidia Sud – Dobrudja, Medgidia Sud – Varna, Medgidia Sud – Cernavodă, Țânțăreni – Kozlodui (circ. aflat în funcțiune).Cele mai încărcate LEA 220 kV sunt: Urechești – Târgu Jiu Nord, Reșița – Timișoara circ. 1, 2, Paroșeni – Târgu Jiu Nord, Paroșeni – Baru Mare, Baru Mare – Hășdat, Porțile de Fier – Reșița circ. 1, 2..

Regimurile pe baza cărora s-au furnizat rezultatele de mai sus (VDV 2025 și VSI 2024-2025) prezintă situații valabile pentru ipotezele considerate din punct de vedere al balanței propuse, palierului de consum considerat, producției CEE la valoarea maxim admisibilă determinată de condițiile respectării criteriului (N-1) în RET și RED pentru schema completă.

Gradul de încărcare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor sau cu puterea aparentă nominală a unităților de transformare. Acesta nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN, starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din Codul tehnic al RET) este starea de funcţionare în care sunt satisfăcute: criteriul de siguranţă (N-1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie.

4.4 Capacităţile disponibile pentru schimburi transfrontaliere

4.4.1 Tipuri de capacităţi disponibile pentru schimburi transfrontaliere

În cadrul calculului capacităților disponibile pentru schimburi transfrontaliere, CNTEE Transelectrica SA aplică prevederi din legislaţia europeană și națională, proceduri operaţionale şi convenţii internaţionale cu OTS vecine MAVIR, EMS, ESO EAD, Ukrenergo, Moldelectrica:

- Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare;
- Codul Tehnic al Reţelei Electrice de Transport aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/27.08.2004 cu modificările și completările ulterioare;
- Documentul „Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) for Regional Group Continental Europe", care înlocuiește Politica nr. 4 a Manualului de Operare al asociaţiei ENTSO – E;
- Convenţiile de exploatare ale liniilor de interconexiune încheiate cu OTS vecine;
- Convenţiile bilaterale de alocare a NTC pe graniţe încheiate cu OTS vecine;
- Regulamentul (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Regulamentul (UE) 2015/1222 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Regulamentul (UE) 2016/1719 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
- Regulamentul (UE) 2016/943 privind piața internă de energie electrică (reformare);
- Metodologii de calcul de capacitate dezvoltate la nivelul regiunilor de calcul de capacitate Core și SEE pentru orizonturile de timp anual, lunar, zilnic și intrazilnic și aprobate de către Autoritățile de Reglementare care fac parte din regiunea de calcul sau de către ACER, după caz;
- Metodologie agreată la nivelul ENTSO-E privind metoda de calcul de capacitate pentru interfața Ucraina – Republica Moldova;
- PO Cod TEL: 07.49 Determinarea capacităților disponibile pentru schimburi transfrontaliere.

CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS calculează următoarele tipuri de capacităţi disponibile pentru schimburi transfrontalier, ţinând cont de programele de retrageri din exploatare, cu respectarea limitelor de siguranță în funcționare:***Capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere indicative maxime negarantate:***

- Se calculează sezonier valorile NTC maxime negarantate în interfaţa de interconexiune sincronă a SEN pentru sezonul următor;
- Calculele se fac pentru topologie normală, luând în considerare şi punerile în funcţiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc în perioada respectivă;
- Se consideră cele mai favorabile scenarii de schimb, urmărind atingerea simultană a mai multor limitări pe toate direcțiile și maximizarea schimburilor în interfața de interconexiune a SEN;
- Se calculează capacităţi de schimb totale între România şi reţeaua europeană interconectată sincron și se distribuie pe granițe în funcție de scenariile de schimb considerate;

- Se verifică limitele de siguranță în funcționare şi se determină limitele impuse de echipamente şi de reglajele protecţiilor/ automatizărilor în funcţiune, considerând și acțiuni de remediere disponibile, de tip preventiv sau postavarie;
- Se menţine o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni; Valoarea TRM este stabilită la valorile de 300MW pe interfaţa României la export/ import;
- Valorile NTC maxime sunt indicative, negarantate și nu sunt furnizate către piață pentru alocare. Acestea sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil.

a) Capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere anuale şi lunare ferme:

- CNTEE Transelectrica SA furnizează pentru utilizare comercială valorile capacităților disponibile pentru schimburi transfrontaliere care pot fi utilizate simultan în aceeaşi direcţie export/ import, cu marginea de fiabilitate convenită cu vecinii sau prin metodologiile comune de calcul coordonat, fără a pune în pericol siguranța sistemului:

  - Valori NTC anuale garantate pentru toate programele de reparaţii planificate anuale convenite în SEN şi interconexiune;

  - Valori NTC lunare ferme pentru programele de reparaţii planificate lunare în SEN şi interconexiune;

- Valorile NTC anuale ferme sunt calculate pe granițele României astfel:
  - Începând cu luna martie 2023, calculul de capacitate pentru alocarea anuală pe granița România – Bulgaria se face coordonat în cadrul regiunii SEE, din care fac parte și OTS din Bulgaria și Grecia, primul calcul fiind realizat în luna noiembrie 2023 pentru alocarea anuală pentru anul 2024. Procesul de calcul are la bază metoda NTC coordonat și este implementat conform metodologiei aprobate de către Autoritățile de reglementare parte din regiunea SEE, *"SEE CCR TSOs proposal for the common capacity calculation methodology for the long term market time-frame in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation"*;
  - Pentru granița România – Ungaria este în curs de implementare procesul de calcul de capacitate coordonat prin metoda fluxurilor de putere, cu termen estimativ de operaționalizare a procesului luna noiembrie 2026. Procesul are la bază metodologia aprobată de către ACER *"Long-term capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region in accordance with Article 10 of Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation"* și se referă atât la procesul de calcul de capacitate pentru alocarea anuală cât și la cel pentru alocarea lunară de capacități interzonale;
  - Pentru granițele România – Ungaria și România – Serbia pentru care se organizează licitații anuale, valorile NTC se estimează luând în considerare experienţa anului curent şi anterior, respectiv programele simultane de reparaţii în interconexiune şi a posibilităţilor de schimb;

- Pentru granițele România – Ucraina și România – Republica Moldova nu au loc licitații anuale în prezent.

- Valori NTC lunare ferme sunt calculate pe graniţele României astfel:
  - Începând cu luna martie 2023, calculul de capacitate pentru alocarea lunară pe granița România – Bulgaria se face coordonat în cadrul regiunii SEE, conform metodologiei aprobate de către Autoritățile de reglementare parte din regiunea SEE, *"SEE CCR TSOs proposal for the common capacity calculation methodology for the long term market time-frame in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation"*.
  - Pentru granițele România – Ungaria, România – Serbia și România – Republica Moldova (începând cu luna septembrie 2024) valorile NTC se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată în cadrul DEN pe baza recomandărilor ENTSO-E privind schimburile interdependente în reţele buclate: valorile NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor valori NTC compozite în interfaţa de interconexiune a SEN şi alte interfeţe utilizate în comun cu sistemele vecine. Pentru fiecare lună sunt calculate valori NTC ferme pe graniţe, utilizabile simultan în întreaga interfaţă de interconexiune a SEN în condiţii de siguranţă. Se menționează că începând cu luna iunie 2025, calcul capacităților disponibile pentru schimburi transfrontaliere se va desfășura în conformitate cu noua procedură TEL – 07.49.
  - Pentru granița România – Ucraina nu au loc licitații lunare în prezent.

b) Capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere zilnice şi intrazilnice

CNTEE Transelectrica pune la dispoziția participanților la piață capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere atât pentru piața cuplată pentru ziua următoare (SDAC) cât și pentru piața cuplată intrazilnică (SIDC) pentru granițele cu licitații implicite și anume România – Ungaria și România – Bulgaria.

De asemenea, au loc licitații zilnice de alocare de capacitate de tip explicit pe granițele România – Serbia, România – Ucraina și România – Republica Moldova și licitații intrazilnice de tip explicit pe granițele România – Serbia, România – Ucraina și România – Republica Moldova.

Începând cu anul 2021, în regiunea SEE a fost implementată metodologia *SEE CCR TSOs' proposal for the common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market time-frame* (conform articolului 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de autoritățile de reglementare din regiunea SEE. Astfel, începând cu data de 01.07.2021 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița România – Bulgaria se realizează în mod coordonat la nivelul regiunii SEE. Începând cu luna octombrie 2021 a fost operaționalizat și primul calcul de capacitate pentru piața intrazilnică pe această graniță, urmând ca începând cu octombrie 2022 să fie operaționalizat și cel de-al doilea calcul.

În trimestrul II al anului 2022, în cadrul regiunii Core a fost implementată metodologia Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region (conform articolului 20ff din Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de ACER. Astfel, începând cu data de 09.06.2022 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua

următoare pe granița România – Ungaria se realizează în mod coordonat prin metoda fluxurilor de putere la nivelul regiunii Core. Pentru orizontul de timp intrazilnic, procesul de calcul de capacitate coordonat pe această graniță a devenit operațional începândcu luna mai 2024.

Pentru interfața Ucraina – Republica Moldova sunt calculate câte o valoare de import și una de export, maxime, din cate un procent este alocat pe fiecare graniță unde are loc un proces de alocare de capacitate. Aceste valori sunt agreate la nivel lunar cu OTS din România Ungaria, Polonia, Slovacia, Ucraina, Republica Moldova și iau în considerare restricțiile de rețea are părților implicate.

Tabelul 4.4.1 - Capacităţi nete de schimb maxime negarantate

Scenarii export	**RO→HU**	**RO→RS**	**RO→BG**	**RO→(UA+MD)**
export 1	**30%**	**30%**	**30%**	**10%**
export 2	**30%**	**15%**	**45%**	**10%**
export 3	**45%**	**15%**	**30%**	**10%**
export 4	**30%**	**40%**	**20%**	**10%**
export 5	**40%**	**30%**	**20%**	**10%**
Scenarii import	**RO←HU**	**RO←RS**	**RO←BG**	**RO←(UA+MD)**
import 1	**30%**	**30%**	**30%**	**10%**
import 2	**30%**	**15%**	**45%**	**10%**
import 3	**45%**	**15%**	**30%**	**10%**
import 4	**30%**	**40%**	**20%**	**10%**
import 5	**40%**	**30%**	**20%**	**10%**

Calculul valorilor NTC maxime negarantate se realizează în studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN. Se calculează aceste valori considerând diferite structuri de creștere a schimbului simultan în mai multe direcții, conform scenariilor de mai jos:
Sursa: https://www.transelectrica.ro/web/tel/380

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru pentru iarna 2024 - 2025 sunt prezentate în tabelul 4.4.2:

Tabelul - 4.4.2 - Valori NTC - iarna 2024 - 2025

Scenarii NTC	Export 1/ Import 1	Export 2/ Import 2	Export 3/ Import 3	Export 4/ Import 4	Export 5/ Import 5
Export RO	**4250**	**4550**	**3950**	**4150**	**3950**
Import RO	**4050**	**3700**	**4150**	**4350**	**4450**
RO->HU	1150	1200	1000	1150	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1050
RO->RS	800	800	700	700	700
RS->RO	700	700	750	900	900
RO->BG	1900	2000	1850	1900	1850
BG->RO	1850	1850	1850	1850	1900
RO->UA	200	300	200	200	200
UA->RO	300	100	300	300	300
RO->MD	200	250	200	200	200
MD->RO	200	50	250	300	300

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2025 sunt prezentate în tabelul 4.4.3:

Tabelul - 4.4.3 - Valori NTC - vara 2025

Scenarii NTC	Export 1/ Import 1	Export 2/ Import 2	Export 3/ Import 3	Export 4/ Import 4	Export 5/ Import 5
Export RO	**4450**	**4200**	**4800**	**4750**	**5100**
Import RO	**4450**	**5300**	**4900**	**3950**	**4050**
RO->HU	1100	1000	1100	1100	1100
HU->RO	1000	1200	1150	1000	1000
RO->RS	1000	1000	1100	1050	1100
RS->RO	950	1100	1100	800	900
RO->BG	1900	1900	2100	2100	2500
BG->RO	2000	2400	2050	1850	1850
RO->UA	300	200	300	300	200
UA->RO	300	300	300	200	200
RO->MD	200	100	200	200	200
MD->RO	200	300	300	100	100

4.4.2 Capacităţi nete de schimb lunare

În tabelul următor sunt prezentate valorile maxime ale profilelor NTC calculate de către CNTEE Transelectrica SA din perioada 2021 – 2025.

Tabelul 4.4.4 - - Valori NTC - 2021- 2025

	Valori maxime NTC lunare [MW]				
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025 (7 luni)**
RO export	**2800**	**2800**	**3260**	**3450**	**3900**
RO import	**3200**	**3400**	**3260**	**3630**	**3900**
RO→HU	800	1000	1000	800	1000
HU→RO	1000	1100	1000	1000	1000
RO→RS	800	500	700	800	1000
RS→RO	800	700	700	800	1000
RO→BG	1000	1250	1560	1800	1900
BG→RO	1000	1500	1560	1800	1900
RO→UA	200	50	0	0	0
UA→RO	400	100	0	0	0
RO→MD	-	-	0	50	0
MD→RO	-	-	0	30	0

Sursa: http://transelectrica.ro/web/tel/prognoza-capacitati

4.4.3 Factori ce influențează valorile capacităţilor maxime negarantate şi ale capacităţilor de schimb ferme anuale şi lunare

Analiza referitoare la factorii cu influenţă asupra capacităților transfrontaliere disponibile pentru alocare, se bazează pe rezultate şi concluzii care provin din studiile sezoniere de planificare operaţională a funcţionării SEN, precum și din experiența acumulată în cadrul calculelor coordonate dedicate regiunilor de calcul de capacitate din care granițele României fac parte.

Următorii factori au influenţat semnificativ valorile capacităţilor maxime negarantate şi ale capacităţilor de schimb ferme anuale şi lunare în perioada 2024 – 2025:

- Schimburile prognozate, valorile NTC anuale ferme;
- Programele de reparaţii pentru luna respectivă;
- Prognoza de producţie şi consum, existând luni cu o hidraulicitate ridicată și o producție mare în CHE din zona de sud-vest a SEN, cu un impact ridicat asupra capacităților disponibile pentru comerțul interzonal;
- Starea automatizărilor, acțiunile de remediere disponibile pentru intervalul considerat în calcul;
- Configurația regiunilor de calcul de capacitate, CNTEE Transelectrica SA fiind implicată în două astfel de regiuni, regiunea SEE pentru granița România – Bulgaria și regiunea Core pentru granița România – Ungaria, iar celelalte granițe nu sunt

parte din nicio regiune. Astfel, calculul nu este coordonat pe toate granițele României. Pentru fiecare calcul dedicat, schimburile pe granițele exterioare regiunii sunt considerate ca fixe, fiind bazate pe principiul „celei mai bune prognoze”;

- Circulațiile de putere din zona de sud – est către regiunea centrală a Europei Continentale pot conduce la tranzite de putere prin elementele de rețea ale României și la suprasolicitarea rețelei electrice de transport;
- Puterea produsă în centralele electrice eoliene din Dobrogea – operarea sistemului având o producție mare în CEE din zona Dobrogea și import din Bulgaria duc la încărcarea nesimetrică între liniile de interconexiune din zona Dobrogea și LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circuitul aflat în funcțiune, cel din urmă preluând un flux de putere mult mai mare. Acest lucru duce la solicitarea suplimentară a rețelei electrice;
- Calculul valorilor NTC la nivel lunar se face pe subperioade, utilizând modele de rețea sezoniere, având un anumit grad de incertitudine;
- Limitele sezoniere de siguranță în funcționare pe elementele de rețea care limitează capacitatea transfrontalieră;
- Retragerea din exploatare ale elementelor relevante pentru lucrări de mentenanță și investiții;
- Funcţionarea cu deficit redus în zona de nord (secțiunea S4) determină creşterea valorilor NTC de import;
- Implementarea proceselor coordonate la nivelul regiunilor de calcul de capacitate, precum: validarea coordonată a capacităților, în comun, de către toate OTS implicate, coordonarea siguranței în funcționare cu aplicarea măsurilor de redispecerizare și împărțire a costurilor etc.;

Rapoartele anuale privind congestiile comerciale generate de schimburile transfrontaliere de energie electrica se află pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa http://www.transelectrica.ro/web/tel/355.

Comparând valorile capacităților disponibile lunare ferme cu cele maxime negarantate, se observă ca primele sunt mai mici , având următoarele motive:

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mulţi parteneri prin interfeţe multilaterale comune şi alocări succesive pe mai multe graniţe, determinând solicitarea preferenţială a unor graniţe ale SEN, conform metodologiei de calcul a valorilor NTC lunare față de cea pentru valorile NTC maxime negarantate;
- Desfăşurarea unor programe de lucrări în RET care au necesitat retrageri din exploatare a unor linii cu impact asupra capacităților transfrontaliere;
- Variaţia structurii schimburilor cu partenerii de interconexiune având în vedere modelul de rețea comun pe care se realizează calculele pentru valorile NTC sezoniere maxime și NTC lunar.

4.4.4 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme din perioada 2024-2025

Reprezentarea profilului valorilor NTC din Figurile 4.4.1 și 4.4.2 indică perioadele în care valorile NTC variază pe interfaţa României pentru perioada **2024 – 2025**. Reducerea valorilor NTC poate fi cauzată de de retragerile din exploatare ale unor linii de interconexiune ale României sau elemente interne din RET, dar şi din cauza unor elemente ale OTS din interconexiune.

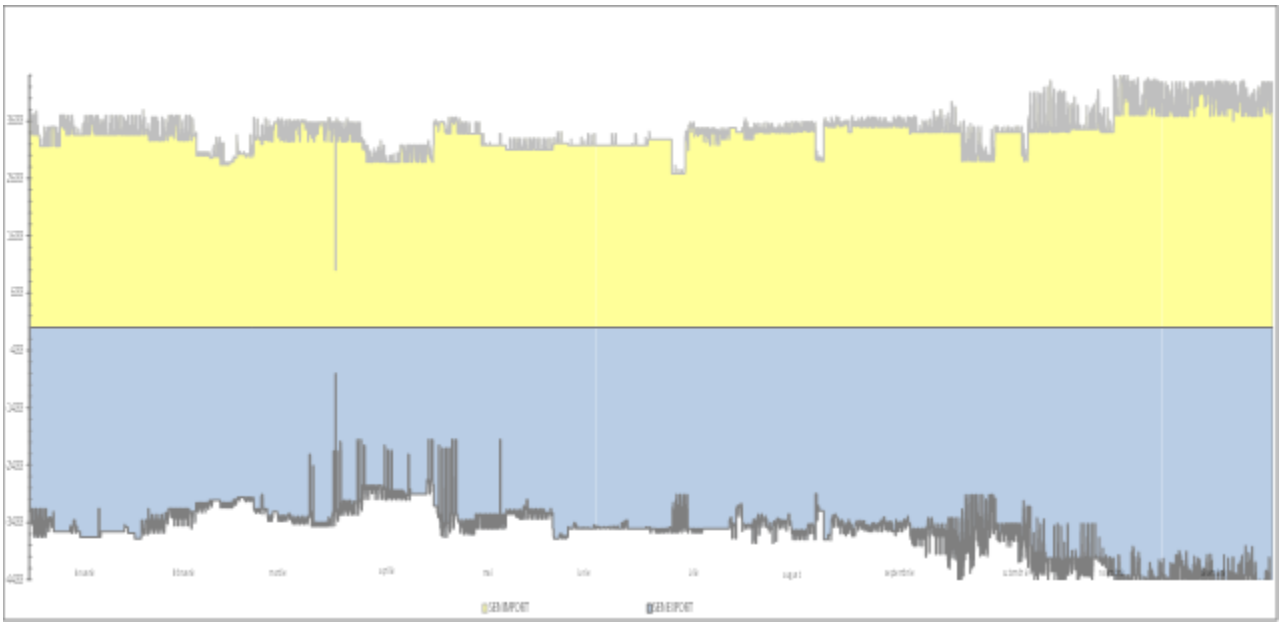


Fig. 4.4.1. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2024

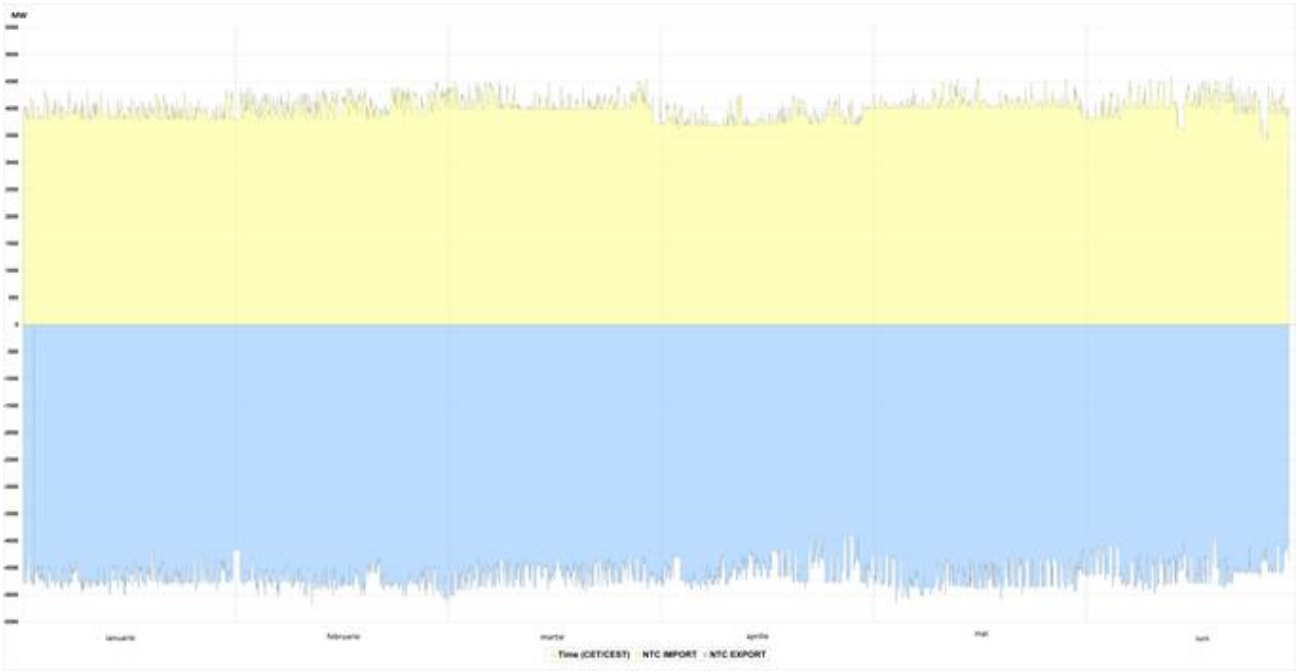


Fig. 4.4.2. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2025 (ianuarie – iunie 2025)

4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb

În Figurile 5.4.4.3 – 5.4.4 se pot observa profilele valorilor NTC în interfaţa SEN şi programele de schimb (schimburi comerciale programate orare) în anii 2024 – 2025. Se obțin curbele care ilustrează gradul de utilizare a NTC la aceste momente reprezentative ale zilei.

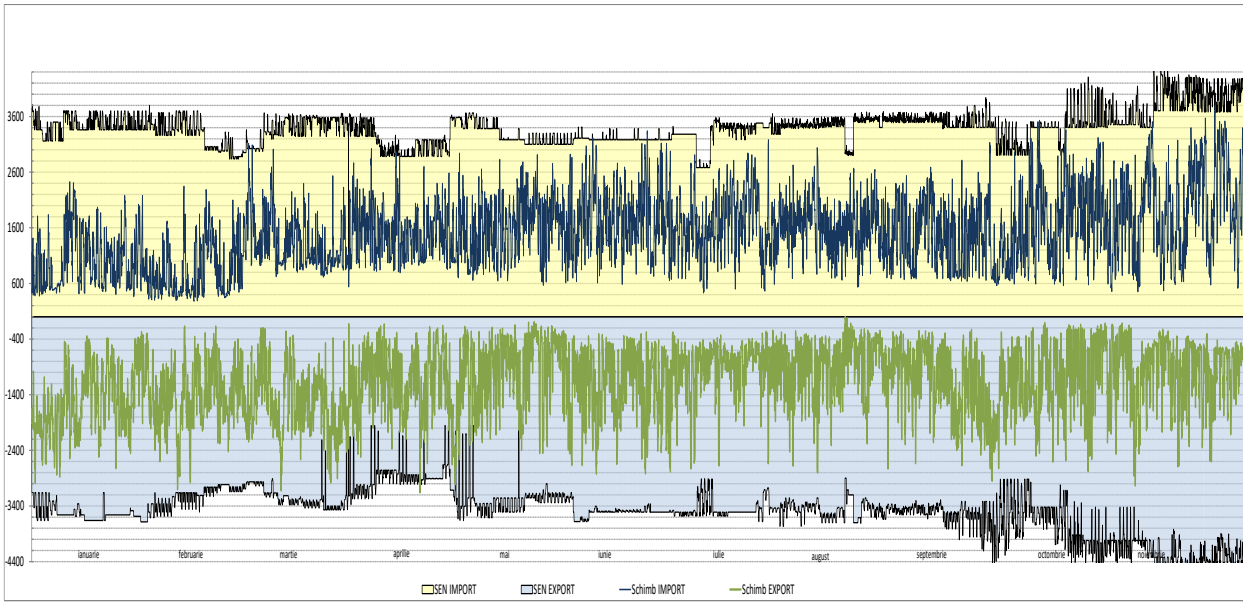


Fig. 4.4.3. Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2024

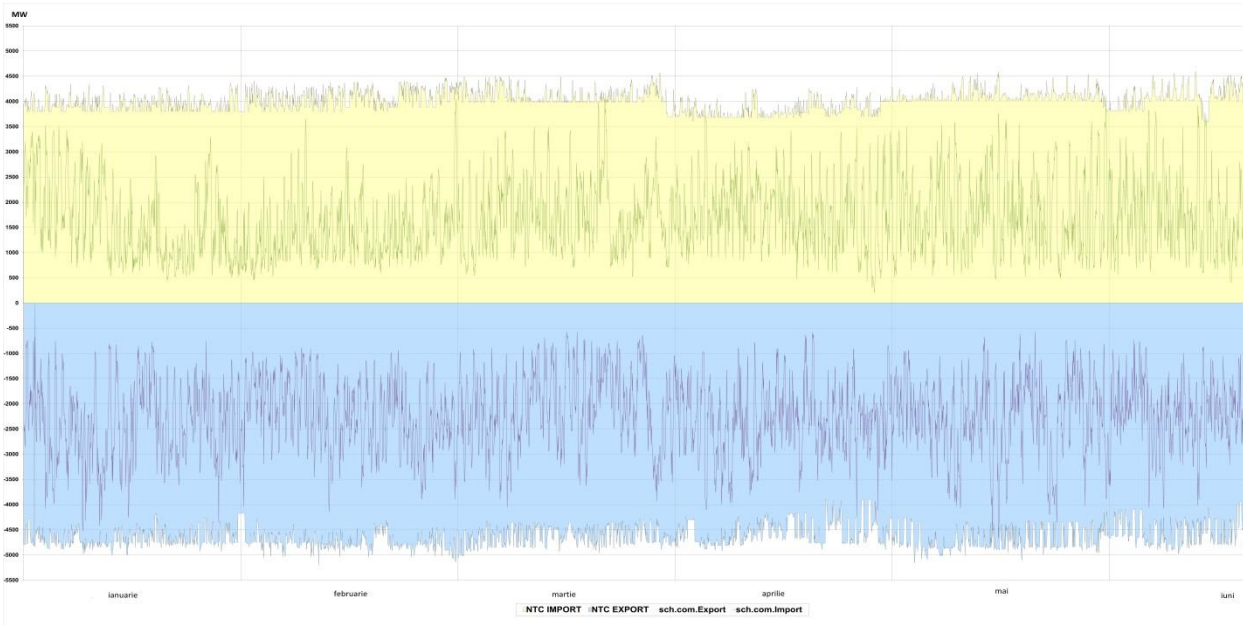


Fig. 4.4.4 Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2025 (ianuarie – iunie 2025)

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 puterii reactive:

- 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;
- 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 bloc;
- Baterii de condensatoare.

Reglajul secundar automat de tensiune este implementat în RET pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Ca ultimă măsură pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile, în unele situații de gol de sarcină, se aduc în rezervă caldă anumite LEA de 400 kV sau 220 kV, după ce în prealabil s-a verificat că prin deconectarea lor nu este afectată siguranța SEN (respectarea criteriului 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 nodurile RET din regimurile de vară 2025 și iarnă 2024 – 2025. În aceste regimuri necesitatea menținerii în funcțiune a unor bobine de compensare s-a determinat prin calcule. În regimul VDV 2025 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Arad, Roşiori, Sibiu Sud, București Sud, Suceava, Bradu, Mintia, Gădălin, Isaccea (0 BC), Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o BC), Urechești, iar în regimul VSI 2024 – 2025 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Suceava, Bucureşti Sud, Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o BC) și Urechești.

În regimurile de gol de sarcină s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a tuturor bobinelor de compensare disponibile din RET și RED 110 kV. De asemenea, la reglajul tensiunii a fost necesară utilizarea și a altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare sincrone în regim capacitiv.

În Tabelul 5.1. se prezintă valorile puterii active (soldate) tranzitate între RET și RED, determinate pe barele de 110 kV ale autotransformatoarelor 220/110 kV și transformatoarelor 400/110 kV.

Tabelul 5.1 - valorile puterii active tranzitate între RET și RED

Regim		**Tranzit soldat RET–>RED**
		P [MW]
Iarna 2024 – 2025	VSI	3637
Vara 2025	VDV	2591

Consumul alimentat din RED reprezintă cca. 94,95% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2025 și 95,39% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2024 – 2025.

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.

Bobinele de compensare monofazate de 330 (3x110) MVAr, 750 kV care au funcționat la 400 kV în stația Isaccea au fost înlocuite cu bobine noi trifazate de 100 MVAr, 400 kV, punerea lor în funcțiune a fost pentru BC 2 în data de 19.06.2019 și pentru BC 1 în data de 03.07.2019.

În stația 400 kV Sibiu Sud a fost pusă în funcțiune o bobină de compensare relocată din stația 400 kV Țânțăreni (fosta BC A – 100 MVAr) în data de 12.12.2019.

În stația 400 kV București Sud s-a pus în functiune în data de 30.01.2020 o bobină de compensare de 100 MVAr nouă. Bobina de compensare 100 MVAr veche care s-a defectat în data de 22.01.2018 după reparație a fost pusă în funcțiune în data de 15.10.2020 în stația 400 kV Țânțăreni în locul BC A relocată în stația 400 kV Sibiu Sud. În data de 02.08.2021 s-a pus în funcțiune BC 100 MVAr în soluție definitivă în stația Sibiu Sud, utilizând o celulă mobilă racordată la bara 2 – 400 kV.

În stația 400 kV Arad s-a pus în functiune în data de 06.03.2020 o bobină de compensare de 100 MVAr nouă, înlocuind bobina de compensare 100 MVAr veche care era indisponibilă din data de 06.03.2020.

Bobina de compensare achiziționată în vederea punerii în funcțiune în stația 400 kV Smârdan a fost relocată și pusă în funcțiune în stația 400 kV Bradu în data de 09.09.2020 în soluție provizorie utilizând stâlpi de intervenție. În data de 20.08.2021 s-a pus în funcțiune BC 100 MVAr în stația Bradu, utilizând o celulă mobilă racordată la bara 1 – 400 kV. . După instalarea mijlocului modern de compensare a puterii reactive în stația Bradu bobina de compensare va fi pusă în funcțiune în stația Smârdan, având în vedere că bobina de compensare 100 MVAr din stația 400 kV Smârdan este indisponibilă din data de 09.01.2017.

De asemenea, în cadrul proiectului de retehnologizare al stației 400/110/20 kV Domnești au fost puse în funcțiune două bobine de compensare de 100 MVAr, la tensiunea de 110 kV, BC 2 – 100 MVAr pe data de 05.12.2020 și BC 1 – 100 MVAr pe data de 29.04.2021.
Mijloacele de reglaj al tensiunii în RET – soluții moderne care vor fi implementate în perioada 2022-2031:

- Mijloace modern de reglaj al tensiunii în stațiile Sibiu Sud și Bradu;
- Mijloace modern de reglaj al tensiunii în stațiile Suceava, Gutinaș și Roșiori (Proiect CARMEN – PIC).

Calitatea tensiunii în RET

În data de 30.03.2016 a intrat în vigoare „Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem” elaborat de ANRE (actualizat prin Ordinul ANRE nr. 36/09.06.2021).

Actualele reglementări din România (Standardul de performanţă şi Codul RET) impun Operatorului de Transport şi Sistem să monitorizeze şi să raporteze respectarea calităţii energiei electrice în propria reţea. Această activitate se desfăşoară în conformitate cu procedura „*Modul de calcul şi raportarea indicatorilor de performanţă ai Transelectrica, conform standardului de performanţă pentru serviciile de transport şi de sistem ale energiei electrice*”, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea şi respectarea cerinţelor de Calitate a Energiei Electrice în staţiile proprii şi de identificare a surselor perturbatoare.

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) şi 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 relaţiile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori şi utilizatori în ceea ce priveşte asigurarea diferitelor servicii.

În ceea ce priveşte monitorizarea calităţii tensiunii în nodurile RET, CNTEE Transelectrica SA aplică o strategie de supraveghere a calităţii energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calităţii energiei electrice (SMCENEL) gestionat de DM-OMEPA și pus în funcțiune în aprilie 2011, cât şi printr-un program de supraveghere a calităţii curbei de tensiune la cerere sau în situații solicitate de către DEN (măsurători temporare), în staţiile CNTEE Transelectrica SA, utilizând 6 analizoare portabile. Sistemul centralizat de monitorizare a calității aparținând CNTEE Transelectrica SA monitorizează calitatea energiei electrice în 124 de puncte aflate la interfaţa RET/RED, la marii consumatori și la producători perturbatori conectați la RET, precum și pe unele linii de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine. Măsurătorile temporare au urmărit realizarea de măsurători simultane de calitate în mai multe staţii învecinate electric, în scopul determinării consumatorului perturbator şi a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbunătăţirii calităţii tensiunii în sistem, CNTEE Transelectrica SA a realizat, la nivelul anului 2024:

- 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;
- Asigurarea mentenanței întregului sistem de monitorizare a calității energiei electrice;
- Introducerea în avizele de racordare[6] contracte/convenţii de exploatare a unor cerinţe şi penalităţi privind respectarea cerinţelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de măsurători înainte şi după racordarea consumatorilor mari şi potenţial perturbatori racordaţi în staţiile 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 2024 numărul total de puncte de măsură integrate în sistemul de monitorizare permanentă este de 124 de puncte de monitorizare. În următorii ani, prin implementarea unui nou sistem de monitorizare a calității energiei electrice, se va extinde monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile RET și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine;
- Introducerea în normele tehnice de conectare a grupurilor generatoare a cerinţei ca toate centralele eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) dispecerizabile să poată fi monitorizate în domeniul calităţii energiei electrice, cu echipamente[7] de clasa A, obligatoriu pe durata probelor de performanţă și opțional integrarea acestora în

[6] Ordinul ANRE nr.51/2009 modificat și completat cu Ordinul ANRE nr.29/2013, Ordinul ANRE nr.30/2013, Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016, modificat și completat cu Ordinul ANRE nr. 36/2021.

[7] Standardul SR EN 61000-4-30.

sistemele de monitorizare a operatorului de reţea 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.

6. Pierderi de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină şi energie electrică anuală, în RET

Nivelul pierderilor de energie electrică este un rezultat al mai multor factori: circulațiile de putere rezultate ca urmare a repartiției teritoriale a consumului și producției, circulațiile pe liniile de interconexiune, rezultate din funcționarea pieței de energie la nivel european, 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 reţeaua 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 şi înfăşurările de cupru ale transformatoarelor şi bobinelor;
- pierderilor capacitive prin izolaţii ale elementelor aflate sub tensiune;
- pierderilor în componentele din fier cauzate de curenţii Foucault şi de histerezis;
- pierderilor prin descărcări electrice care au loc în urma ionizării aerului din jurul conductoarelor care funcţionează la înaltă tensiune (efectul corona).

Volumul și structura pierderilor se modifică continuu, odată cu producţia şi consumul din fiecare stație, cu modificările de configuraţie a reţelei ca urmare a lucrărilor de mentenanţă sau a incidentelor în reţea şi odată cu schimbarea valorii tensiunii în staţii.

În Tabelul 6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierele caracteristice VDV 2024 şi VSI 2024-2025, pe total SEN şi defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV si 400 kV şi 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), $DP_{total(400\text{-}220\text{-}110\ kV),}$ pentru fiecare palier caracteristic. Pierderile totale în RET (DP_{RET}) reprezintă suma dintre pierderile totale (Joule și corona) pe liniile de transport ($DP_{LEA\ 400\text{-}220\ kV)}$, pierderile în unitățile de transformare ($DP_{trafo)}$ și pierderile în bobine (DP_{bobine}). DP_{corona} reprezintă partea de pierderi corona din totalul pierderilor calculate pe liniile de 220 și 400 kV (sunt incluse în $DP_{LEA\ 400\text{-}220\ kV}$).

Tabelul 6.1 - valorile calculate ale CPT

			DP RET					
An	Palier	$DP_{total(400\text{-}220\text{-}110kV)}$	DP_{RET}	$DP_{LEA\ 400\text{-}220\ kV}$	DP_{corona}	DP_{trafo}	DP_{bobine}	$DP_{RET}/P_{intr.RET}$
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2024-2025	VSI	370.98	278.16	250.73	58.69	21.49	5.93	4.10%
2024	VDV	248.66	167.31	140.7	32.19	19.1	7.51	2.90%

Pentru fiecare palier caracteristic, în Tabelul 6.2. este prezentată structura puterii transportate prin RET, defalcată pe: surse ce debitează direct în RET, import din sistemele vecine şi putere injectată din RED.

Tabelul 6.2 - structura puterii transportate prin RET

An	Palier	Pintrat RET*)	Pintrat interconexiune	$P_{generată în RET}$		Aport RED → RET		$P_{generată în RET}$ / $P_{generată în SEN}$ **)
		MW	MW	MW	$\%P_{intrat\ RET}$	MW	$\%P_{intrat\ RET}$	%
2024-2025	VSI	6792.02	852.62	4915.87	72.38%	1023.53	15.07%	51.74%
2024	VDV	5771.44	361.91	4602.08	79.74%	807.45	13.99%	54.14%

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

Pentru palierul caracteristic VSI 2024 – 2025 se constată preponderenţa în totalul puterii transportate a puterii active produse de sursele care debitează direct în RET (72,38 %), faţă de aportul de putere din RED (15,07 %). O structură a surselor similară, cu 79,74 % surse din RET și 13,99 % aportul de putere din RED, se regăsește în cazul palierului VDV 2024.

În figurile 6.1 ÷ 6.3 este prezentată evoluția energiei electrice intrate în contur, a valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET, inclusiv defalcarea pe categorii de echipamente

Fig. 6.a

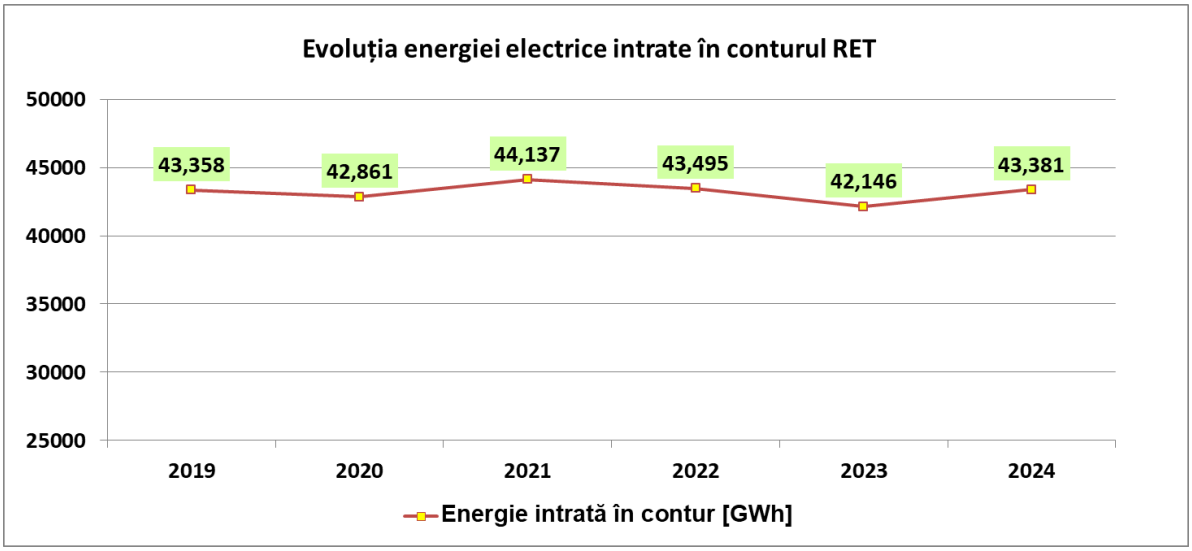


Fig. 6.1 - evoluția energiei electrice intrate în contur

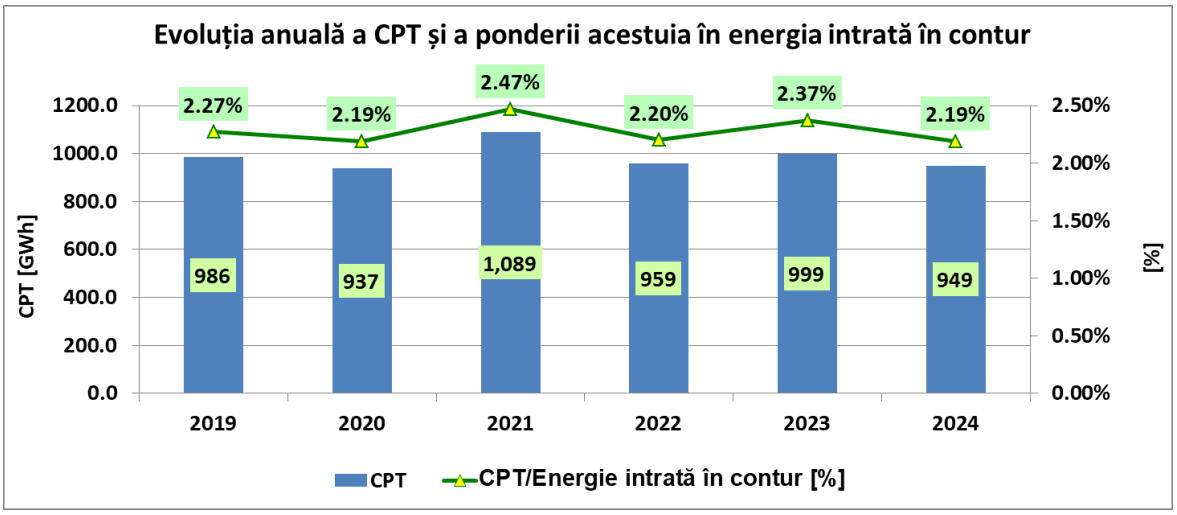


Fig. 6.2 - Evoluția anuală a CPT

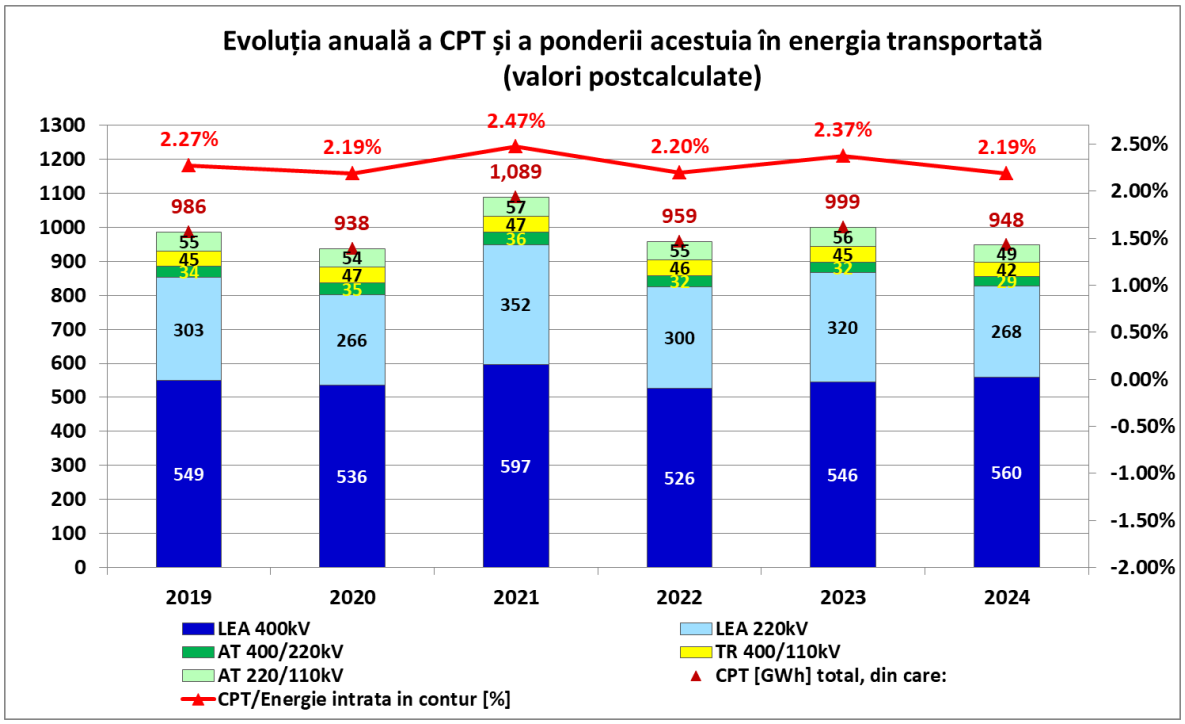


Fig. 6.3 - Fig. 6.2 - Evoluția anuală a CPT

Pierderile în reţea sunt influenţate în cea mai mare măsură de distanţa dintre centrele de producţie şi cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem şi de volumul şi destinaţia schimburilor internaţionale. Graficele de mai sus reflectă situaţia favorabilă din acest punct de vedere a structurii de producţie şi soldului în anii 2020, 2022 și 2024 care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendinţa pe termen lung.

Reducerea CPT în anul 2024 în raport cu anul 2023 a fost determinată, în cea mai mare măsură, de distribuția mai favorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune, care au determinat reducerea transportului de energie electrică pe distanțe mari față de surse. Dintre acestea, cea mai mare influență au avut-o fluxurile pe granița de nord – vest a SEN. Zona de nord – vest a SEN este puternic deficitară în producție de energie electrică. În acest sens, importul pe liniile de interconexiune dinspre Ungaria și

Ucraina are ca efect reducerea transportului de energie electrică spre această zonă. Transportul energiei nemaifăcându-se pe distanțe mari (din zonele excedentare din sudul țării, către cele deficitare, din nord), se obține un puternic efect de reducere a CPT în RET. În mod similar, exportul spre granițele respective are ca efect creșterea CPT (prin amplificarea transportului de energie pe distanțe mari). În anul 2024, pe granițele respective s-a înregistrat un sold fizic de import de aproape trei ori mai mare decât în anul 2023 (+193 %). În același timp, condițiile meteorologice mai favorabile din punct de vedere al cantităților de precipitații au determinat scăderea pierderilor corona.

O altă influență determinantă pentru evoluția CPT în anul 2024 a fost dată de condițiile meteorologice mult mai favorabile, în special din lunile ianuarie ÷ august și noiembrie, caracterizate de cantități mai mici de precipitații care au determinat reducerea pierderilor corona.

Reducerea valorii procentuale a pierderilor în anul 2024 comparativ cu anul 2023 a fost determinată atât de scăderea acestora în valori absolute, din motivele prezentate anterior, cât și de creșterea cu 2,9 % a energiei intrate în conturul RET. Creșterea energiei intrate în conturul RET a fost favorizată de o creștere semnificativă a fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune și de creșterea energiei primite din RED, în contextul în care producția debitată direct în RET a scăzut cu cca. 7 % în anul 2024 comparativ cu anul precedent.

CNTEE Transelectrica SA urmăreşte în permanenţă reducerea pierderilor, în fazele de proiectare a reţelei, de programare a funcţionării şi de exploatare în timp real. Anual se întocmește/actualizează Programul de îmbunătățire a Eficienței Energetice la nivelul Companiei conform Legii 121/2014 și care cuprinde între principalele măsuri pe acelea legate de reducerea CPT și anume reglarea nivelului de tensiune al reţelei corelat cu condiţiile atmosferice şi achizitionarea de echipamente moderne cu performanţe superioare din punct de vedere al pierderilor specifice. Spre exemplu, măsurile și acțiunile efectuate de către CNTEE Transelectrica SA în anul 2024 și planificate pentru anul 2025 în scopul reducerii CPT în RET au fost următoarele:

- în stațiile electrice în care există două unități de transformare se funcționează cu o singură unitate dacă se asigură respectarea condițiilor de siguranță; în această situație, dacă din cele doua unități de transformare una este veche și una este nouă, de regulă, în funcțiune este unitatea nouă, cu pierderi reduse;
- s-au redus, pe cât posibil, duratele de retragere din exploatare în cazul LEA pentru care din calculele de regim a rezultat o creștere semnificativă a CPT la funcționarea fără linia respectivă;
- în anul 2024 s-au racordat (intrare – ieșire) LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna în stația 400 kV Medgidia Sud;
- s-a pus în funcțiune stația Reșița 400 kV cu următoarele echipamente: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, c2 al LEA 400 kV Reșița – Pancevo de interconexiune cu Serbia, AT3 – 400 MVA, 400/200 kV Reșița și bobina de compensare Reșița – 100 MVAr, 400 kV;
- s-a pus în funcție stația 400 kV Arefu, cu AT3 – 400 MVA, 400/220 kV, în care s-a racordat (intrare – ieșire) LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;
- a fost finalizata lucrarea de reconductorare a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni;
- s-au înlocuit cu unități noi și moderne, cu pierderi mici, următoarele unități de transformare: Tr 1 și Tr2 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu, AT1 – 200 MVA, 220/110

kV Reșița, AT – 200 MVA, 220/110 kV Filești, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare;

- s-a finalizat proiectul de implementare a unui nou sistem de contorizare și management al datelor măsurate, care permite o monitorizare mai aproape de timpul real și mai eficientă a CPT din RET;
- la începutul anului 2025 s-a pus în funcțiune circuitul 1 al LEA 400 kV Reșița – Pancevo, de interconexiune cu Serbia și transformatorul 400/110 kV, 250 MVA din stația Reșița;
- în anul 2025 urmează să fie puse în funcțiune două unități de transformare noi 400/110 kV, 250 MVA în stația București Sud;
- se continuă lucrările de investiții în axul 400 kV Banat;
- se continuă proiectele de construire a liniilor noi LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu și LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș. Acestea vor descărca liniile de transport pe direcția sud – nord, care funcționează în prezent cu sarcini mari;
- este în derulare proiectul de montare a două mijloace moderne de reglaj al energiei reactive, în stațiile Sibiu Sud și Bradu.

7. Nivelul curenţilor de scurtcircuit în nodurile RET

Valorile curenţilor maximi de scurtcircuit trifazat, monofazat şi 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 curenţilor de scurtcircuit în reţelele electrice cu tensiunea peste 1 kV*", ediţie ce a avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripţii în prevederile Comisiei Electrotehnice Internaționale.

Valorile curenţilor de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

- verificarea instalaţiilor existente şi determinarea etapei în care trebuie înlocuite echipamentele cu performanţe la scurtcircuit nesatisfăcătoare ;
- dimensionarea instalaţiilor noi corespunzător solicitărilor dinamice şi termice care pot apărea în reţea;
- stabilirea reglajelor protecţiilor prin relee şi automatizărilor de sistem;
- determinarea influenţei liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicaţii şi a curenţilor prin priza staţiilor;
- propuneri de măsuri în RET pentru menţinerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalațiile existente;
- stabilirea performanţelor necesare ale echipamentelor şi aparatajului ce urmează a fi asimilate în SEN.

Calculele de dimensionare a echipamentelor şi aparatajului din instalaţiile electrice, a prizelor de pământ şi a protecţiei liniilor de telecomunicaţie sunt efectuate pentru regimul maxim de funcţionare.

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

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

- toate grupurile se află în funcțiune;
- toate bobinele de compensare şi compensatoarele sincrone sunt în funcţiune;
- nu sunt luate în considerare regimurile permanente anterioare;
- nu sunt luate în considerare sarcinile consumatorilor la nici un nivel de tensiune;
- în regimul iniţial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

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

8. Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie

8.1 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică

Analizele de stabilitate statică au ca scop determinarea valorilor puterilor admisibile în secţiunile caracteristice ale SEN pentru programarea zilnică a funcţionării SEN și conducerea operativă cu urmărirea în timp real a încărcărilor pe secţiuni.

8.1.1 Premize de calcul

Calculul puterilor admisibile în secțiunile caracteristice se realizează considerând funcționarea interconectată a SEN cu sistemele electroenergetice ENTSO-E, ipotezele de balanță corespunzătoare palierelor de vârf de vară și vârf de iarnă, schema de calcul de durată maximă din intervalul de timp analizat (semestrul respectiv), cu verificarea criteriului (N-1). Pentru fiecare din aceste scheme s-au verificat condiţiile de stabilitate statică 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 RET sau se funcționează cu o altă repartiție a puterilor produse. Modificările sunt analizate la programarea zilnică funcţionării SEN.

Conform Codului tehnic al RET, reţeaua electrică de transport între zone trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de 20% în configuraţie cu N elemente în funcţiune şi de 8% cu N-1 elemente în funcţiune .

În prezent, în SEN sunt următoarele secţiuni caracteristice definite de elementele RET:

- Secţiunea S1
  - LEA 400 kV Slatina – Bucureşti Sud;
  - LEA 400 kV Urecheşti – Domneşti;
  - LEA 400 kV Ţânţăreni – Bradu;
  - LEA 400 kV Ţânţăreni – Arefu;
  - LEA 400 kV Ţânţăreni – Kozlodui (d.c.);
  - LEA 400 kV Porţile de Fier – Djerdap;
  - LEA 400 kV Reșița – Pancevo (d.c.);
  - LEA 220 kV Reșița – Timișoara (d.c.);
  - LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Urechești;
  - LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele.

- Secţiunea S2
  - LEA 400 kV Mukacevo – Roşiori;
  - LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba;
  - LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
  - LEA 220 kV Reșița – Timișoara (d.c.);
  - LEA 220 kV Urecheşti – Târgu Jiu Nord;
  - LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud;
  - LEA 400 kV Sibiu Sud – Braşov;
  - LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.
- Secţiunea S3
  - LEA 400 kV Braşov – Gutinaş;
  - LEA 400 kV Bucureşti Sud – Pelicanu;
  - LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei;
  - LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja;
  - LEA 400 kV Medgidia Sud –Varna;
  - LEA 400 kV Isaccea – Vulcăneşti;
  - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secţiunea S4
  - LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut;
  - LEA 400 kV Roşiori – Mukacevo;
  - LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab;
  - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru;
  - LEA 220 kV Cluj Floreşti – Alba Iulia.
- Secţiunea S5
  - LEA 400 kV Braşov – Gutinaş;
  - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş;
  - LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest;
  - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secţiunea S6
  - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş;
  - LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest;
  - LEA 400 kV Bucureşti Sud – Pelicanu;
  - LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei;
  - LEA 400 kV Isaccea – Vulcăneşti;
  - LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja;
  - LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna.

8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor efectuate pentru perioada 2024 – 2025 este prezentată după cum urmează:

Tabelul 8.1.2.1 - Puterile admisibile pentru perioada de iarnă 2024 – 2025

Nr. crt.	Secţiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a determinat valoarea limită
		$P_{rez. st..st.}$	$P_{adm.}$	$P_{rez\ st.\ st.}$	$P_{adm.}$	
1	S 1	3910	1790	-	-	Declanşarea LEA 400 kV Ţânţăreni – Sibiu

Nr. crt.	Secţiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a determinat valoarea limită
		$P_{rez. st..st.}$	$P_{adm.}$	$P_{rez\ st.\ st.}$	$P_{adm.}$	
						Sud
2	S 2	-	-	2900	1970	Declanşarea LEA 400 kV Ţânţăreni – Sibiu Sud
3	S 3	-	-	590	510	Declanşarea LEA 400 kV Braşov – Gutinaş
4	S 4	-	-	1480	1240	Declanşarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
5	S 5	-	-	960	490	Declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş
6	S 6	6180	2920	-	-	Declanşarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest

Tabelul 8.1.2.2 - Puterile admisibile pentru perioada de vară 2025

Nr. crt.	Secţiunea	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	4530	3610	-	-	Declanşarea LEA 400 kV Ţânţăreni – Bradu
2	S 2	-	-	2870	2680	Declanşarea LEA 400 kV Mukacevo – Roşiori
3	S 3	-	-	1370	1150	Declanşarea LEA 400 kV Braşov – Gutinaş
4	S 4	-	-	1610	1370	Declanşarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
5	S 5	-	-	800	670	Declanşarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord
6	S 6	6600	4810	-	-	Declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş

unde:

- $P_{rez.\ st.st}$ este puterea admisibilă cu respectarea rezervelor normate de stabilitate statică;
- $P_{adm.}$ este puterea admisibilă cu respectarea curenţilor admisibili şi a benzilor normale de tensiune.

8.1.3. Analiza secţiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condiţiilor de stabilitate statică

Analizând valorile puterilor admisibile pentru perioada 2024 – 2025 se pot constata următoarele:

Secţiunea S1

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată minimă este 3860 MW stabilită în regimul de iarnă 2024 – 2025, iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secţiunii este de 1790 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2024 – 2025. Limita puterii

admisibile se înregistrează la declanşarea LEA 400 kV Ţânţăreni – Sibiu Sud;

Secţiunea S2

Puterea cu rezervă normată minimă este de 2760 MW stabilită în regimul de iarnă 2024 – 2025 iar valoarea puterii admisibile minime este de 1970 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2024 – 2025. Limitele puterii admisibile se înregistrează la declanşarea LEA 400 kV Ţânţăreni – Sibiu Sud;

Secţiunea S3

Puterea cu rezervă normată minimă este de 590 MW stabilită în regimul de iarnă 2024 – 2025, iar valoarea puterii admisibile minime este de 510 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2023 – 2024. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș.

Secţiunea S4

Puterea cu rezervă normată minimă este de 1480 MW stabilită în regimul de iarnă 2024 – 2025, iar valoarea puterii admisibile minime este de 1240 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2024 – 2025. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut.

Secţiunea S5

Puterea cu rezervă normată minimă este de 800 MW stabilită în regimul de vară 2025, iar valoarea puterii admisibile minime este de 670 MW stabilită tot în regimul de vară 2023. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Bacău Sud.

Secţiunea S6

Puterea cu rezervă normată minimă este de 6030 MW stabilită în regimul de iarnă 2024 – 2025, iar valoarea puterii admisibile minime este de 2920 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2024 – 2025. Limita puterii admisibile minime se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilităţii statice:

- declanșarea unor elemente care formează secţiunea S1 conduce la suprasarcină pe LEA 220 kV Urecheşti – Târgu Jiu Nord şi LEA 220 kV Paroşeni – Târgu Jiu Nord;
- declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș conduce la suprasarcină pe axul LEA 220 kV Filești – Barboși – Focșani Vest.
- declanșarea LEA 400 kV Roşiori – Gădălin sau LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud conduce la suprasarcină pe AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roşiori.

8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire

8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul

Analizele de stabilitate tranzitorie efectuate prin studiile semestriale de planificare operațională a funționării SEN includ:

- verificarea stabilității tranzitorii în zonele cu centrale electrice mari care pot afecta stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii;
- verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem;
- 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;
- comportarea dinamică a CEE și efectul creșterii producției CEE asupra stabilității grupurilor din zona Dobrogea;
- identificarea limitelor de stabilitate și acționare a automatizărilor de sistem;
- calculul timpului critic de eliminare a defectului.

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 Medgidia Sud – Dobrudja, LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna, LEA 400 kV Arad – Sandorfalva, LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba și LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo.

Verificarea stabilității tranzitorii s-a realizat pe scheme de funcţionare a reţelei ce au inclus retragerile din exploatare din Programul Anual de Retrageri (PAR) necesare desfășurării lucrărilor de retehnologizare și mentenanță din SEN pentru perioada respectivă.

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

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, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia – Herțegovina, 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 metalice linii electrice sau unități de transformare, izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întreruptoarelor prin protecție de distanță și teleprotecție sau protecție diferențială 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 5.2.

8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a funcționării SEN din perioada 2024–2025, dar și în cele anterioare, s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:
- verificarea stabilității grupurilor din zona Cernavodă în condițiile unei producții maxime în CEE din SEN, 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;
- 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 una sau două elemente retrase din exploatare;

- verificarea stabilității tranzitorii a grupurilor din CECC Iernut;

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

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 rapid de întreruptoarele din capetele liniei prin acționarea corectă a sistemelor de protecție și teleprotectie, care determină o configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând zona Dobrogea și unele sau toate zonele limitrofe: Gura Ialomiței, Lacu Sărat – Smârdan, Rahman – Stupina;

- Timpul mare de eliminare a defectelor din stațiile 400 kV Isaccea, 400/110 kV Pelicanu și 400/110 kV Smârdan.

Se subliniază necesitatea întăririi RET în zona Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua de 110 kV. Proiectele de investiții privind o nouă LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan dublu circuit (un circuit echipat) și LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit intrare/ieşire în stația Gura Ialomiţei (inclusiv trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu) conduc la evitarea creșterii frecvenței și volumului de restricții de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

Prin conectarea LEA 400 kV de interconexiune cu Bulgaria din zona Dobrogea în stația 400/110 kV Medgidia Sud, stabilitatea tranzitorie a zonei este îmbunătățită, rezultând o rezervă de stabilitate mai mare și eliminarea unor restricții de producție la retragerea unor elemente din RET.

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

Zona Porţile 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, respectiv CHE Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile de îmbunătățire a stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și interconexiune necesită realizarea axei de 400 kV Porţile de Fier – Reşiţa – Timişoara – Arad.

Zona Iernut:

- Există scheme cu un scurtcircuit trifazat metatic pe o LEA 110 kV, izolat de întreruptoare prin acționarea protecției de distanță în treapta a 2-a în unul dintre capete care poate determina pierderea stabilității tranzitorie a grupurilor din CEC Iernut la funcționarea la putere maximă.

Verificarea traseului de restaurare:

Traseu de restaurare este inclus și în Planul de teste pentru echipamentele și capacitățile relevante pentru Planul de apărare și Planul de restaurare pentru anul 2025 aprobat de către ANRE.

Analiza a urmărit respectarea încadrării în banda admisibilă de tensiune, în curba P-Q a generatorului și a oscilațiilor tranzitorii de frecvență în banda 48 – 52 Hz (DASf în funcțiune).

Evaluarea inerției SEN în contextul integrării surselor regenerabile:

Valoarea inerției necesare stabilității sistemului este asigurată, cea mai mică valoare atingându-se în cazul regimului cu gradul de penetrare a surselor regenerabile cel mai ridicat.

9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

Continuitatea în funcţionare reprezintă unul dintre parametrii calităţii serviciilor de transport si de sistem. Evaluarea nivelului de siguranţă în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiţii normale de funcţionare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către CNTEE Transelectrica SA a serviciului de transport performant şi pentru buna funcţionare a pieţei de energie electrică.

În ceea ce privește continuitatea alimentarii, indicatorii de performanță ai serviciului de transport sunt raportați periodic la ANRE, conform cerinţelor „*Standardului de performanţă pentru serviciile de transport şi de sistem ale energiei electrice*”– aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/2016. Conform acestui Standard, se raportează informaţiile referitoare la serviciul de transport: gestionarea şi exploatarea RET, continuitatea serviciului, cuantificate prin indicatorii de performanţă prezentaţi în tabelul de mai jos.

Tabelul 9.1 - indicatorii de performanţă a serviciului RET

Indicator	2020	2021	2022	2023	2024	Medie 2020-2024
➢ Indisponibilitatea medie în timp a LEA şi Trafo/AT						
LEA - INDLIN [ore/an]						
Totala	112.50	205.60	206.95	243.11	221.88	**198.01**
Neprogramata (accidentală)	4.24	6.04	4.91	12.58	9.01	**7.36**
Programată	108.26	199.56	202.04	230.53	212.87	**190.65**
Trafo/AT – INDTRA [ore/an]						
Totala	230.85	179.21	226.32	75.17	106.85	**163.68**
Neprogramata (accidentală)	1.76	4.99	7.10	1.48	91.71	**21.41**
Programată	229.09	174.22	219.22	73.69	15.14	**142.27**
➢ Energia nelivrată utilizatorilor / energia neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh]	287.98 / 0.00	109.76 / 90.50	54.05 / 1160.36	37.13 / 10154.90	83.79 / 39.06	**114.54 / 2288.96**
➢ Timpul mediu de întrerupere la utilizatori / timpul mediu de întrerupere în centrale TMI (AIT) [min/an]	2.83 / 0.00	1.01 / 0.83	0.52 / 11.06	0.34 / 93.28	0.76 / 0.35	**1.09 / 21.11**

S-au considerat:

Timpul mediu de întrerupere (TMI / AIT) [minute/an]

$$TMI = 8760 \times 60 \times \frac{EN}{EC}$$

sau pentru anii bisecti

$$TMI = 8784 \times 60 \times \frac{EN}{EC}$$

Unde:
EN [MWh/an] – energia nelivrată / blocata datorită întreruperilor serviciului de transport
EC [MWh/an] – consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic)

Indisponibilitatea medie în timp a LEA (INDLIN) [ore/an]

$$INDLIN = \frac{\sum_{i=1}^{n} (L_i \times D_i)}{L_t}$$

Unde:
n – numărul total de evenimente
Li [km] – lungimea liniei indisponibile la evenimentul i
Di [ore] – durata de indisponibilitate a liniei, la evenimentul i
Lt [km] – lungimea totală a liniilor

Indisponibilitatea medie în timp a Trafo/AT [ore/an]

$$INDTRA = \frac{\sum_{i=1}^{n} (S_i \times D_i)}{S_t}$$

Unde:
n – numărul total de evenimente;
Si [MVA] – puterea aparentă nominală a T/AT indisponibil la evenimentul i;
Di [ore] – durata de indisponibilitate a T/AT, la evenimentul i;
St [MVA] – puterea aparentă nominală totală a T/AT

În perioada 2020-2024 se observă o alternanță în dinamica indicatorilor de performanță ai RET.

În anul 2024 s-a înregistrat o **indisponibilitate totală a LEA** (INDLIN) ceva mai mica decat cea înregistrată în anul 2023 în timp ce **indisponibilitatea totală a T/AT** (INDTRA) a crescut. Față de media pe cei cinci ani analizați, valoarea totala a INDLIN este peste valoarea medie de *198.01 ore/an* în timp ce valoarea totala a INDTRA este sub valoarea medie de *163.68 ore/an*.

În ceea ce privește **indisponibilitățile accidentale**, numărul mai mic al incidentelor înregistrate pe LEA în anul 2024 (în special defecte remanente cu RAR-uri nereușite) a condus la o scadere ușoară a valorii indicatorului INDLIN. Se remarcă însă o creștere substantiala a indisponibilității accidentale a T/AT (91.71 ore/an fata de media de 21.41 ore/an) care poate fi pusă pe seama incidentelor la unitatile mari de transformare (un numar de 25 incidente insumand o durata de indisponibilitate de peste 5000 ore/an, cele mai importante fiind: T1, 20 MVA, Turnu Severin Est; T2, 250 MVA, Darste; T1, 250 MVA, Pelicanu, AT, 400 MVA, Rosiori si AT1, 200 MVA, Ungheni).

Printre măsurile de imbunatatire a indicatorilor de indisponibilitate se pot enumera:

- corelarea programelor de mentenanță cu programele de investiții pentru reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor;
- expertizarea unităților de transformare cu durate normale de functionare depășite, care se mențin în exploatare până la asigurarea condițiilor de înlocuire și reparații majore,
- realizarea de provizorate cu utilizarea stâlpilor de intervenție, a celulelor mobile, etc.
- inspecții multispectrale aeriene ale LEA in scopul micsorarii duratelor de retragere din exploatare, urmate de intervenții punctuale (mentenanta corectiva).

În ceea ce privește indicatorii ENS și AIT, aceștia sunt influențați în principal de:

- uzura tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare (în special în cazul stațiilor electrice);
- manifestări extreme ale naturii / conditi meteo nefavorabile (în special în cazul LEA).

Printre măsurile ce pot fi luate pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS si AIT se numără:

- Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice:
  - Revizia normei de proiectare a LEA, NTE 003/04/00: *Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V.*
  - Analiza prin programe de calcul moderne a capabilității 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 aliniate la cele mai moderne concepte de proiectare care permit modelarea 3-D a întregii structuri LEA (incluzând și elementele ce țin de topografia terenului) și oferă întreaga gamă de funcții necesare verificării 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, suprasolicitări mecanice sau electrice etc.);
    - calcule de câmp electric și magnetic;
    - calcule privind capacitatea de transport a LEA.
    - stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
    - upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);

- Înlocuirea, în cadrul programelor de mentenanță și investiții, a echipamentelor vechi, uzate fizic si moral cu echipamente performante.

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate ai serviciului într-un anumit punct al RET, conform prevederilor Codului Tehnic al RET, este necesar să se determine indicatorii de siguranţă 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 staţiilor 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 reparaţii;
(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 faţă de utilizatori, prin luarea în considerare a indicatorilor de fiabilitate asociați conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcţionare oferită de reţelele electrice care fac legătura între staţiile RET şi punctul de racord propriu-zis.

Calculul indicatorilor de siguranţă permite atât operatorului de rețea, cât şi utilizatorilor, să aprecieze influenţa modului de conectare la RET a nodului respectiv (prin determinarea nivelului de siguranţă asociată), precum şi a conexiunii proprii a nodului şi a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranţă 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 siguranţă determinaţi pentru fiecare din staţiile electrice aparţinând CNTEE Transelectrica SA sunt următorii:

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

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2020 Studiul de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET [12].

Din analiza rezultatelor obţinute în acest studiu se poate constata:

- Retehnologizările de staţii prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătăţirea indicatorilor nodali de siguranţa pentru toate staţiile supuse retehnologizării. În cazul în care staţia retehnologizată este nod sursă pentru alte staţii, se observă o îmbunătăţire a valorilor indicatorilor şi pentru aceste staţii.
- Pentru staţiile retehnologizate de 400 kV şi 220 kV cu bare duble şi transfer, la care s-a trecut la bara dublă (s-a renunțat la bară de transfer), îmbunătăţirea este evidentă la numărul de întreruperi şi durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de acelaşi ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru staţiile neretehnologizate, se poate constata o ușoară modificare a unor indicatori, ca urmare a modificării siguranţei asociate. Astfel, efectul

retehnologizării staţiilor învecinate produce , 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 nu se modifică semnificativ .

S-a efectuat o analiză de sensibilitate, cu privire la nivelul de risc asumat. Astfel, din analiza rezultatelor, etapa 2029 se poate constata că, pe ansamblu, în majoritatea nodurilor, durata medie de insucces este sub 0,5 ore/an, numărul maxim de întreruperi este 1 pe an, iar cel de manevră maxim 2 pe an, durata maximă a unei întreruperi fiind sub 18 ore (frecvent sub 3 ore).

În studiu s-au considerat următoarele sensibilităţi:

a) efectul decalării investiţiilor cu 3 ani;

b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere, cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

a) efectul decalării investiţiilor cu 3 ani;

În cazul în care retehnologizarea unei staţii nu se finalizează în anul preconizat, ci în următorii 3 ani după, se pot considera valorile corespunzătoare etapei anterioare, în care respectiva staţie nu este retehnologizată.

Spre exemplu pentru o staţie care se retehnologizează în anul 2020, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculaţi la etapa 2020. Cât timp se întârzie retehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculaţi la etapa 2019.

Pentru o staţie care se retehnologizează în anul 2021, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculaţi la etapa 2024. Cât timp se întârzie retehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculaţi la etapa 2020.

b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere

Pentru toate etapele analizate, în cazul duratei maxime de întrerupere, calculele au fost efectuate cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

Influenţa considerării în stabilirea duratei maxime a unei probabilităţi de depăşire de 10%, respectiv 5%, conduce la obţinerea unei durate maxime mai mici pentru probabilitatea de 10% şi mai mari pentru probabilitatea de depăşire de numai 5%, aşa cum era de aşteptat.

În Anexa B-9 sunt prezentaţi indicatorii de siguranță pentru toate nodurile de 400 kV, 220 kV ale RET şi pentru nodurile de 110 kV din stațiile CNTEE Transelectrica SA, pentru etapele actuale şi cele de perspectivă: 2024 şi 2029.

În ceea ce priveşte nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru staţiile neretehnologizate/nemodernizate, menţinerea indicatorilor apropiaţi de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanţei preventive şi corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin retehnologizarea/modernizarea liniilor și stațiilor și prin reducerea timpilor de remediere a defectelor, folosind tehnologii și sisteme de management de performanță superioară.

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

Pentru monitorizarea şi conducerea SEN, CNTEE Transelectrica SA utilizează un sistem informatic de proces complex, specific conducerii prin dispecer, de tip EMS/SCADA. Sistemul realizează achiziţia şi prelucrarea în timp real a datelor necesare monitorizării şi conducerii operative în timp real a SEN, inclusiv comanda de la distanţă în condiţii de

siguranţă a elementelor de acţionare din staţiile retehnologizate.

Sistemul este susţinut logistic de o reţea complexă de comunicaţii precum şi de procesul de modernizare şi retehnologizare a staţiilor din RET. Astfel, în 2001 CNTEE Transelectrica SA a început construirea întregii infrastructuri tehnice pentru a susţine un management eficient al sistemului de transport şi al SEN, care a inclus sistemul EMS/SCADA (instalat în anul 2003 şi devenit funcţional integral în 2005, după perioada de testare), liniile de comunicaţii şi echipamentele de telecomunicaţii pe suport de fibră optică, modernizarea staţiilor şi sistemul de metering dedicat pieţei angro.

Reţeaua de telecomunicaţii se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel naţional (cca. 5800 km), în tehnologie OPGW şi OPUG, cu 36 de fibre optice. Informaţiile sunt transportate folosind o reţea de telecomunicaţii de tip SDH cu o capacitate de 2,5 Gbps realizată în tehnologie inelară cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât şi echipamentele de tip SDH asigură redundanţă informaţiilor vehiculate în reţeaua de telecomunicaţii. 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 staţii se realizează prin echipamente la reţeaua de telecomunicaţii SDH principală.

În locaţiile în care nu există acces la infrastructura de fibră optică se utilizează legături radio, iar acolo unde nu se pot realiza nici legături radio, CNTEE Transelectrica SA foloseşte, pentru a transporta datele la DET/DEC, linii de telecomunicaţii clasice închiriate sau chiar legături prin satelit. CNTEE Transelectrica SA extinde în continuare această infrastructură de telecomunicaţii prin instalarea, pe liniile electrice aeriene de 220 kV şi de 400 kV, a conductoarelor de protecţie cu miez de fibră optică, tip OPGW şi OPUG (în prezent cca. 4000 km fiind realizată în acest mod).

Reţeaua de fibră optică la nivel naţional cuprinde, pe lângă reţeaua internă OPGW, şi interconexiunile optice cu companiile electrice vecine din Ungaria, Bulgaria şi Serbia, precum şi conexiunile optice metropolitane şi conexiunile optice cu alte companii/operatori interni.

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

Sistemul este structurat ierarhizat după cum urmează:

- Dispecerul Energetic Central (DEC);
- Dispecerul de Rezervă (CDR) care are legături de comunicaţie redundante cu DEC;
- Cinci centre de dispecer teritoriale (DET) existente în ţară;
- Un Centru de Dispecer de Urgenţă (CDU) aflat într-o altă locaţie, al cărui scop este să poată asigura conducerea operaţională a SEN în cazul unui dezastru în locația DEC. La CDU rulează acelaşi software ca şi la DEC;
- Două interfeţe similare celor de la DET pentru funcţia de AGC (reglajul secundar automat al frecventei - puterii de schimb) aferente DEC şi Centrului de Dispecer de Urgenţă.

Toate DET-urile sunt legate fizic la DEC/CDR printr-o reţea de comunicaţie redundantă.

De asemenea, sunt asigurate aceleaşi tipuri de legături de 2 Mbps la fiecare DET pentru funcţionarea în condiţii similare a locaţiei CDU.

Toate semnalele din staţiile electrice sunt transmise către Centrele de Dispecer Energetice Teritoriale, cu excepţia centralelor participante la reglajul secundar automat al frecvenţei şi a liniilor de interconexiune cu vecinii, care din motive de sporire a securităţii sunt transmise către 2 interfeţe similare celor de la dispeceratele teritoriale. Astfel, staţiile de interconexiune şi centralele cu grupuri în AGC comunică direct cu Dispecerul Energetic Central. Informaţiile ajunse la Dispeceratele Teritoriale sunt retransmise către Dispeceratul Energetic Central prin legături de tip E1, utilizând reţeaua principală.

Fiecare server şi fiecare staţie de lucru este dotat cu ultima versiune de pachete software disponibile la momentul comenzii.

Sistemul EMS/SCADA - DEN asigură funcţiile principale specifice: achiziţie de date, monitorizare, alarmare şi gestionare evenimente, management energetic, reglaj secundar de frecvenţă – putere de schimb, optimizarea şi siguranţa funcţionării sistemului energetic naţional, comanda de la distanţă a echipamentelor, arhivare precum şi un mediu software complex pentru instruirea dispecerilor. În acelaşi timp, el reprezintă sistemul de automatizare de la nivelul superior al unei ierarhii de sub-sisteme. Sistemul central EMS/SCADA face schimb de informaţii cu sistemele regionale de control, sistemele de control ale producătorilor, sistemele de automatizare şi control din staţii, sistemele de piaţă precum şi cu sistemele externe, formând o structură operaţională globală compusă. Pentru acest sistem redundant de servere cu funcţionalităţi dedicate sunt prevăzute mecanisme de asigurare a accesului, controlului şi securităţii sistemului. Echipamentul sistemului, serverele şi concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

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

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunicaţii aferente precum şi nivelul de dezvoltare conceptuală al aplicaţiilor software sunt depăşite fizic şi moral, acestea fiind la limita capacităţii lor privind asigurarea suportului funcţional pentru OTS în conducerea operativă a SEN. Menţinerea lor în stare de funcţionare corespunzătoare se realizează cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul că producătorii au scos din fabricaţie 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 faţă de cea existentă.

Prin proiectul *Înlocuire componente sistem EMS – SCADA AREVA* s-a reabilit din punct de vedere funcțional sistemul informatic de proces EMS – SCADA existent, în sensul readucerii acestuia la parametrii funcționali necesari operării în siguranță a SEN, prin aducerea la zi a infrastructurii hardware învechite și a software-ului suport, cât şi prin actualizarea versiunilor software ale aplicațiilor din cadrul suitei *e-terra* care stă la baza concepției acestuia. In decembrie 2021 sistemul EMS SCADA reabilitat a fost pus in functiune in prezent cele doua sisteme functionand in paralel pentru o perioada de cel putin 6 luni conform necesitatii UNO-DEN.

În aceeaşi măsură, interfaţa de date dintre sistemele constitutive are la bază tehnologii învechite. Echipamentele şi tehnologiile IT şi de comunicaţii au progresat substanţial de la punerea în funcţiune a sistemului EMS/SCADA (începută în anul 2003 când s-a iniţiat

perioada de testare) şi de la realizarea interfeţelor cu echipamentele producătorilor, staţiilor şi ale ENTSO-E. În mod fundamental interconexiunile sistemelor actuale folosesc telemetria serială şi schimburile de fişiere, pe cînd tehnologiile au evoluat la telemetria pe baza tehnologiilor utilizând protocoale IP şi integrarea sistemelor de acest tip.

În anul 2021 s-a pus in functiune noua platforma EMS – SCADA E-Terra 3.2.

11. Platforma informatică a pieței de echilibrare - DAMAS

CNTEE Transelectrica SA, în calitatea sa de Operator al Pieței de Echilibrare garantează funcționarea tuturor celorlalte piețe de electricitate din România prin asigurarea echilibrării sistemului și a rezervelor de sistem necesare. Astfel, compania administrează piețele de electricitate aflate în responsabilitatea sa:

- Piața de Alocare de Capacitate pe liniile de interconexiune;
- Piața de Servicii Tehnologice de Sistem;
- Piața de Echilibrare,

precum și aplicații de schimb de date și interfațarea cu platformele operatorilor cu care se face schimb de date pentru piețele la care Transelectrica este parte sau către care se transmit datele utilizate pentru:

- Piața cuplată pentru ziua următoare (4M MC);
- Piața cuplată intrazilnică de energie electrică la nivel european XBID;
- Piețele centralizate aferente contractelor bilaterale de energie electrică.

În acest scop, în perioada anilor 2009 – 2010 CNTEE Transelectrica SA a implementat proiectul „Platforma Pieței de echilibrare – II – DAMAS”, platformă de tip portal web, care rulează aplicații specifice prin care se asigură administrarea și funcționarea piețelor anterior menționate.

Utilizatorii acestui sistem sunt: CNTEE Transelectrica SA ca operator al acestui sistem, Părțile Responsabile cu Echilibrarea și, de asemenea, Participanții la Piața de Echilibrare ce dețin unități de producție dispecerizabile, unități de consum dispecerizabil, unități agregate.

Începând cu data de 19 noiembrie 2019 piața cuplată intrazilnică de energie electrică din România funcționează în regim cuplat cu piețele din celelalte 20 de țări participante la proiectul european SIDC – Single Intra-Day Coupling (cunoscut anterior ca XBID) de introducere a tranzacționării transzonale paneuropene pe orizontul intrazilnic, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

Piaţa intrazilnică cuplată de energie electrică (XBID) este o componentă a pieţei angro de energie electrică pe care se realizează tranzacţii orare ferme cu energie electrică pentru fiecare zi de livrare începând cu ziua anterioară zilei de livrare, după încheierea tranzacţiilor pe PZU și până cu o oră înainte de începerea livrării/consumului. CNTEE Transelectrica SA are rol de agent de transfer pentru tranzacțiile intrazilnice. Schimbul de date pentru armonizare cu OTS vecinii, cuplați la XBID, se realizează la intervale de 15 minute, prin e-mail.

Prin intermediul Platformei Pieței de Echilibrare – II DAMAS, CNTEE Transelectrica SA respectă cerințele privind schimbul de date și standardizarea acestora conform cu Acordul operațional al zonei sincrone Europa Continentală (SAFA), respectiv cu politicile Policy on Scheduling și Policy on Accounting and Settlement.

Tot prin intermediul acestui sistem se asigură publicarea datelor pe care le deține pe platforma de transparență a ENTSO-E – EMFIP (Electricity Market Fundamental Information Platform) și asigură funcțiile suport pentru funcționarea piețelor cuplate la nivel PZU (Piața pentru Ziua Următoare) cu Ungaria, Slovacia și Republica Cehă.

Platforma Pieței de Echilibrare (DAMAS) reprezintă un sistem informatic complex alcătuit din infrastructură hardware proprie și aplicații software specifice activităților anterior descrise (aplicații dezvoltate și implementate de firma UNICORN SYSTEMS).

Platforma cuprinde, pe lângă componenta de producție și o componentă de preproducție (pentru implementare funcții noi, configurări noi, actualizări baze de date și pentru testare) și este formată din 29 de servere configurate în clustere, cu sisteme de operare de tip Microsoft Windows sau Red Hat și 15 stații de lucru (Windows):

- servere de autentificare (Authentication Server Vasco Middleware);
- servere de certificare (Certificate Authority Server);
- servere WEB;
- servere de aplicație;
- servere de baze de date cuplate în cluster;
- servere de management și un server de monitorizare;
- servere de rețea (Active Directory);
- servere de raportare;
- server pentru arhivare pe mediu extern (bandă magnetică).

Aplicațiile specifice Pieței de Echilibrare, Pieţei de Alocare a Capacităţilor de Interconexiune şi a Pieţei Serviciilor Tehnologice de Sistem sunt dezvoltate în tehnologie ORACLE și structurate în următoarele module software:

- Modulul pentru Alocarea Capacităților pe liniile de interconexiune;
- Modulul pentru Programarea schimburilor de energie;
- Modulul pentru Piața de Echilibrare;
- Modulul pentru Serviciile Tehnologice de Sistem;
- Modulul pentru Calcule de decontare;
- Modulul pentru Rapoarte;
- Modulul pentru Simulare;
- Modulul pentru Configurare.

Începând cu anul 2021 se află în derulare proiectul „Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare – II DAMAS” prin care se dorește:

- Asigurarea unei infrastructuri cu tehnologii noi și software actualizat prin utilizarea ultimelor versiuni de software aferente sistemelor și platformelor Microsoft, Oracle și Linux (RED HAT);
- Implementarea ultimelor cerințe legislative, solicitări ANRE și regulamente/directive europene prin implementarea de noi funcţii conform documentelor de referință;
    - Regulamentul (UE) 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei liniii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL);
    - Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport care efectuează procesul de înlocuire a rezervelor pentru cadrul de implementare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu articolul 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195

(proiectul *TERRE*);

- Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *MARI*);
- Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată în conformitate cu articolul 21 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *PICASSO*);
- Automatic Frequency Restoration Reserve Process Implementation Guide (proiectul *PICASSO*);
- Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru compensarea dezechilibrelor în conformitate cu articolul 22 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *IGCC*);
- Regulamentul (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică (Regulamentul (UE) 943/2019);
- Directiva (UE) 2019/944 A Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE2.1.4 Regulamentului (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului;
- Regulamentul (UE) 2016/1719 AL COMISIEI din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA);
- Regulamentul (UE) 2015/1222 AL COMISIEI din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM);
- Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (SO GL);
- Regulamentul (UE) NR. 543/2013 AL COMISIEI din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei Ia Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului;
- ENTSO-E – Regional Group Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement (SAFA);
- Ordinul ANRE nr. 63/31.03.2020 privind aprobarea programului de implementare a măsurilor necesare în scopul asigurării condițiilor de decontare la un interval de 15 minute;
- ENTSO-E RGCE Implementation Guide Accounting and Settlement V2R0;
- ENTSO-E Manual of Procedures (MOP) V3.2.

- Flexibilizarea definirii specificațiilor privind regulile de piaţă, algoritmii de decontare și procesele de participare la piaţă;
- Migrarea funcționării din actuala platformă a pieței de echilibrare în noua platformă, fără perturbări majore care să pună în pericol funcţionarea Pieței de Echilibrare;
- Prin facilitățile existente la nivelul infrastructurii (cloud) din punct de vedere hardware și software va avea loc o creștere a eficienței procesului de administrare a acestora

cu o reducere a timpului de indisponibilitate (maxim 1 oră/an).

Aplicațiile specifice trebuie recompilate și dezvoltate pentru a face posibilă utilizarea acestei tehnologii și conformitatea cu cerințele documentelor de referință.

12. Implementarea platformei de compensare a dezechilibrelor, IGCC (International Grid Control Cooperation)

În conformitate cu *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrica*, Art. 22 – *Platforma Europeana pentru procesul de compensare a dezechilibrelor,* toți OTS care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul partii IV din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare și în functiune platforma europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor.

Cadrul de implementare pentru platforma europeană de compensare a dezechilibrelor a fost aprobat de către ACER în data de 24 iunie 2020, prin Decizia nr. 13/2020.

Proiectul IGCC reprezintă proiectul de referință și punctul de plecare pentru crearea Platformei Europene de Compensare a Dezechilibrelor în timp real (Imbalance Netting). Obiectivul principal al acestui proces îl reprezintă reducerea acțiunilor de sens contrar ale regulatoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de restabilire a frecvenței cu activare automată RRFa, la nivel de ansamblu.

La data de 1 decembrie 2021, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica, a fost conectat la serverele TransnetBW Germania, realizându-se astfel integrarea modulului IGCC local al Transelectrica la funcția de proces INPF (Imbalance Netting Process Function) localizată in Wendlingen (server principal), respectiv Esslingen (server de rezervă) Germania.

Ca rezultat al derulării acestui proiect cantitatea de energie evitată la activare în cadrul platformei de compensare a dezechilibrelor IGCC compensată în anul 2024 a fost de 252,7 GWh (import) în sensul creșterii de putere, respectiv de 369,9 GWh (export) în sensul reducerii de putere. Beneficiul obținut din participarea la acest mecanism a fost de aproximativ 225 mil. euro, sumă care reprezintă o diminuare a costurilor rezultate în Piața de Echilibrare de care beneficiază toți furnizorii de rezervă de reastabilire cu activare automată (FFRa) participanți la piața de echilibare din Romania.
Platforma IGCC numără în prezent un total de 27 de operatori de transport și de sistem din 24 de țări, respectiv – ADMIE Grecia, APG Austria, CNTEE Transelectrica România, Elia Belgia, Swissgrid Elveția, CEPS Republica Cehă, 50Hz Germania, Amprion Germania, TenneT DE Germania, TransnetBW Germania, Energinet Danemarca, RTE Franța, HOPS Croația, MAVIR Ungaria, Terna Italia, CREOS Luxemburg, TenneT NL Țările de Jos, PSE Polonia, REN Portugalia, ELES SIovenia, REE Spania, SEPS SIovacia, ESO – EAD Bulgaria, EMS Serbia. De asemenea, în cadrul cooperării există trei membri cu statut de observator – NOS Bih Bosnia și Hertegovina, CGES Muntenegru și MEPSO Macedonia de Nord.

Prin această alăturare, Operatorul de Transport și Sistem din Romania – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 *al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice* (art. 22).

13. Serviciile de sistem (rezerve)

Pentru asigurarea serviciului de sistem, CNTEE Transelectrica SA utilizează resurse proprii (servicii funcţionale prestate) şi servicii de sistem furnizate de producători contra cost, sau în baza obligativităţii stabilite de Codul Tehnic al RET.

Serviciile de sistem realizează disponibilizarea unor rezerve de sistem (reglaj primar (bandă simetrică), reglaj secundar (bandă simetrică), terţiar rapid la creștere sau la reducere), necesare funcţionării sigure a SEN în condiţiile de calitate a energiei electrice.

Începând cu data de 01 iulie 2025, regulatorul central RFP-TEL a trecut de la modul de funcționare *pro-rata*, la modul de funcționare *merit order*, ceea ce presupune și utilizarea unor noi tipuri de rezerve. În consecință, noile tipuri de rezerve utilizate la nivelul SEN, sunt următoarele:

a) „rezerva pentru stabilizarea frecvenței" sau „RSF" – reprezintă rezervele de putere activă disponibile pentru stabilizarea frecvenței sistemului după producerea unui dezechilibru;

b) „rezerva pentru restabilirea frecvenței" sau „RRF" – reprezintă rezervele de putere activă disponibile pentru a readuce frecvența la valoarea ei nominală și, în cazul unei zone sincrone formate din mai mult de o zonă RFP, pentru a restabili echilibrul de puteri la valoarea programată; aceste rezerve sunt de două tipuri, cu activare automată RRFa și respectiv cu activare manuală RRFm;

c) „rezerva de înlocuire" sau „RI" înseamnă rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea sau susținerea nivelului necesar al RRF pentru a se pregăti preluarea dezechilibrelor următoare ale sistemului, inclusiv rezerva în exploatare.

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

- compensarea variaţiei de sarcină în SEN, respectiv reglarea frecvenţei şi a soldului SEN;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea funcţionării SEN după un colaps total sau al unei zone.

CNTEE Transelectrica SA prestează serviciul de sistem pentru toate componentele SEN, plătind pentru fiecare oră*grup de funcționare în compensator sincron a agregatelor SPEEH Hidroelectrica SA un tarif reglementat de ANRE pentru numărul de ore efectiv utilizate şi de asemenea organizează licitaţii pentru achiziționarea de rezerve de putere, plătind pentru fiecare hMW la preţul de închidere a licitaţiei pentru fiecare interval orar şi tip de rezervă.

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem sunt calificaţi de Transelectrica prin proceduri specifice.

Utilizatorii RET care au fost calificaţi pentru furnizarea de rezerve, pot încheia contracte de furnizare de servicii de sistem pentru tipul de rezervă pentru care au fost calificați.

Situaţia calificării grupurilor şi a furnizorilor pentru realizarea serviciilor de sistem pentru anul 2024 este prezentată în Anexa B-8.

În conformitate cu regulamentele Europene, achiziția de capacitate pentru echilibrare (rezerve) se realizează în mod concurențial și sens, prin licitații zilnice organizate (Regulamentul UE 943/2018, Art. 6, alin. 9).

Începând cu data de 01 aprilie 2024, a început să își producă efectele Ordinul ANRE nr. 127/2021 *pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvențeișsi a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui ANRE*, care definește printre altele, noile tipuri de rezerve care vor fi achiziționate de către Transelectrica, în conformitate cu cerințete codurilor Europene. Este vorba de Rezerva de Stabilizare a Frecvenței (bandă simetrică), Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată și manuală, respectiv Rezerva de Înlocuire. Aceste rezerve vor fi calificate ca și rezerve standard, în baza Ordinului ANRE nr. 89/2021 *privind aprobarea de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem*.

Ordinului ANRE nr. 18/2024 pentru modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind piața de energie electrică, a amânat intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 127/2021 de aprobare a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței şi a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea şi pentru modificarea şi abrogarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, de la data de 01 iunie 2024, la data de 01 iulie 2024 (Ordinul ANRE nr. 18/2024 art. I, alin. 1);

Situaţia achiziţionării şi realizării serviciilor de sistem în anii 2020 ÷ 2024 este prezentată în continuare:

Anul 2020

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3795000	0	3794720	3786019	99.77%	99.76%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Creștere	hMW	5180100	0	5180118	5160252	99.62%	99.62%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Reducere	hMW	842150	0	842150	841950	99.98%	99.98%	
Rezervă Terţiară Lentă	hMW	4267331	3316891	4266091	4264729	99.97%	99.94%	-
Energie Reactivă	ore*grup	7421	7421	7421	7421	100.00%	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	527040				-	100%	-

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

Anul 2021

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	4323570	0	4169270	4153690	99.63%	96.07%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Creștere	hMW	5470200	0	5454250	5440993	99.76%	99.47%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Reducere	hMW	2365650	0	2317683	2313523	99.82%	97.80%	

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Rezervă Terţiară Lentă**	hMW	0	0	0	0	0	0	-
Energie Reactivă	ore*grup	1410	1410	1410	1410	100.00%	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320						-

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

*** în anul 2021 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.*

Anul 2022

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3694100	0	3376066	3376066	3368145	99.77%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Creștere	hMW	4494400	0	4494400	4494400	4465044	99.35%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Reducere	hMW	1111300	0	1105603	1105603	1102661	99.73%	
Rezervă Terţiară Lentă	hMW	0	0	0	0	0		-
Energie Reactivă	ore*grup	1645	1645	0	1645	1645	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320				-	100%	-

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

*** în anul 2022 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.*

Anul 2023

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	4392000	0	3561770	3561770	3556478	99.85%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Creștere	hMW	4416500	0	4384455	4384455	4369002	99.65%	-
Rezervă Terţiară Rapidă Reducere	hMW	2557350	0	2432606	2432606	2417091	99.36%	
Rezervă Terţiară Lentă	hMW	0	0	0	0	0		-
Energie Reactivă	ore*grup	3196	3196	0	3196	3196	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	527040				-	100%	-

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

*** în anul 2023 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.*

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat față de contractat	Realizat față de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
RRFa crestere	hMW	1718550	0	1514987	1493055	86.88%	-
RRFa reducere	hMW	1718550	0	1532234	1510750	87.91%	-
RRFm crestere	hMW	4424250	0	4424250	4405920	99.59%	
RRFm reducere	hMW	2133600	0	1664796	1653744	77.51%	-
Energie Reactivă	ore*grup	5033	0	5033	5033	100.00%	-
RSF*	hMW	499320				100%	-

conform regulilor ENTSO - E (57 hMW/h, semibandă)

*** în anul 2024 nu s-a achiziționat rezervă de înlocuire.*

Rezerva de Stabilizare a Frecvenței – RSF (fosta Rezervă de Reglaj Primar) – în anul 2024, toți producătorii de energie electrică au fost obligați să asigure rezerva de stabilizare a frecvenței, conform solicitării C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., prin grupurile dispecerizabile proprii, fără a fi remunerați.
La solicitarea făcută în baza licenţei de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar (RP) pentru perioada 01 ianuarie ÷ 30 iunie 2024, respectiv rezerva de stabilizare a frecvenței pentru perioada 01 iulie ÷ 31 decembrie 2024 (RSF) obligatoriu și neremunerat pentru toate grupurile dispecerizabile, în conformitate cu obligaţiile stabilite prin Codul tehnic al RET şi impuse de respectarea regulilor ENTSO–E privind siguranța în funcționare și reglajul frecvenței și a soldului.

Rezerva primară solicitată producătorilor, precum și rezerva de stabilizare a frecvenței, au respectat cerinţele de repartiţie cât mai uniformă şi a reprezentat în total minim de 57 hMW/h în 2024, conform obligaţiilor ce revin SEN în cadrul sistemului interconectat ENTSO-E.

Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată – RRFa (fosta Rezervă de Reglaj Secundar) – reprezintă rezerva de putere activă pe care o au unele grupuri electroenergetice aflate în funcțiune, calificate de catre OTS pentru acest tip de serviciu de sistem și care sunt selectate în regulatorul central Frecvența – Putere de schimb, conform ofertelor din Piața de Echilibrare, care la abaterea frecvenței și/sau soldului SEN de la valoarea de consemn dată de binomul de reglaj, este mobilizată în mod automat.

Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare manuală – RRFm (fosta Rezervă Terțiară Rapidă la creștere și la reducere) – are rolul de a asigura refacerea rapidă a rezervei de restabilire a frecvenței cu activare automată RRFa. Rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală, RRFm, este activată în mod manual, prin dispoziție de dispecer.

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. achiziționează acest tip de rezerva separat, pe sens, la creștere și la reducere de putere.

Rezerva de înlocuire sau RI, reprezintă rezerva de putere activă disponibilă pentru restabilirea sau susținerea nivelului necesar al RRF pentru a se pregăti preluarea dezechilibrelor următoare ale sistemului. Acest tip de rezervă este activată în mod manual, prin dispoziție de dispecer și este calificată pentru un volum total de putere rezultat din încarcarea/descărcărea continuă a unei unități sau grup de furnizare a rezervelor, în maximum 30 min.

Pentru anul 2024 CNTEE Transelectrica SA nu a prevăzut achiziționarea acestui tip de serviciu, dar pe măsură ce acesta își va dovedi necesitatea, DEN ia în calcul achiziționarea acestei rezerve.

În afară de servicii de sistem putere activă, pentru reglajul tensiunii în RET, CNTEE

Transelectrica SA achiziţionează Energie Reactiva (ER) sub formă de ore de funcționare în regim de compensator sincron, de la cele două centrale hidroelectrice care pot asigura acest serviciu, respectiv CHE Lotru și CHE Vidraru. Achiziția acestui serviciu se realizează pe baza reglementărilor ANRE, emise în baza unor prognoze de utilizare a serviciului, plata orelor de funcționare în compensator sincron realizându-se doar pentru cantitățile efectiv realizate.

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

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

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, DM-OMEPA îndeplinește funcţia de operator de măsurare a energiei electrice, funcția de operator unic de agregare pe piața angro de energie electrică, funcția de operator de monitorizare a calităţii energiei electrice și funcția de operator de metrologie.

DM-OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice şi monitorizare a calităţii energiei electrice ce este desfăşurată atât la punctul central, cât și în teritoriu, prin intermediul serviciilor de exploatare sisteme de 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 piaţa angro de energie electrică;
- managementul local al sistemelor de contorizare locală;
- monitorizarea calităţii energiei electrice;
- managementul laboratorului de metrologie al CNTEE Transelectrica SA.

Funcţia de *„Operator de măsurare şi 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 siguranţă (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV) ;
- *contorizarea locală* a punctelor de măsurare pentru calcularea şi verificarea balanţelor de energie electrică activă şi reactivă pe nivele de tensiune în staţiile electrice ;
- *colectarea și agregarea datelor* de măsurare pentru piaţa angro de energie electrică.
- *validarea datelor* pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- *administrarea participanţilor* la piaţa angro de energie, funcţie pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare şi 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 privinţa necesităţilor proprii de verificări metrologice.

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

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare, DM-OMEPA efectuează măsurători asupra calităţii energiei electrice în staţiile electrice ale Transelectrica precum și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, pentru verificarea încadrării parametrilor în conformitate cu valorile acceptate din Codul Tehnic RET şi din standardul pe performanta pentru serviciul de transport al energiei electrice si pentru serviciul de sistem.

15. Sistemul de telecomunicaţii

Reţeaua de comunicaţii reprezintă un element de bază al sistemului informatic, pe care se pot implementa şi dezvolta servicii şi aplicaţii informatice care servesc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea şi implementarea unui design corect al acesteia determină capacitatea reţelei de a suporta implementarea diverselor servicii şi aplicaţii necesare desfăşurării activităţilor din companie.

Din punct de vedere al infrastructurii de comunicaţii, CNTEE Transelectrica SA deţine una din cele mai întinse reţele naţionale de fibră optică (aproximativ 5800 Km) având şi 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 protecţie 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.

Reţeaua de fibră optică la nivel naţional cuprinde: reţeaua optică internă OPGW, interconexiunile pe fibră optică cu companiile electrice din Ungaria, Bulgaria, Serbia, conexiunile pe fibră optică metropolitane şi 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 Dispecerul 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.

Sistemul de telecomunicaţii actual se bazează în principal pe infrastructura proprie, iar în secundar pe capacități de comunicații închiriate de la furnizori de servicii de comunicaţii.

Este utilizată, de asemenea, o infrastructură bazată pe microunde, care asigură comunicaţii operative de date-voce pentru operatorul de sistem, de măsurare a energiei electrice şi pentru piaţa 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 curenţi purtători (PLC) instalate pe liniile electrice de transport, care asigură comunicaţii de joasă frecvenţă aferente transmisiilor echipamentelor de achiziţie date de proces din staţii şi centrale termo/hidro/nuclearoelectrice, semnalelor de teleprotecţie pe liniile de transport, precum şi interfaţarea sistemului privat de telecomunicaţii al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

Anexa 2

Analiza adecvanţei SEN pe termen mediu și lung

Schimbările fără precedent aduse de îndeplinirea angajamentelor asumate de țările europene în cadrul Pactului Verde (Green Deal), pentru asigurarea unui sistem energetic mai puțin poluant, transpuse în volume mari de energie electrică din surse regenerabile intermitente ce vor substitui o parte însemnată din contribuția centralelor termoelectrice clasice în mixul energetic, reprezintă adevărate provocări pentru sistemul european, ce trebuie să se adapteze rapid pentru a menține siguranţa alimentării și respectiv, echilibrul continuu dintre cererea și producția de energie electrică.

Având în vedere nivelul de interconectare al sistemului european, un deficit sau excedent de capacitate într-o zonă a acestuia, poate afecta adecvanța într-o altă zonă. Este necesară, deci, o abordare coordonată pentru evaluarea adecvanței sistemului interconectat și respectiv, o modelare la nivel pan-european. Simulările de piață trebuie să includă un număr foarte mare de stări și configurații în care se poate afla sistemul interconectat, generate de diverse condiții climatice posibile și indisponibilizări planificate și neplanificate, aleatorii, ale grupurilor convenționale și ale elementelor de rețea, pentru a permite identificarea unor eventuale situații critice în care capacitățile de producere nu pot acoperi cererea de energie electrică la un moment dat.

Ca urmare, în vederea evaluării adecvanței SEN pe termen mediu și lung au fost considerate datele de intrare, ipotezele, metodologiile și rezultatele Studiului de evaluare a adecvanței la nivel european (ERAA2024), realizat în cadrul ENTSO-E, pentru patru ani țintă (TY): 2026, 2028, 2030 și 2035.

Analizele de piață pentru ERAA2024 au inclus modelarea *explicită* a 35 de țări europene, reprezentate prin una sau mai multe zone de ofertare în funcție de regulile specifice din piață și modelarea *implicită* a 4 țări din afara perimetrului ENTSO-E, prin reprezentarea seriilor orare fixe ce descriu schimburile transfrontaliere realizate cu acestea.

Scenariul central de referință pentru evaluarea adecvanței la nivel european - ERAA *Central Reference Scenario* – a fost elaborat pornind de la scenariile *bottom-up National Trends (NT)*, construite pe baza datelor transmise de OTS-urile europene în toamna anului 2023, în linie cu politicile și tendințele caracteristice fiecărei țări evidențiate în Planurile naționale integrate Energie - Mediu, modificate însă în ceea ce privește evoluția resurselor disponibile - prin aplicarea rezultatelor etapei EVA de *evaluare a viabilității economice* a grupurilor generatoare în piață ce țin cont de contractele deja încheiate la nivel național pentru asigurarea capacității în perioada analizată.

Utilizarea scenariilor climatice descrise de Baza de date PECD (*Pan European Climate Database*) disponibilă în cadrul ENTSO-E reflectă în același timp impredictibilitatea *consumului* de energie electrică și a *generării* din surse regenerabile (eoliană, solară, hidro), introdusă de variația factorilor meteorologici (temperatura aerului, viteza vântului, radiația solară, precipitații). Versiunea PECD 4.1 utilizată pentru ERAA2024 include 36 de scenarii meteorologice (WS) selectate pentru a descrie proiecțiile climatice pentru câte 12 ani cu caracteristice diferite (între 2025 și 2036) în ipotezele a 3 modele de evoluție. Un aspect deosebit de important în simularea unor situații diverse din punct de vedere climatic, dar *rezonabile* ca probabilitate de apariție, este reprezentat de faptul că seriile de variabile orare corespunzătoare fiecărui scenariu climatic din PECD sunt corelate spațial și temporal: reflectă deci condiții armonizate pe întregul perimetru european și coerente din punct de

vedere cronologic (de exemplu, valorile temperaturii sunt similare pentru zone/țări învecinate și prezintă variații orare sau sezoniere în limite acceptabile).

Pentru surprinderea tuturor evenimentelor neplanificate ce pot apărea în sistem, generate de valorile variabilelor stocastice ce definesc cererea, generarea și disponibilitatea rețelei de transport, a căror combinație poate influența nivelul de adecvanță a sistemului, s-au realizat analize de piață probabilistice (ce realizează *dispecerizarea în ordine economică a resurselor* – simulări ED) cu ajutorul programelor de modelare specifice, cu multiple iterații Monte-Carlo (MC) - ce simulează, pe baza probabilităților de avarie specifice, indisponibilitatea liniilor (de interconexiune) și/sau a grupurilor generatoare, pentru fiecare scenariu meteorologic WS.

Dată fiind complexitatea sistemului european analizat, pentru a se atinge convergența valorilor indicatorilor de fiabilitate rezultați din studiile probabilistice de piață, este necesar să se simuleze un număr semnificativ de situații posibile din combinația (nr. scenarii-climatice x nr. iterații MC), pentru fiecare an țintă analizat. În acest sens, pentru modelul ERAA 2024 stabilizat s-au realizat câte 540 (36x15) simulări Monte Carlo pentru fiecare an țintă. Rezultatele sunt considerate stabile când impactul unor simulări suplimentare este neglijabil.

În contextul ERAA2024, resursele disponibile în piață ce contribuie la acoperirea sarcinii orare includ, pe lângă tehnologiile de producere și de stocare (inclusiv baterii) și cele ce permit ajustarea consumului la anumite intervale, denumite mijloace de DSR *explicit* (activate pe baza unor oferte de preț) sau DSR *implicit* (ce răspund la variația prețurilor).

Viabilitatea resurselor a fost evaluată pe baza unui model EVA de optimizare a planificării pe termen lung ce are ca funcție obiectiv minimizarea costurilor totale ale sistemului pan-european în perioada 2026-2035, considerând diversele opțiuni de decizie cu privire la evoluția resurselor și investiţiile asociate acestora: casare în avans, prelungirea duratei de viață (pentru capacitățile de producere existente) și instalare de grupuri noi (pentru capacități noi pe gaze, mijloace DSR și baterii).

Dintre opțiunile candidat considerate pentru evaluarea viabilității economice au fost excluse (atât la reducere cât și la expansiune) capacitățile nucleare și cele regenerabile RES, păstrate constante ca în scenariile NT, considerându-se că acestea respectă ținte și politici asumate de țările modelate.

Pentru grupurile ce sunt retrase din funcțiune în perioada analizată conform scenariilor NT, evaluarea EVA poate include ca opțiune realizarea de investiții pentru prelungirea duratei lor de viață, începând din anul următor casării.

Datorită complexității modelului EVA, grupurile de producere au fost agregate pe categorii, în funcție de combustibilul utilizat și de caracteristicile lor tehnico-economice, spre deosebire de modelarea grup-de-grup din simulările de adecvanță ED.

De asemenea, variabilitatea introdusă de condițiile meteorologice a fost limitată în EVA la un subset de 3 scenarii (WS14, WS25, WS28), cu ponderile de reprezentativitate în banda de variație alcatuită de cele 36 de scenarii climatice descrise in Tabelul 2.1, aplicate pentru toți anii țintă.

Tabelul 2.1 Ponderile celor 3 scenarii climatice utilizate în etapa EVA

Scenariu climatic reprezentativ	Pondere WS in totalul celor 36 scenarii din PECD
WS14	0.439
WS25	0.122
WS28	0.439

Indicatorii tehnico-economici specifici pentru diversele tipuri de grupuri (diferențiate în funcție de tehnologie și combustibilul primar utilizat) și scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și al emisiilor de CO_2, ce determină practic *ordinea de merit* la încărcarea grupurilor, corespund datelor și ipotezelor specifice Scenariului National Trends (NT), modelat în cadrul ENTSO-E.

Tabelul 2.2 prezintă scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, utilizat pentru ERAA2024, ce a fost construit în cadrul ENTSO-E.

Tabelul 2.2 Prețul combustibililor fosili și al certificatelor de CO_2 în ERAA2024

	U.M	**2026**	**2028**	**2030**	**2035**
Lignit	Euro/GJnet	1.63 2.09 2.75 3.60	1.63 2.09 2.75 3.60	1.63 2.09 2.75 3.60	1.63 2.09 2.75 3.60
Huilă	Euro/GJnet	2.84	2.59	2.34	2.21
Gaze naturale	Euro/GJnet	7.32	6.77	7.68	8.75
CO2	Euro/tonă	72.7	104.5	136.4	156.6

În final, obiectivul studiului de adecvanță ERAA este determinarea riscului de neacoperire a sarcinii la nivel european în condițiile unor resurse disponibile în piață (*viabile)* conform propunerilor decizionale post-EVA, ce au identificat capacitățile ce nu și-ar putea recupera costurile de funcționare în lipsa unor mecanisme de piață specifice, și sunt în risc de casare în avans, respectiv investițiile optime pentru prelungirea duratei de viață a unor capacități sau pentru instalarea unora noi.

Având în vedere impactul cheie al costurilor tehnologiilor noi CONE (*Cost of New Entry*) utilizate în modelul EVA, asupra deciziilor investiționale transpuse în scenariul central de referință, au fost realizate analize comparative pentru ipoteze diferite de evoluție a costurilor tehnologiilor pe gaze în ciclu combinat CCGT, utilizând, fie alte valori de referință comune, fie valori naționale, pentru țările care au disponibile studii specifice, respectiv media valorilor naționale disponibile pentru celelalte țări. În studiile naționale valoarea CONE este analizată în conjuncție cu valoarea energiei nelivrate (VOLL) și standardul de fiabilitate în SEN, pentru determinarea nivelului de adecvanță urmărit.

Trebuie *precizat ca deciziile efective ale investitorilor pe termen mediu si lung pot fi diferite de cele semnalate de EVA, ce depind strict de ipotezele și metodologiile modelate, astfel că riscurile de adecvanță pot fi mai mari în cazul nematerializării investițiilor rezultate din aceste analize de planificare pe termen lung ce urmăresc minimizarea costurilor totale din sistemul modelat.*

Pentru România, analizele EVA nu au identificat oportunități de realizare a unor investiții în capacități suplimentare față de scenariul NT reprezentat în Figura 2.1.

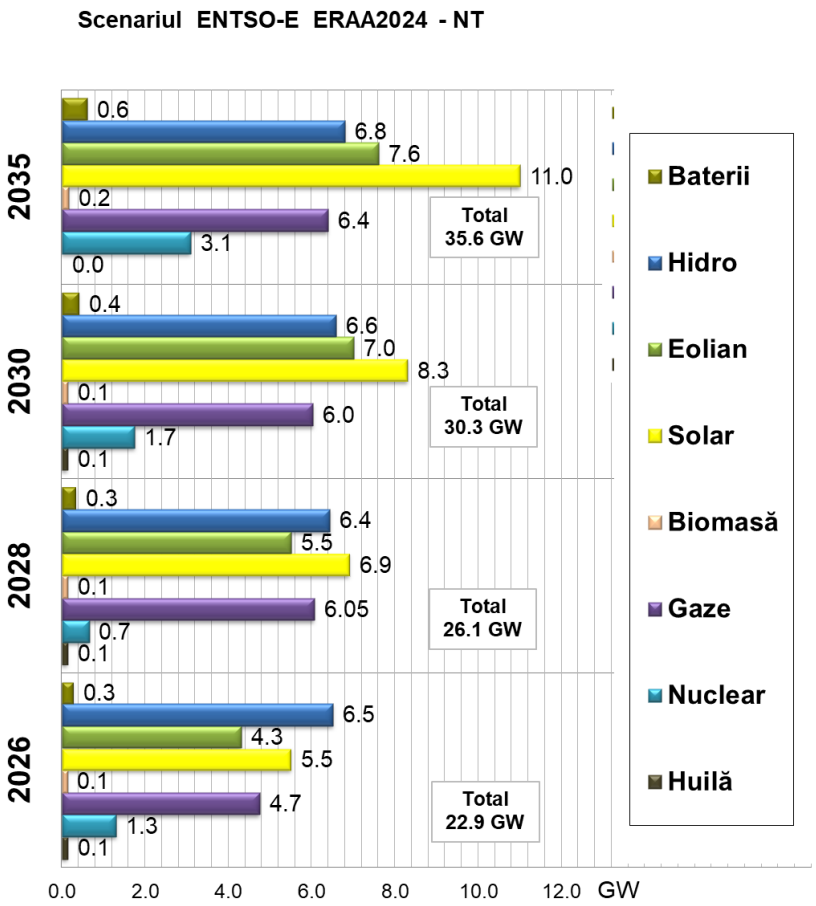


Figura 2.1 Evoluția capacității disponibile în SEN
Scenariul ENTSO-E NT ERAA2024

De asemenea, rezultatele EVA au evidențiat, atât în scenariul central de referință, cât și în celelalte ipoteze CONE modelate, dificultățile economice ale grupului pe huilă de la Paroșeni considerat disponibil până în 2030, ce este în risc de casare în avans încă din 2026, în condițiile de evoluție a prețurilor combustibililor din scenariul descris mai sus.

De asemenea, o posibilă reducere cu 90 MW a capacității instalate în grupuri de termoficare existente pe gaze este semnalată în ipotezele EVA începând din anul țintă 2028.

Pentru orizontul pe termen lung 2035 un excedent de capacitate în grupurile noi pe gaze CCGT este propus pentru casare în EVA, totalizând 2150 MW în scenariul central de referință (respectiv între 1580 MW și 2060 MW, în funcție de ipotezele alternative CONE considerate).

Pentru evidențierea situațiilor critice din sistem, au fost determinați și analizați indicatorii de fiabilitate ENS [GWh] (*Energy Not Served*) – energia nelivrată și LLD [ore/an] (*Loss of Load Duration*) - durata de neacoperire a consumului, respectiv numărul de ore cu energie nelivrată în cursul anului, corespunzători fiecărei simulări Monte Carlo.

Din prelucrarea indicatoriilor ENS și LLD au rezultat valorile *anticipate* la nivelul orizontului analizat pentru fiecare țară, respectiv EENS (*Expected Energy Not Served*) și LOLE (*Loss of Load Expectation*) - ca valori medii ale tuturor iterațiilor MC realizate cu programul de modelare, dar și valorile mediane (percentila P50) și maxime (determinate ca percentila P95 – ignorând astfel valorile mai mari ce apar în mai puțin de 5% de cazuri din setul total de simulări MC), corespunzători fiecărui scenariu.

De menționat că, pentru majoritatea țărilor europene, indicatorul de fiabilitate național utilizat este LOLE, având valori țintă standardizate cuprinse, în general, între 1 (Suedia) și 6,7 ore/an (Cehia). O valoare medie de 3 ore/an este considerată în Belgia, Grecia, Irlanda, Italia și Polonia.

Rezultatele ERAA2024 pentru România, centralizate în Tabelul 2.3, evidențiază riscuri minime de neacoperire a consumului intern cu capacitățile de generare disponibile în SEN plus import, pentru toți anii țintă analizați.

Punerea în funcțiune a noilor CCGT pe gaze începând cu anul 2026 este, însă, extrem de incertă. Incertitudinile legate de data punerii în funcțiune a noilor capacități pot avea un impact negativ asupra adecvanței. În plus, rezultatele EVA au dus la scoaterea din funcțiune în scenariul central de referință a unei capacități CCGT pe gaze de 2150 MW, ce nu ar fi viabilă din punct de vedere economic până la orizontul 2035 în ipotezele considerate în ERAA2024. Ținând cont că această capacitate este alcatuită și din grupuri noi, cu data estimată de punere în funcțiune în perioada 2026-2030, se pune deci problema oportunității economice a realizării acestor investiții, cu efect negativ asupra rezultatelor LOLE pentru orizonturile 2026-2028-2030.

Tabelul 2.3 Valorile medii, P50 și P95 pentru ENS și LLD rezultate pentru România, în scenariul central de referință ERAA2024

orizonturile 2026 și 2028

	2026						2028					
ERAA 2024	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95
	ore/an			GWh			ore/an			GWh		
Scenariul Central de Referință	0.04	0	0	0	0	0	0.03	0	0	0	0	0

orizonturile 2030 și 2035

	2030						2035					
ERAA 2024	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95
	ore/an			GWh			ore/an			GWh		
Scenariul Central de Referință	0	0	0	0	0	0	0.11	0	1	0	0	0

Ca urmare, având în vedere situația actuală din SEN și întârzierile înregistrate în realizarea investițiilor în grupurile noi pe gaze, față de traiectoria descrisă de PNIESC în linie cu obiectivul scontat de decarbonizare a SEN și modelat în scenariul NT din ERAA2024, este necesară reevaluarea potențialelor deficiențe ale sistemului românesc pe termen scurt și mediu pentru aceste ipoteze diferite, cu ajutorul unor simulări probabilistice de piață, utilizând aceeași metodologie de calcul.

În Figura 2.2 sunt semnalate diferențele între capacitatea de producere considerată în Scenariul central de referință ERAA2024, *post EVA* și, pornind de la acesta, cea din Scenariul de sensibilitate actualizat pentru orizonturile 2026-2028, în care închiderea grupurilor existente pe cărbune, programată a avea loc în 31.12.2025 nu este corelată cu realizarea efectivă a grupurilor noi CCGT menite să înlocuiască această capacitate conform PNIESC, rezultând deci, la nivelul SEN o capacitate redusă cu 1694 MW în 2026 și 2006 MW în 2028.

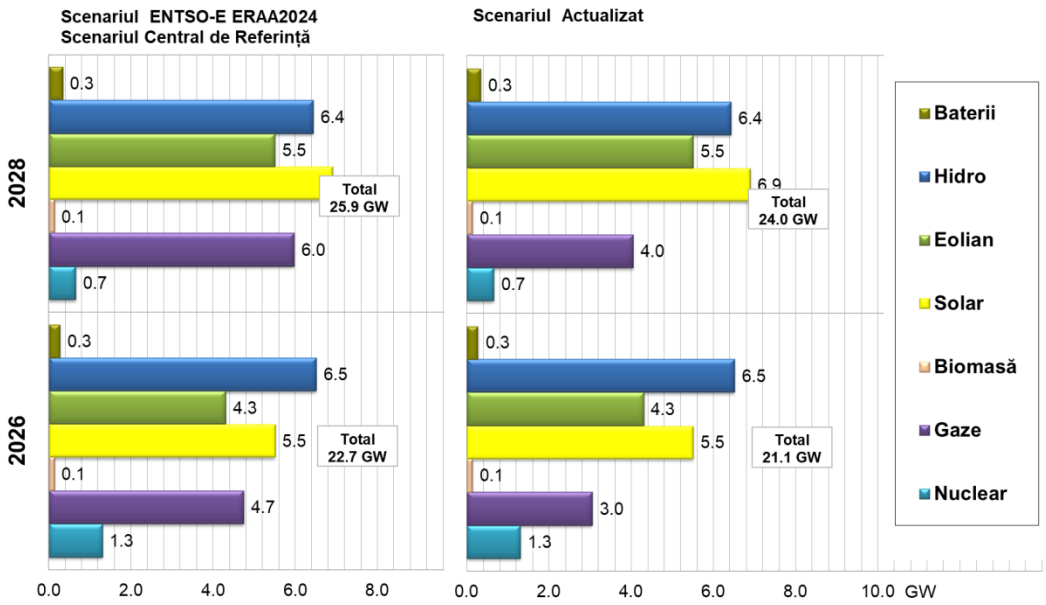


Figura 2.2 Evoluția capacității disponibile în SEN
Scenariul central de referință post-EVA ERAA2024 vs. Scenariul actualizat

O analiză simplificată a fost realizată pentru cei doi ani țintă 2026 și 2028 cu ajutorul programului Plexos, pentru cele 3 scenarii climatice considerate în EVA (WS14, WS25, WS28), fiecare cu câte 15 iterații Monte Carlo, pentru surprinderea impactului negativ asupra adecvanței sistemului al retragerii din funcțiune a grupurilor pe cărbune conform PNIESC coroborat cu amânarea sau anularea programului de puneri în funcțiune grupuri noi CCGT în perioada 2026-2028. Valorile medii ale indicatoriilor rezultați în aceste 3 scenarii climatice nu depășesc semnificativ cele din scenariul central de referință ERAA2024-Tabelul 2.4.

Tabelul 2.4. Rezultatele analizelor de piață - valori medii pentru România scenariul actualizat

		2026 - 15 iterații MonteCarlo			2028 - 15 iteratii MonteCarlo		
		ws 14	ws 25	ws 28	ws 14	ws 25	ws 28
consum RO	**TWh**	**55.0**	**55.3**	**54.9**	**57.5**	**58.1**	**57.7**
Pmax	MW	8258.8	8425.1	8679.1	8977.8	8821.7	9086.5
Producție totală RO	**TWh**	**57.1**	**54.0**	**58.5**	**62.4**	**60.3**	**64.2**
nuclear	TWh	10.9	10.8	10.8	4.9	4.9	4.9
gaze	TWh	13.5	14.0	13.4	21.0	22.4	21.2
hidro	TWh	18.2	14.0	19.2	18.1	14.0	19.2
eolian	TWh	6.7	6.8	7.2	9.0	9.1	9.6
solar	TWh	7.0	7.4	6.9	8.3	8.9	8.2
biomasă,baterii	TWh	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
sold (+ export) RO	**TWh**	**2.0**	**-1.8**	**3.2**	**4.5**	**1.7**	**6.2**
RO ENS	GWh	0.00	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00
RO LOLE	h	0.00	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00
RO-MD ENS	GWh	0.00	5.37	0.19	0.00	4.82	0.00
RO-MD LOLE	h	0.00	13.47	0.53	0.00	12.13	0.00

Efectul reducerii de putere în SEN este surprins în scenariul meteorologic WS25 anul țintă 2026, în care riscurile de neacoperire a consumului de energie electrică cu resursele interne de producere sunt acoperite prin utilizarea capacității transfrontaliere de import a țării. Deși cu probabilitate scăzută, aceste situații cu risc asupra adecvanței, pot apărea și pot produce un impact semnificativ în sistemul interconectat.

Valorile mediate (rezultate din 15 simulări MC) ascund anumite situații critice, al căror efect combinat poate reprezenta un risc din punct de vedere al adecvanței. Analiza detaliată a întregului pachet de simulări a arătat că în iterația 4 WS25 sunt două intervale orare (în februarie 2026) cu un deficit de 1409 MW ce nu poate fi acoperit din import, datorate suprapunerii unor evenimente meteorologice dificile cu opriri accidentale ale grupurilor generatoare. În aceste ore nu este asigurat nici necesarul de export către Republica Moldova, estimat la 400 MW.

Situația RO-MD ne arată riscurile de neacoperire a sarcinii în Republica Moldova datorită lipsei capacității de export din România, situație cu atât mai critică cu cât realizările confirmă valori orare de export ale României către Republica Moldova și Ucraina, de peste 700 MW, astfel că valorile deficitelor semnalate se vor majora corespunzător.

Pentru surprinderea riscurilor legate de potențialul deficit al capacității de producere în SEN, în raport cu consumul intern net ce trebuie acoperit, multiplicate în situația unor conditii climatice severe, caracterizate de o creștere a consumului intern net și de lipsa resursei primare pentru centralele electrice (lipsă vânt/apă), este necesară extinderea eșantionului de scenarii climatice analizat pentru fiecare an țintă.

De asemenea, complementar modelării stocastice, este utilă și o analiză deterministă centrată pe palierele orare critice, cu risc crescut în ceea ce privește adecvanța, care coincid cu palierele de vârf de consum. În timpul acestor perioade (de exemplu, vârf de seară iarna), contribuția centralelor fotovoltaice este zero, iar în situația în care funcționarea centralelor eoliene este la un nivel minim, România (și regiunea) se poate baza în principal pe funcționarea centralelor termo clasice și a celor hidroelectrice, ce poate fi și ea restricționată.

Anexa 3

Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă

Aspecte generale

Pentru a evalua adecvanţa RET şi necesităţile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcţionare în parametrii normaţi, prin efectuarea de calcule de regim staționar [14], stabilitate statică, stabilitate dinamică şi evaluarea curenţilor de scurtcircuit [5].

Calculele şi analizele se realizează pentru scenariul de bază şi pentru un număr rezonabil de scenarii alternative privind evoluţia consumului, componenţa parcului de producţie la diferite orizonturi de timp şi încărcarea centralelor pentru echilibrarea consumului şi soldului de schimb cu sistemele vecine.

Reţeaua funcţionează în prezent cu un grad scăzut de încărcare (a se vedea anexa 1). În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în anumite zone ale ţării şi odată cu intensificarea schimburilor de energie electrică pe liniile de interconexiune din zona de vest şi de est, reţeaua de transport din acele zone va fi foarte solicitată şi nu va asigura în structura actuală criteriile tehnice normate şi cerinţele din Standardul de performanţă al serviciilor de transport şi de sistem.

Pentru identificarea necesităţilor de dezvoltare a RET, au fost elaborate mai multe studii [5], [8], [11], [13], [12], [13], [14], [19], [20], [22], care au verificat încadrarea regimurilor de funcţionare a RET în condiţiile normate, pe orizont de timp mediu (5 ani) şi lung (10-15 ani). S-au analizat regimurile staţionare, condiţiile de stabilitate statică şi tranzitorie, regimurile de scurtcircuit.

De asemenea, au fost avute în vedere concluziile studiilor de soluţie de racordare elaborate la solicitarea utilizatorilor RET privind racordarea unor centrale noi şi proiectele de creştere a capacităţii de interconexiune dezvoltate în cooperare cu operatorii de reţea vecini.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcţionare:

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

Calculele s-au efectuat pe modele ale sistemului corespunzând scenariilor de evoluţie a SEN considerate pentru perspectiva de cinci şi zece ani, în scopul verificării adecvării reţelei şi identificării necesităţii dezvoltării acesteia.

Calculele de verificare a dimensionării RET s-au efectuat, pentru regimurile medii de bază şi regimurile de dimensionare, conform regulilor prezentate în Anexa A rezultate pornind de la PE 026/92 (Normativ privind principiile, criteriile şi metodele pentru fundamentarea strategiei de dezvoltare a SEN) și considerând funcţionarea interconectată sincron cu sistemul european continental.

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

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcţionare a RET;

- cazuri care conduc la regimurile de funcţionare cele mai dificile care pot apărea în condiţii normale de funcţionare a SEN şi la care reţeaua trebuie să facă faţă - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB şi RD s-au construit pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineaţa iarnă (VDI), vârf de consum dimineaţa vară (VDV) şi gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare orizont de prognoză și scenariu: 2028, 2033 - 2035.

Prezentarea analizelor de sistem

Modelele de rețea pentru studiile de sistem au fost construite în anul 2023. 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 conform Planurilor de Dezvoltare pentru perioada 2028-2035 (în rețeaua de distribuție de 110kV au fost modelate numai dezvoltările puse în funcțiune):

Etapa 2028
CNTEE Transelectrica SA
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 – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud printr-o LEA 400 kV d.c.;
LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (etapa I din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier – Reşiţa – Timişoara – Săcălaz – Arad);
LEA 400 kV d.c. Reșița–Timișoara/Săcălaz–Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier–Reşiţa–Timişoara–Săcălaz–Arad);
Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad;
LEA 400 kV de interconexiune Reşiţa (România) – Pancevo (Serbia) (linie nouă);
Racordarea stației 220 kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într-un circuit al LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
Staţia nouă 400/220/110kV Arefu racordată intrare – ieşire pe LEA 400kV Țânțăreni - Sibiu Sud;
Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare – Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara);
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 LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru
Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Fantanele-Ungheni
Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomiței
Instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud
instalare trafo 3 nou 400/110kV Smârdan
Echiparea circuitului 2 pentru LEA noua 400kV Smardan-Gutinaș
Mărirea capacității de transport LEA 400 București Sud – Pelicanu
LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu;

Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu;
Al II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Brazi Vest;
Al III-lea AT 400MVA, 220/110kV Fundeni;
TR 400/110kV Bucureşti Sud;
Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive (SVC) în staţiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud şi 400/220/110/20 kV Bradu;
Instalarea unei bobine de compensare a puterii reactive de 100MVAr în staţia Porțile de Fier
Rețele Electrice Muntenia SA
Înlocuirea LES 110 kV Vacaresti - Toporasi, AL 1600 mmp, 2025;
Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C1, AL 1600 mmp, PIF 2028;
Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C2, AL 1600 mmp, PIF 2028;
Înlocuirea LES 110 kV Centru - Sud, AL 1600 mmp, 2026;
Stația 110/20 kV Voluntari, cu racord intrare-ieșire în LES 110kV Fundeni - Pipera 1 cu racordare ulteriora CER Brazi, Afumați și Fundeni, PIF 2027
LES 110 kV Voluntari - Fundeni 1, AL 1600 mmp, PIF 2027;
LES 110 kV Voluntari - Pipera 1, AL 1600 mmp, PIF 2027;
LES 110 kV Voluntari - CET Brazi, AL 1600 mmp, PIF 2027;
LES 110 kV Voluntari - Afumati, AL 1600 mmp, PIF 2027;
LES 110 kV Voluntari - Fundeni 2, AL 1600 mmp, PIF 2027;
Rețele Electrice Dobrogea SA
Realizare LES 110 kV Tomis Nord – Tăbăcărie, AL 630 mmp, 2025;
Rețele Electrice Banat SA
Stație 110/20 kV Covaci, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LEA 110 kV Săcălaz – Ortişoara, PIF 2023;
Stație 110/20 kV B BRAUN, 1x16 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LEA 110 kV Săcălaz – Ortişoara, PIF 2023
Stație 110/20 kV Ineu, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LEA 110 kV Pancota – Sebeș, PIF 2025
Reconductorarea LEA 110 kV Baru Mare - Lonea- OlAl 185/32mmp, PIF 2023;
Reconductorarea LEA 110 kV Resita - IAZ- OlAl 185/32mmp, PIF 2026;
Delgaz Grid SA
Introducere tensiune 110 kV în stația Oneşti Centru. Construire LEA 110 kV dublu-circuit, racordată la stâlpul 67 al LEA 110 kV d.c. Gutinaş-Aroma Rise-T1 Cauciuc şi LEA 110 kV Gutinaş-Bloc 5 CET 2 Oneşti, trim. 3, 2023;
Racordare extindere ansamblu PALAS Iași printr-o stație de transformare de tip interior110/20kV, 2x25 MVA de tip racord adânc prin utilizareaLEA DC 110kV Terom (CFS 1), în prezent retrase din exploatare, care se vor continua prin LES 110kV, trim. 3, 2023;
DEER Transilvania Nord
Stație 110/20 kV Leordina, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LEA 110 kV Sighet CEIL-Baia Borşa;
Stație 110/20 kV Someşeni, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LES 110 kV Alverna-Cluj Est;
Stație 110/20 kV Teraplast, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LES 110 kV Viișoara-Lechința;
Stație 110/20 kV CEF Comcris, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LES 110 kV Sărmășag-Suplac;

Stație 110/20 kV Sâmbăta, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LES 110 kV Oradea Sud-Sudrigiu;
DEER Transilvania Sud
Stație electrică de transformare 110/20 kV Albac prin secționarea liniei electrice aeriene 20kV Câmpeni – Băița, 2025;

Etapa 2033 - 2035
CNTEE Transelectrica SA
LEA 400kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2;
Realizare stație nouă 400/110kV Grozăvești și două bobine de compensare 100MVAr +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozăvești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozăvești;
LEA 400 kV s.c. Gădălin–Suceava;
LEA 400 kV Suceava – Bălți;
Trecerea LEA 400 kV Isaccea–Tulcea de la simplu circuit la dublu circuit;
LEA 400 kV d.c. Stâlpu–Brașov (1 circuit echipat);
Montare AT nou 400/220 kV in stația Roșiori
Instalarea a trei mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Suceava, Gutinaș și Roșiori;
Reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat
Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu
Rețele Electrice Muntenia SA
Stație 110/20 kV Giuleşti, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieşire pe LES 110 kV Cotroceni-Radu Zane, PIF 2029;
Stația 110/20 kV Fabrica de Glucoză cu racord intrare-ieșire în LES 110kV Centru - Nord
LES Fabrica de Glucoza - Pipera 2, AL 1600 mmp, PIF 2027;
LES Fabrica de Glucoza - Fundeni, AL 1600 mmp, PIF 2027;
LES Fabrica de Glucoza - Centru, AL 1600 mmp, PIF 2027;
LES Fabrica de Glucoza - Nord, AL 1600 mmp, PIF 2027;
Stația 110/20 kV Henry Coandă, schemă în H intrare-ieșire în LES 110kV Baneasa - Pipera 1
LES 110 kV Baneasa - Henry Coandă, AL 1000 mmp, PIF 2029;
LES 110 kV Pipera 1- Henry Coandă, AL 1000 mmp, PIF 2029;
Stația 110/20 kV Antiaeriană, schemă în H intrare-ieşire pe LES 110 kV Vulcan-Sălaj
LES 110 kV Vulcan - Antiaeriana, AL 630 mmp, PIF 2030;
LES 110 kV Antiaeriana – Sălaj, AL 630 mmp, PIF 2030;
Stația 110/20 kV Colosseum, schemă în H intrare-ieșire pe LES 110 kV Laromet - Chitila
LES 110 kV Chitila - Colosseum, AL 1600 mmp, PIF 2030;
LES 110 kV Colosseum - Laromet, AL 1600 mmp, PIF 2030;
Stația 110/20 kV Bolintin, schemă în H intrare-ieșire pe LES 110 kV Chitila - Arcuda
LES 110 kV Chitila - Bolintin, AL 630 mmp, PIF 2032;
LES 110 kV Bolintin - Arcuda, AL 630 mmp, PIF 2032;
Stația 110/20 kV Cuza, schemă în H intrare-ieșire pe LES 110 kV București Sud - Balta Albă
LES 110 kV Titan - Cuza, AL 1600 mmp, PIF 2032;
LES 110 kV Cuza - FCME, AL 1600 mmp, PIF 2032;
Rețele Electrice Banat SA
LEA nouă 110 kV Giulvaz – Deta, PIF 2031
LEA nouă 110 kV HD Oras - Oxigen, PIF 2031

Delgaz Grid SA
Stație transformare pentru preluarea consumului viitorului Spital Regional de Urgenţă Iaşi. Soluţia propusă constă in racordarea în LEA 110 kV Iaşi Sud-Breazu, trim. 3, 2027;
Distribuție Energie Oltenia SA
Stație electrică de transformare 110/20 kV Vlădești în zona de vest a municipiului Rm Vâlcea, PIF 2030;
Stație electrică de transformare 110/20 kV Bascov (Pitești), PIF 2030;
DEER Transilvania Sud
Stație electrică de transformare 110/20 kV Alba Sud în imediata vecinătate a zonei industriale, 2030

Analiza regimurilor staţionare

În regimul mediu de bază (RMB) cu N şi N-1 elemente în funcţiune, s-au constatat următoarele:

- **La etapa 2028**
  - Palierul VSI – Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 42%Ilim.termica pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingențe periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingențe periculoase.
  - Palierul VDV – Calculul regimului staționar cu N elemente în a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 42%Ilim.termica pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingențe periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu a semnalat suprasarcini în RET sau RED, încărcările pe elementele de rețea fiind de maximum 75%.
  - Palierul VDI - Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 48%Ilim.termica pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingențe periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingențe periculoase.
  - Palierul GNV - Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 35%Ilim.termica pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingențe periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de

evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingențe periculoase.

- **La etapa 2033 - 2035**
  - Palierul VSI, VDI – nu au fost detectate depășiri sau violări ale benzii admisibile de tensiune.
  - Palierul VDV – au fost detectate încărcări peste limită pe c1/c2 LEA 220kV București Sud - Fundeni (2.4%) la declanșarea c2/c1 al acestei LEA și suprasarcini pe LEA 110kV Progresu – IMGB (4.8%) la T1 220/110 București Sud. Apar suprasarcini și pe LEA 110kV Timișoara – Dumbrava (15%) la declanșarea T 400/110kV Săcălaz.

S-au efectuat verificări ale regimului staţionar de funcţionare a RET și în regimurile de dimensionare (RD), prin calcule cu N și N-1 elemente de reţea în funcţiune. Pentru evacuarea puterii din CNE Cernavodă s-au verificat şi regimurile cu N-2 elemente în funcţiune. 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.

Din analizele efectuate pe termen mediu și pe termen lung au rezultat proiectele necesare în plus față de cele prevăzute conform Planului de Dezvoltare 2024-2033.

Analiza regimurilor de dimensionare pentru etapa 2028

Analizele pe termen mediu și lung efectuate în cadrul studiilor de soluție au confirmat necesitatea proiectelor aflate în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2026-2035.

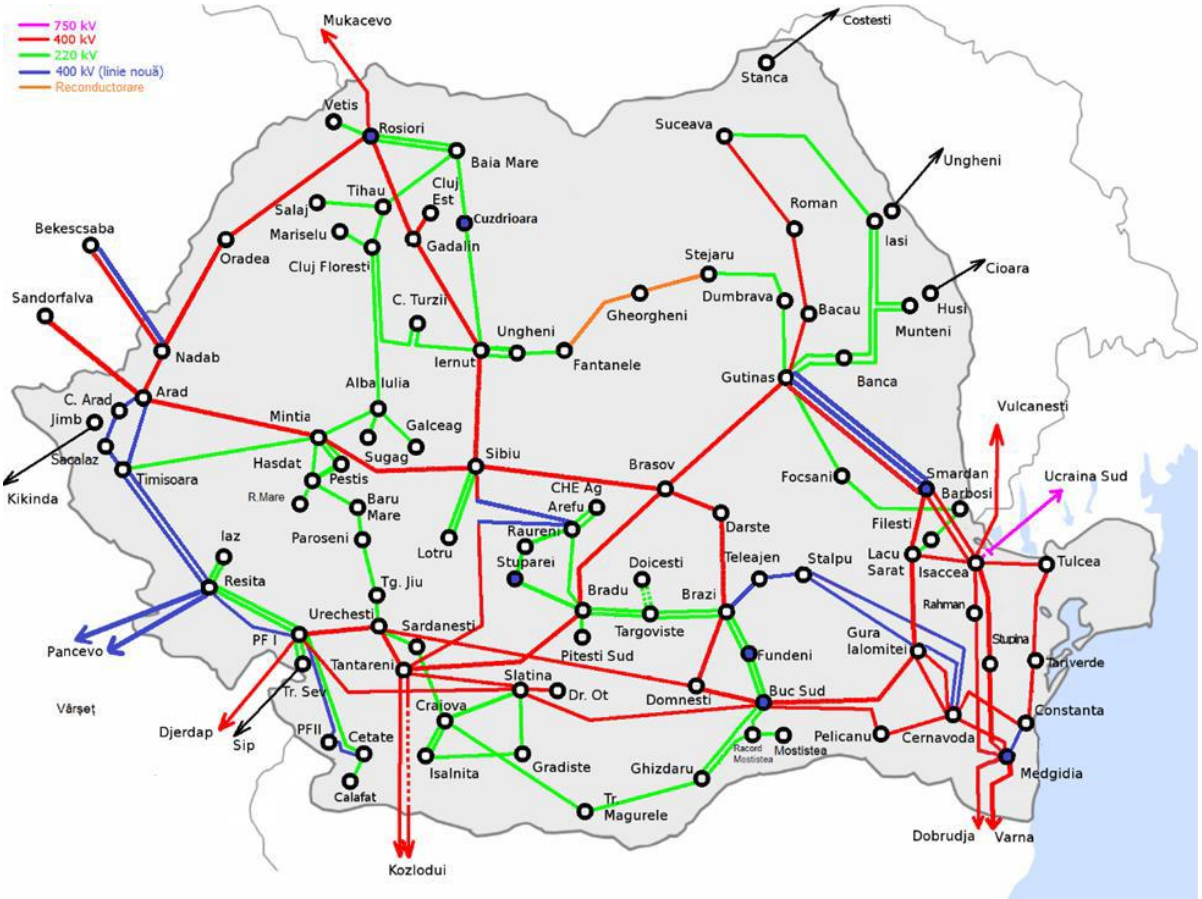


Figura 1. Configurația rețelei electrice de transport la etapa 2028

Analiza Secțiunii S3

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI
- Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș
- Instalarea de mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Limitarea Tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere;
- Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
- Meconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;ulcănești prin instalarea unui dnsibilă la contingențele în RET:
    - o Deschiderea Cuplei longitudinale 110 kV Cudalbi;
    - o Deconectarea LEA 110 kV ICM Tecuci – Liești

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S3 considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Realizarea LEA 400 kV Suceava – Gădălin
- Reconductorarea LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud;
- Reconductorarea LEA 400 kV Gutinaș – Brașov;
- Reconductorarea LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru ;
- Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni
- Realizarea LEA 400kV Oradea -Jozsa (Debrecen), de interconexiune cu
- Ungaria
- Instalarea T2 400/110 kV Bacău Sud;
- Înlocuire AT 220/110 kV Suceava 250 MVA cu AT 220/110 kV 400 MVA;
- LEA 400 kV Suceava – Bălți
- dispozitive de reglaj al tensiunii în nodurile de 400 kV Arad, Roșiori și Gispozit

***Reconductorarea** sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI*

- nu a rezultat necesitatea lucrării la etapa 2028. Propunerea va fi analizată în Faza 2 în perspectiva etapei 2033;

***Mijloace de reglaj al tensiunii** pentru evacuarea puterii din S3 (în special S6)* - asociat regimului de sensibilitate sunt necesare dispozitive de reglaj al tensiunii în nodurile de 400 kV Arad, Roșiori și Gădălin. Propunerea va fi analizată în Faza 2, conform Minutei Tractebel - Transelectrica.

***Montarea circuitului 2** al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș* – nu au rezultat supraîncărcări pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, în contextul ipotezelor de calcul analizate la etapa 2028. Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S6 cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, fără montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș este de aproximativ **6398 MW** .

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Lucrările de întărire rezultate ca necesare asociat regimului de sensibilitate la etapa 2028 sunt:

- Instalarea unor dispozitive de control al circulațiilor de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș.

Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere

Fără limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S3, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **5778 MW**.

Instalarea unui dispozitiv de limitare a puterii pentru limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S3 cu **aproximativ 343 MW.**

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș

Fără montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S6 cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **6398 MW**.

Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S6 cu aproximativ **317 MW.**

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere - conduce la o scădere cu 12,6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Zonei C

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea instalării celui de-al doilea AT 220/110 kV Stupărei 200 MVA în vederea evitării supraîncărcărilor AT1 220 kV Stupărei (125% Sn) și respectiv AT 220/110 kV Râureni (127% Sn) asociat respectării criteriului N-1.

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul Zonei C considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1
- Reconductorarea LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest;

Instalare AT nou 220/110kV Stupărei

Analiza de regim a indicat necesitatea lucrării la etapa 2028;

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Bradu – Târgoviște – Brazi Vest

- Nu a rezultat necesitatea reconductorării LEA 220 kV d.c Bradu – Târgoviște – Brazi Vest
- Este necesară reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1 și a LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Lucrările de întărire rezultate ca necesare asociat regimului de sensibilitate la etapa 2028 sunt:

- Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1
- Reconductorarea LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest;

Aceste lucrări vor fi analizate în Faza 2 în perspectiva etapei 2033.

Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei

Fără instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Vâlcea cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **417 MW**.

Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Vâlcea cu aproximativ **126 MW**,

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse
- Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei conduce la o scădere cu 0.9 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Secțiunii Sud (zonele B si D)

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina
- Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru
- Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat depășirea capacității rețelei de transport in special în cazul unităților de transformare din zona Olt și Dolj, precum si numeroase suprasarcini de pana la 255% in rețeaua de distribuție. Conectarea la schema normală a unităților de transformare aflate in rezervă in rezolvă parțial suprasarcinile din RET transferând suprasarcinile din zona D in zona C a rețelei. Sunt necesare măsuri de întărire a RET în Secțiunea Sud.

Analiza **regimurilor de sensibilitate** prin creșterea puterii generate la nivelul Secțiunii Sud considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud - Ghizdaru;
- **sau**
- Instalarea de dispozitive de control al circulațiilor de putere pe cele două linii

Analiza realizării unei noi interfețe RET- RED în Secțiunea Sud

Realizarea unei noi interfețe RET - RED în Secțiunea Sud are in vedere apariția noilor centralelor fotovoltaice la nivelul rețelei de 110 kV din zona Giurgiu – Teleorman și supraîncărcarea liniilor de 110 kV din această zona.

Se propune transformarea stației 110 kV Videle în stație 400/110 kV (1 x T 400/110 kV 250 MVA și racordarea ei la RET în sistem „intrare – ieșire” în LEA 400 kV Slatina – București Sud. De asemenea se propune debuclarea zonei RED 110 kV Giurgiu – Teleorman de zona RED 110 kV București prin deconectarea următoarelor linii 110 kV:

- LEA 110 kV Clejani – Mihăilești;
- LEA 110 kV Copăceni – Uzunu;
- LEA 110 kV Jilava – Prundu.

și conectarea LEA 110 kV Videle – Drăgănești-Vlașca.

Măsura propusă reduce suprasarcinile in zona RED 110 kV dar menține necesitatea reconductorării următoarelor LEA 220 kV:

- LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni;
- LEA 220 kV Ghizdaru – Călugăreni – București Sud
- LEA 220 kV Ghizdaru – Racord Mostiștea
- LEA 220 kV Grădiște - Slatina.

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădişte – Slatina

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina s-a se analizat în două soluții:

- Uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște pe toată lungimea liniei 2 x 450 mmp (12,2 km)
- Revenire la schema inițială: un circuit direct 220 kV Işalnița – Slatina și un circuit „intrare – ieșire” în stația 220 kV Grădiște.

În ambele variante, analiza indică reducerea încărcării LEA 220 kV Slatina – Grădiște la 58%$I_{lim.termica}$ în cazul Soluției 1 (Uniformizare) și 65% $I_{lim.termică}$ în cazul Soluției 2 (revenirea la schema inițială).

Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru - lucrarea este necesară în condițiile schemei normale cu conectarea unităților de transformare aflate în rezervă și apare indisponibilitatea LEA 400 kV Slatina – București Sud, fiind necesară reconductorarea liniei.

Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Nu au rezultat supraîncărcări pe LEA 220 kV Turnu Măgurele - Craiova Nord, în contextul ipotezelor de calcul analizate la etapa 2028.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Turnu Măgurele - Craiova

- o Soluția 1: Uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște pe toată lungimea liniei 2 x 450 mmp (12,2 km)
- o Soluția 2: Revenire la schema inițială: un circuit direct 220 kV ș un circuit direct 220 kV,schema inițială

Limitarea tranzitului de putere pe LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni:

- o Soluția 1: Dispozitive de reglaj al circulațiilor de putere;
- o Soluția 2: Înlocuirea AT 400/220 kV București Sud cu AT 400/220 kV cu reglaj longo-transversal

***Realizarea unei noi interfețe RET - RED în Secțiunea Sud - Stația 400/110 kV Videle*.**

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina

Fără uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Olt cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **502 MW**.

Uniformizarea LEA 220 kV Slatina - Grădiște va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Olt cu aproximativ **88 MW.**

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru

Fără reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei D, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **3232 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru va permite creșterea puterii generate în zona D cu aproximativ **761 MW.**

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord

Fără reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei D, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **4328** MW.

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord va permite creșterea puterii generate în zona D cu aproximativ **702 MW.**

Realizarea unei noi interfețe RET - RED in Secțiunea Sud - Stația 400/110 kV Videle

Fără implementarea stației 400/110 kV Videle, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Giurgiu – Teleorman, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **261 MW**.

Stația 400/110 kV Videle va permite creșterea puterii generate în zona Giurgiu - Teleorman cu aproximativ **61 MW**,

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina - conduce la o scădere cu 0,1 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru - conduce la o scădere cu 0.6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord - conduce la o scădere cu 0.5 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Stația 400/110 kV Videle - conduce la o scădere cu 4,3 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Zonei G

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu injecție în stația 110 kV Sebeș.

Analiza regimurilor de dimensionare nu a identificat necesitatea unor proiect pentru întărirea RET.

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea consumului la nivelul Zonei C pentru accentuarea deficitului zonei, a identificat necesitatea unui nou punct de interfață între rețeaua de transport și rețeaua de distribuție la un deficit al zonei Alba Iulia mai mare de 220 MW.

Realizarea stației 400 kV Sebeș (1 x T 400/110 kV 250 MVA) prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud cu injecție in stația 110 kV Sebeș - analiza de regim nu a indicat necesitatea lucrării la etapa 2028, puterea consumată în zona asigurând rezervarea 100% a puterii AT 220/110 kV 200 MVA din stația 220/110 kV Alba Iulia;

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Nu sunt necesare proiecte noi de dezvoltare RET în zona G.

Analiza regimurilor de dimensionare pentru etapa 2033 - 2035

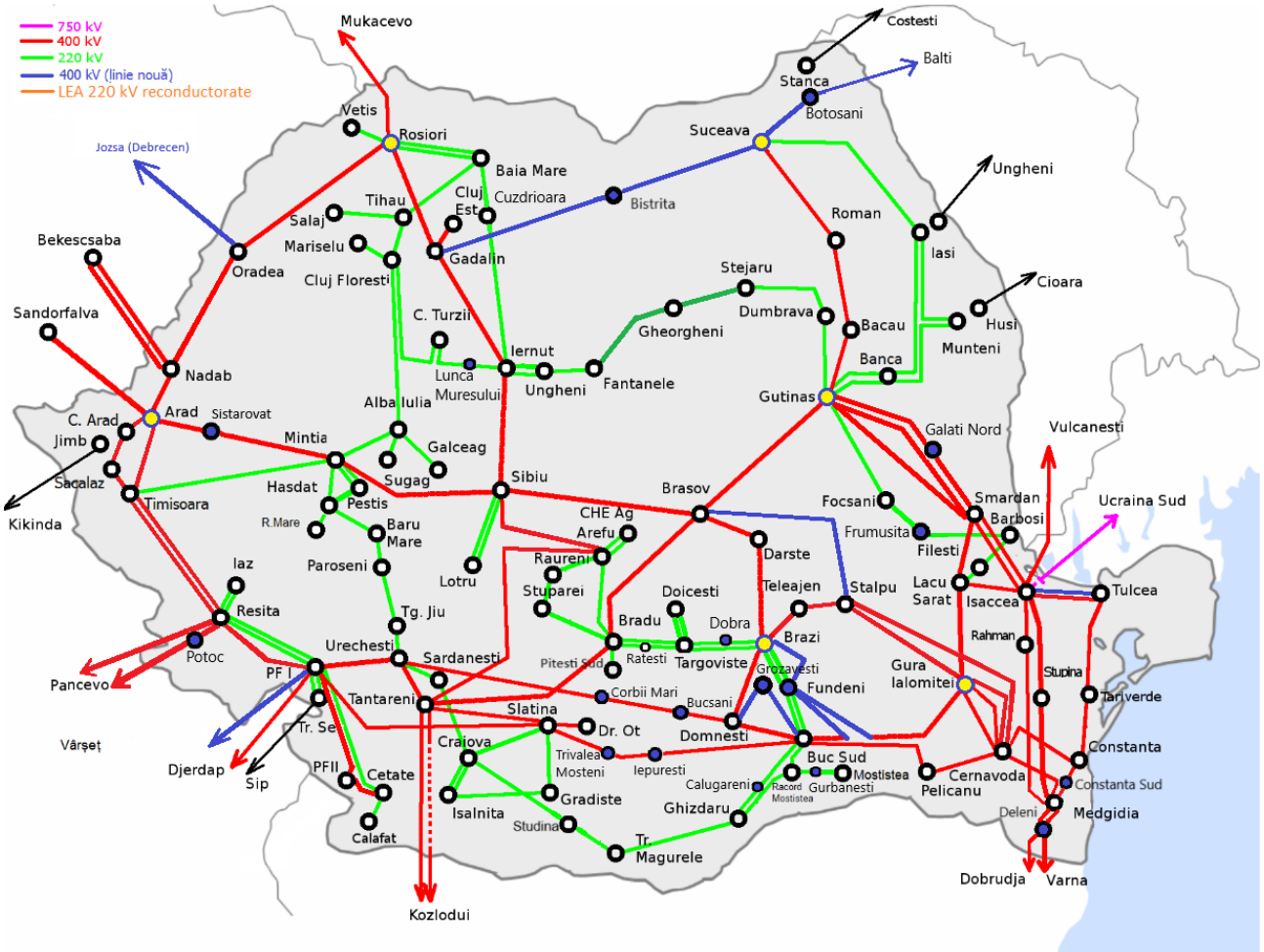


Figura 2. Configurația rețelei electrice de transport la etapa 2033

Analiza Secțiunii S3

Proiecte de investiții propuse

- Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI;
- Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș;

- Instalare de mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3;
- Realizarea unei LEA 400 kV Brașov – Ungheni și trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Iernut – Ungheni.

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

În configurație N:
- Limitarea Tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești.

În configurație N-1:
- Realizarea LEA 400 kV Gutinaș – Strășeni;
- Reconductorarea LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava;
- Reconductorarea LEA 200 kV Dumbrava – Stejaru.

Dispozitivele de reglaj al tensiunii modelate în bazele de calcul în stațiile 400 kV Suceava, Gutinaș, Gura Ialomiței, Roșiori, Arad și stația 220 kV Brazi Vest asigură menținerea în limitele admisibile ale tensiunii, conform codului RET.

Analiza regimurilor de sensibilitate a constat în analiza secțiunii fără instalarea celui de al doilea T 400/110 kV 250 MVA Suceava.
Nu s-a identificat necesitatea T2 400/110 kV Suceava, transformatorul T1 400/110 kV Suceava fiind încărcat la aproximativ 48% din capacitate. Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Suceava – Botoșani fără instalarea celui de-al doilea T 400/110 kV Suceava este de aproximativ 580 MW.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

- Limitarea Tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- LEA 400 kV Gutinaș – Strășeni;
- Reconductorarea LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava;
- Reconductorarea LEA 200 kV Dumbrava – Stejaru.

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică- Conectarea LEA 400 kV Gutinaș – Strășeni va permite creșterea puterii generate la nivelul Secțiunii S3 cu aproximativ 1026 MW, valoare pentru care, la declanșarea LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești, este atins curentul limită termică pe LEA 400 kV Gutinaș – Strășeni

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Realizarea LEA 400 kV Gutinaș - Strășeni conduce la o scădere cu 17.7 MW a pierderilor totale la nivel SEN.

Sinteza analizelor efectuate este prezentată în tabelul de mai jos.

Tabelul 1. Sinteza analizelor efectuate – Secțiunea S3

Secțiune	Lucrare de întărire	Lungime	Creștere capacitate	Impact CPT	delta GTC	Putere medie tranzitată	Redispe-cerizarea rezervelor
		km	MW	MW	MW	MW	MW
Secțiune S3	**LEA 400 kV Gutinaș - Strășeni**	200	1184	-17,7	1026	960	885

Analiza Zonei C

Proiecte de investiții propuse

- Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei;
- creșterea capacității de transport a LEA 220 kV Bradu – Târgoviște – Brazi Vest.

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a Zonei C:
− Instalarea AT2 400/220 kV Arefu 400 MVA;
− Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest – Târgoviște;
− Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest – Dobra;
− Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA;
− Reconductorarea LEA 220 kV Dobra – Târgoviște;
− Instalarea T2 400/110 kV Stâlpu 250 MVA.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET
Lucrările de întărire rezultate ca necesare asociat regimului de dimensionare la etapa 2033 sunt:
- Instalarea AT2 400/220 kV Arefu 400 MVA;
- Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest – Târgoviște;
- Reconductorarea LEA 220 kV Brazi Vest – Dobra;
- Reconductorarea LEA 220 kV Dobra – Târgoviște;
- Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA;
- Instalarea T2 400/110 kV Stâlpu 250 MVA;
- Reconductorarea LEA 220 kV Bradu – Târgoviște;
- Reconductorarea LEA 220 kV Bradu – Rătești.

Analiza oportunității includerii în Planul de Dezvoltare a RET a lucrărilor

Instalare AT nou 220/110kV Stupărei

Analiza de regim de dimensionare a indicat necesitatea lucrării si la etapa 2033 pentru evitarea supraîncărcărilor pe AT 220/110 kV Stupărei si Râureni și reducerea suprasarcinilor la nivelul rețelei de 110 kV din zona Vâlcea;

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Bradu – Târgoviște – Brazi Vest

- Este necesară reconductorarea LEA 220 kV d.c Târgoviște – Brazi Vest în configurație N si N-1;
- Este necesară reconductorarea LEA 220 kV d.c Bradu - Târgoviște pentru respectarea criteriului N-2.

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică

Instalarea AT 2 400/220 kV 400 MVA Arefu

Fără instalarea AT2 400/220 kV 400 MVA Arefu, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei C cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **1776 MW**.
Instalarea AT2 400/220 kV 400 MVA Arefu va permite creșterea puterii generate în zona C cu aproximativ **96 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV d.c Târgoviște – Brazi Vest

Fără reconductorarea LEA 220 kV d.c Târgoviște – Brazi Vest, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei C cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **1776 MW**.

Reconductorarea LEA d.c 220 kV Târgoviște – Brazi Vest va permite creșterea puterii generate în zona C cu aproximativ **534 MW.**

Instalarea T2 400/110 kV Stâlpu 250 MVA

Fără instalarea T2 400/110 kV 250 MVA Stâlpu, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei C cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **531 MW**.

Instalarea T2 400/110 kV 250 MVA Stâlpu va permite creșterea puterii generate în zona C cu aproximativ **409 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV d.c Bradu – Târgoviște

Fără reconductorarea LEA 220 kV d.c Bradu - Târgoviște, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei C cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **2574 MW**.

Reconductorarea LEA d.c 220 kV Bradu - Târgoviște va permite creșterea puterii generate în zona C cu aproximativ **102 MW.**

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Instalarea AT 2 400/220 kV 400 MVA Arefu conduce la o scădere cu 3,1 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).
Reconductorarea LEA 220 kV d.c Târgoviște – Brazi Vest conduce la o scădere cu 1.9 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).
Instalarea T2 400/110 kV Stâlpu 250 MVA conduce la o scădere cu 1.5 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).
Reconductorarea LEA 220 kV d.c Bradu – Târgoviște conduce la o scădere cu 3.6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).

Tabelul 2. Sinteza analizelor efectuate – Zona C

Zonă	Lucrare de întărire	Lungime	Creștere capacitate	Impact CPT	delta GTC	Putere medie tranzitată	Redispecerizarea rezervelor
		km	MW	MW	MW	MW	MW
Zona C	AT2 Arefu 400/220 kV 400 MVA	-	400	-3.1	96	236	558
	Reconductorare LEA 220 kV d.c Târgoviște – Brazi	52	511	-1.9	534	293	583
	T2 Stâlpu 400/110 kV 250 MVA	-	250	-1.5	409	81	125
	Reconductorare LEA 220 kV d.c Bradu - Târgoviște	56	511	-3.6	102	44	33

Secțiunii Sud (zonele B si D)

Proiecte de investiții propuse

- Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina
- Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru
- Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Analiza regimului de dimensionare în zona Sud la palierul VDV indică depășirea capacității rețelei de transport în special în cazul unităților de transformare din zona Olt și Dolj (transformatorul 400/110kV Drăgănești Olt se supraîncarcă în regimul cu N elemente în

funcțiune). De asemenea au fost semnalate suprasarcini în situații cu N-1 elemente în funcțiune pe LEA 220kV.

Slatina - Grădiște AT 220/110 kV Urechești, AT 220/110 kV Sărdănești, AT 220/110 kV Grădiște, precum și numeroase suprasarcini în rețeaua de distribuție. Considerarea conectării la schema normală a unităților de transformare aflate în rezervă a rezolvat suprasarcina pe elementele RET, singura supraîncărcare fiind pe LEA 220 kV Slatina – Grădiște.

In condițiile de mai sus, în zona Sud a RET se consideră necesare măsuri de întărire a rețelei:

- Creșterea capacității de transport a LEA 220 kV Slatina – Grădiște;
- Stația 400/110 kV Videle racordă la SEN în sistem „intrare – ieșire" în LEA 400 kV Slatina (Trivalea Moșteni) – București Sud (Iepurești), echipată cu un transformator 400/110 kV 250 MVA, cu racordare la stația 110 Kv Videle.

Regimurile de funcționare calculate pentru configurație N , N-1 si N-2 a rețelei reconfirmă necesitatea creșterii capacității de transport a LEA 220 kV Slatina – Grădiște și a realizării stației de 400/110 kV Videle.

Analiza regimurilor de sensibilitate s-a realizat prin verificarea regimului de funcționare fără considerarea stației 400 kV Fundeni și a lucrărilor de conectarea a acesteia.
Astfel, în urma analizei de sensibilitate a rezultat ca necesară reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Analizele efectuate in Secțiunea Sud identifică necesară măsura de:
- Reconductorare LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică

Reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni

Fără reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii Sud, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **3169 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni va permite creșterea puterii generate în zona D cu aproximativ **655 MW.**

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Reconductorarea Reconductorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni - conduce la o scădere cu 0.4 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Tabelul 3. Sinteza analizelor efectuate – Secțiunea SUD

Secțiune	Lucrare de întărire	Lungime	Creștere capacitate	Impact CPT	delta GTC	Putere medie tranzitată	Redispecerizarea rezervelor
		km	MW	MW	MW	MW	MW
Secțiune SUD	Reconductorare LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni	25	511	-0.4	655	193	248

Analiza Zonei G

Proiecte de investiții propuse

- Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu injecție în stația 110 kV Sebeș.

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat supraîncărcarea LEA 110 kV Brașov - Bartolomeu la declanșarea trafo 400/110kV Dârste, suprasarcini pe LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, pe LEA 220 kV din zona Cluj, Alba Iulia și Mintia.

Sunt necesare proiectele:

- Instalarea unui al doilea trafo 400/110kV în stația Dârste.
- realizarea unei stații 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV în legătură cu stația 110 kV Sebeș

Analiza regimurilor de sensibilitate

S-au analizat scenariile:

- fără producție în centralele de pe Sebeș la VSI 2033 (146,3 MW)
- creșterea consumului zonei G cu 10% Concluzia analizelor identifică necesară:
- Instalarea unui al doilea trafo 400/110kV în stația Dârste.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

- Instalarea unui al doilea trafo 400/110kV în stația Dârste
- Realizarea unei stații 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV în legătură cu stația 110 kV Sebeș

Analiza oportunității includerii în Planul de Dezvoltare a RET a lucrărilor

Realizarea stației 400 kV Sebeș (1 x T 400/110 kV 250 MVA) prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud cu injecție in stația 110 kV Sebeș - analiza de regim a indicat necesitatea lucrării deoarece aceasta duce la eliminarea suprasarcinilor pe LEA 220kV Alba Iulia - Cluj Florești și pe LEA 220kV Alba Iulia – Mintia în regimuri cu N-1 elemente în funcțiune.

Reconductorarea LEA 220 kV d.c. Lotru - Sibiu

Nivelul de supraîncărcare de 191% al unui circuit la indisponibilitatea celuilalt nu recomandă realizarea unei linii suplimentare de 220kV fiind posibilă ca soluție punctuală redispecerizarea grupurilor generatoare CHE Lotru cu reducerea puterii produse în CHE Lotru la 180MW în condițiile în care CHE de pe Lotru aval produc la 90% din capacitate.

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică

Montarea unui al doilea trafo 400/110kV 250MVA în stația 400/110kV Dârste

Fără montarea unui al doilea trafo 400/110kV 250MVA în stația 400/110kV Dârste, puterea maximă ce poate fi consumată la nivelul zonei de 110 kV Brașov - Dârste, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **369 MW.**

Instalarea unui al doilea trafo 400/110 kV Dârste 250 MVA va permite creșterea puterii consumate în zona rețelei de 110 kV Brașov-Dârste cu aproximativ **132 MW.**

Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu legătură în stația 110 kV Sebeș

Fără stația 400/110kV Sebeș, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei Alba Iulia cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este **366,7 MW**

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Montarea unui al doilea trafo 400/110kV 250MVA în stația 400/110kV Dârste
- conduce la o creștere cu 0.02 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).

Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu legătură în stația 110 kV Sebeș - conduce la o scădere cu 4.67 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2033RD).

Tabelul 4. Sinteza analizelor efectuate – Zona G

Zonă	Lucrare de întărire	Lungime	Creștere capacitate	Impact CPT	delta GTC	Putere medie tranzitată	Redispecerizarea rezervelor
		km	MW	MW	MW	MW	MW
Zona G	Al doilea trafo 400/110kV 250MVA Dârste	-	250	0.02	132	82.8	2
	Stația 400kV Sebeș	-	250	-4,67	194,5	26	107

Analiză sensibilitate CHEAP Tarnița

Analiza de sensibilitate prevede CHEAP Tarnița 1000 MW în funcțiune, racordată la SEN cu stația 400 kV Tarnița prin LEA 400 kV d.c. Tarnița – Mintia și LEA 400 kV Tarnița – Gădălin.

Analiza regimurilor cu CHEAP Tarnița sunt realizate conform regulilor pentru instalațiile de stocare independente. Astfel, pentru scenariul de generator al CHEAP Tarnița se vor analiza regimurile medii de bază asociate palierelor de VDV și VSI, respectiv, palierul de GNV pentru scenariul de consumator. Echilibrarea puterii generate/consumate de CHEAP Tarnița se va realiza la nivelul surselor regenerabile din cadrul Secțiunii S3.

În urma verificării regimului de dimensionare cu CHEAP Tarnița în regim de generator nu s-au observat supraîncărcări ale elementelor RET.
Verificarea funcționării în regimul de dimensionare cu CHEAP Tarnița în regim de consumator a condus la reducerea suprasarcinii pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești la indisponibilitatea LEA 400 kV Botoșani – Bălți cu aproximativ 60% față de regimul de dimensionare

Calculul capacităților nete de schimb maxime negarantate cu țările vecine pentru 2033

Analizele de determinare a NTC au avut în vedere faptul ca pe granițele de interconexiune SEN se va asigura TRM (Transmission Reliability Margin) astfel:

- 300 MW pentru export (granița RO-UA nu este semnificativă);
- 400 MW pentru import;
- în interfața RO+BG se asigură pentru export 200-400 MW;
- pentru fiecare graniță bilaterală semnificativă se asigură 100 MW TRM.

Analizele realizate pe regimurile de tip VSI2033, au identificat o capacitate totală de export la nivelul tuturor granițelor egală cu 10766 MW, și o capacitate totală de import egală cu 9762 MW.

Analiza de CPT la etapa 2033

Calculul pierderilor de putere pentru regimurile de bază au identificat o variație a pierderile de putere la nivel total SEN agregat, pentru regimurile de vara între 190.8 MW și 305.2 MW, iar pentru regimurile de iarnă între 337.5 MW și 355.1MW.

Calculul pierderilor de energie, pentru regimurile de baza, evidențiază faptul că pierderile de energie la nivel total SEN agregat, variază pentru regimurile de vară între 478 GWh și 934.8 GWh, iar pentru regimurile de iarnă între 200 GWh și 710.9 GWh

Calculul ale pierderilor de putere pentru regimurile de dimensionare evidențiază faptul că pierderile de putere la nivel total SEN agregat, asociat palierelor de vârf de sarcină analizate, sunt de aproximativ 145,6 MW pentru regimul de vara, și de aproximativ 214,1 MW pentru regimul de iarnă. Pierderile de energie la aceleași paliere de sarcină sunt de aproximativ 10,9 GWh în regimul de vara, și de aproximativ 111,3 GWh pentru regimul de iarnă.

La nivelul etapei 2033, pierderile anuale de energie la nivelul RET sunt estimate la aproximativ **2446.8 GWh**

În tabelul de mai jos este prezentată prognoza pierderilor de energie la nivelul fiecărui an în perioada 2023 – 2033.

Tabelul 5. Analiza CPT – Pierderile de energie pe 10 ani

An	**2023**	2024	2025	2026	2027	**2028**	2029	2030	2031	2032	**2033**
Pierderi de energie [GWh]	**998.8**	1050.0	1101.3	1152.5	1203.8	**1255.0**	1493.4	1731.7	1970.1	2208.4	**2446.8**

Recomandări

În urma analizelor efectuate în cadrul prezentului studiu se confirmă că interconexiunea SEN cu Republica Moldova prin intermediul LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, respectiv LEA 400 kV Suceava - Bălți în perspectiva etapei 2033 va conduce la semnalarea ca element sensibil (restrictiv din perspectiva stabilirii puterii maxim evacuabile din secțiunea caracteristică S3) a LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești. Se recomandă ca impactul surselor generatoare de la nivelul secțiunii caracteristice S3 asupra SEN respectiv asupra sistemului electroenergetic din Rep. Moldova să fie verificat suplimentar față de prezentul studiu prin considerarea în adevărata identitate a sistemului electroenergetic din Rep. Moldova. Aceste verificări suplimentare vor conferi siguranță din perspectiva neinfluențării rezultatelor de calcul de tranzite parazite nerealiste. Astfel rezultatele de calcul din cadrul prezentului studiu vor fi confirmate în ceea ce privește volumul global de putere evacuată prin LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești și LEA Suceava - Bălți regăsit în creșteri semnificative ale exportului din Rep. Moldova către Ucraina.

Gradul de încărcare a elementelor RET

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

Trebuie avut în vedere, însă, faptul că, în exploatare, regimurile de funcţionare se pot îndepărta semnificativ de RMB, ca urmare a modificării permanente a nivelului şi structurii consumului şi producţiei şi datorită retragerilor din exploatare pentru reparaţii planificate şi accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele reţelei.

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.

Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii şi compensarea puterii reactive

Din studiile efectuate, a rezultat faptul că valorile tensiunilor în noduri se înscriu în limitele normate conform Codului Tehnic al RET şi cuprinse în Tabelul 6.

Tabelul 6. Banda admisibilă în funcție de nivelul tensiunii

Tens. Nominală [kV]	**Marja de variaţie normată**
750	735-765
400	380-420
220	198-242

Verificările efectuate pentru regimurile cu N-1 elemente în funcţiune la VSI, VDI, VDV şi GNV au evidenţiat niveluri ale tensiunilor în RET încadrate în benzile admisibile.

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

Valorile obţinute din calcule pentru pierderile de putere activă, în regimuri medii de bază cu toate elementele de reţea în funcţiune, la palierele caracteristice de sarcină sunt prezentate în tabelele 7.1 și 7.2:

Tabelul 7.1. Evoluția pierderilor de putere în SEN și RET

Palier	**VSI2024**		**VDV2024**		**GNV2024**		**VSI2028**		**VDV2028**		**GNV2028**		**VSI2033**		**VDV2033**		**GNV2033**	
Total pierderi	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**	**SEN**	**RET**
[MW]	269	92	202	54	162	58	285	100	249	68	160	43	334	133	300	96	189	63
[%]	100	34	100	27	100	35	100	35	100	27	100	27	100	40	100	32	100	33

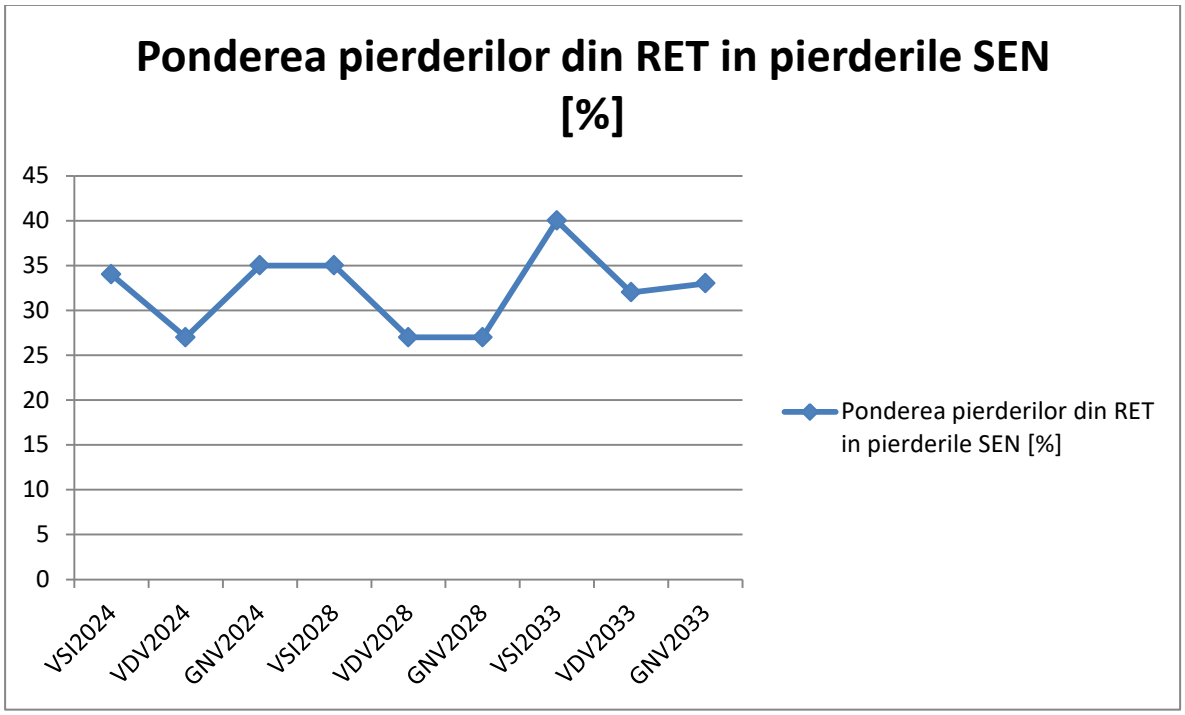


Figura 3. Evoluția ponderii pierderilor în pierderile SEN

Tabelul 7.2. Ponderea pierderilor de putere în RET pe elemente de rețea

Palier	VSI2024	VDV2024	GNV2024	VSI2028	VDV2028	GNV2028	VSI2033	VDV2033	GNV2033
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
LEA 400kV	40	20	24	42	31	22	71	49	33
LEA 220kV	33	20	28	36	20	11	34	23	10
TR 400/110kV	5	3	3	7	4	3	10	8	5
AT 400/220kV	6	4	1	5	5	2	8	5	6
AT 220/110kV	8	7	2	10	8	5	10	11	9
Total pierderi RET	**92**	**54**	**58**	**100**	**68**	**43**	**133**	**96**	**63**

Solicitările la scurtcircuit

În conformitate cu PE 026, nivelurile curenţilor de scurtcircuit în reţelele de 400 kV, 220 kV şi 110 kV, luate în considerare la dimensionarea instalaţiilor 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).

Etapa 2024

Calculele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - Țânțăreni 400 kV, I3 = 24,11 kA;
  - Porțile de Fier 220 kV, I3 = 27,82 kA.

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - Porțile de Fier 400 kV, I1 = 27,82 kA;
  - Porțile de Fier B 220 kV, I1 = 32,48 kA;
  - București Sud B 110 kV, I1 = 39,95 kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - Cernavodă 400 kV I2p = 21,885 kA, Tânțăreni 400 kV I2p = 25,612 kA, Porțile de Fier 400 kV I2p = 24,422 kA ;
  - Porțile de Fier 220 kV, I2p = 30,913 kA;
  - București Sud B 110 kV, I2p = 40,1 kA.

Valorile curenţilor de scurtcircuit calculate au fost comparate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor din stațiile electrice analizate. În urma acestei analize, există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclată a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapa 2028

Calculele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - Porțile de Fier B 220 kV, I3 = 31,10 kA.

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - Porțile de Fier 400 kV, I1 = 35,65 kA;
  - Porțile de Fier B 220 kV, I1 = 36,35 kA.

De asemenea au rezultat depășiri în 58 de stații de 110 kV din zona București.

Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclat a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapa 2033

Calculele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
  - Cernavodă 400 kV, I3 = 32,28 kA;
  - Porțile de Fier B 220 kV, I3 = 31,67 kA.

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
    - Cernavodă 400 kV, I1 = 37,68 kA ;
    - Porțile de Fier B 220 kV, I1 = 35,16 kA.

Există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclat a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapa 2035

S-au efectuat calcule de scurtcircuit și pentru etapa 2035 din care se evidențiază următoarele:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
    - Cernavodă 400 kV, I3 = 34,06 kA;
    - București Sud 220 kV, I3 = 30,18 kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
    - Cernavodă 400 kV, I1 = 38,15 kA ;
    - București Sud 220 kV, I1 = 34,55 kA.

Așa cum s-a evidențiat și la etapa 2033, în zona București valorile curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. Se menține recomandarea funcționării debuclate. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclat a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Verificarea RET la condiţii de stabilitate statică și prezentarea rezultatelor

Verificarea RET la condiţiile de stabilitate statică şi tranzitorie s-a făcut prin studii dedicate.

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secţiuni caracteristice a SEN, pe **termen scurt - 2024**, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 8.1.

Tabelul 8.1. Excedent/Deficit în secţiunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen scurt
S1	Excedentar	921
S2	Deficitar	-1610
S3	Excedentar	804
S4	Deficitar	-827
S5	Deficitar	-397
S6	Excedentar	1201

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secţiuni caracteristice a SEN, pe **termen mediu - 2028**, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 8.2:

Tabelul 8.2 - Excedent/Deficit în secţiunile caracteristice ale SEN, termen lung [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	1235
S2	Deficitar	-110
S3	Excedentar	619
S4	Deficitar	-714
S5	Deficitar	-216
S6	Excedentar	835

Pentru fiecare dintre secţiunile caracteristice ale SEN, au fost identificate rezervele suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staţionar mediu de bază, în configuraţie cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 8.3:

Tabelul 8.3 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secţiunile caracteristice

Secţiunea	Termen mediu (2028)		Termen lung (2033 - 2035)	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	3809	3602	3488	3129
S2	4423	2818	3197	2619
S3	3619	3584	2260	2391
S4	1314	1091	2417	2384
S5	1237	957	2369	2496
S6	5071	4009	3099	3048

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secţiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D.

Cu ajutorul datelor prezentate în **Anexa D** pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staţionar mediu de bază:

Pe termen mediu (etapa 2028)

- În cazul funcționării SEN, în regim **VSI**, în **configurație N** de durată:
  - Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1472 MW (la nivelul secțiunii S5) și 505 MW (la nivelul secțiunii S6) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 1162 MW;
  - Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 92%/92%/100% pentru palierul VSI asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
  - Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru

palierul VSI asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

- În cazul funcționării SEN, în regim **VSI**, în **configurație N-1** de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 358 MW (la nivelul secțiunii S5) în regim de VDV și 2801 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 91 MW;
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 77%/85%/98% pentru palierul asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 5%/18%/2% pentru palierul VSI celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

Analiza detaliată a limitelor de stabilitate statică din secțiunile caracteristice ale SEN, în regim de **VDV**, a scos în evidență următoarele aspecte cheie:

- În cazul funcționării SEN în **configurație N** de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 888 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4154 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 607 MW;
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție 72%/80%/103% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

- În cazul funcționării SEN în **configurație N-1** de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 608 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2549 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 340 MW;
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 60%/70%/91% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție 0%/6%/3% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

Pe termen lung (etapa 2033 - 2035)

Analiza detaliată a limitelor de stabilitate statică din secțiunile caracteristice ale SEN, în regim de **VSI** și **VDV**, au scos în evidență următoarele aspecte cheie:

- În cazul funcționării SEN în configurație N de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1760 MW (la nivelul secțiunii S5) și 5755 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 1715 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
    - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 25%/18%/72%/49% asociat secțiunilor excedentare S1/S2/S3/S6.
    - rezerve echivalente între cele două paliere cu diferențe de 2%/4% asociat secțiunilor S4/S5.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 91%/76%/73% pentru palierul VSI respectiv 76%/40%/48% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VSI respectiv 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

- În cazul funcționării SEN în **configurație N-1** de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1807 MW (la nivelul secțiunii S4) în regim de VSI și 6240 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 1495 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
    - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 31%/33%/61%/38% asociat secțiunilor deficitare S1/S2/S3/S6;
    - rezerve echivalente între cele două paliere cu diferențe de 1%/1% asociat secțiunilor S4/S5.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 83%/74%/65% pentru palierul VSI respectiv 64%/39%/48% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VSI respectiv 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

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 1.9. 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 9. Evoluția limitelor de stabilitate statică și a puterilor maxim admisibile

Secțiunea	**Caracteristici ale secțiunii**	**Etapa**		
		2024	***2028***	***2033 - 2035***
S1	**LSS**	3918	3439	5115
	$P_{max\ adm}$	**4101**	**2770**	**3942**
	Elemente noi in secțiune/*în zona aferentă*		- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița	*LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/ Săcălaz-Arad*
			- LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo	
			- Stația 220 kV Ostrovu Mare	
				-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Țânțăreni

Anexa 3

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	***2028***	***2033 -2035***
S2	**LSS**	2443	3853	4397
	$P_{max\ adm}$	**1955**	**2979**	**3400**
	Elemente noi in secțiune/*în zona aferentă*	*- 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 Gădălin-Suceava; *- LEA 400 kV d.c. Stâlpu-Brașov (1 circuit echipat);* *-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Țânțăreni*
S3	**LSS**	4701	4695	6972
	$P_{max\ adm}$	**3605**	**4302**	**5513**
	Elemente noi in secțiune/ *elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia LEA 400 kV Isaccea-Vulcănești	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpu	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu cu funcționare la 400 kV	*- LEA 400 kV d.c. Stâlpu-Brașov (1 circuit echipat)*
			- 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	
S4	**LSS**	1728	1722	2488
	$P_{max\ adm}$	**1266**	**1260**	**1746**
	Elemente noi in secțiune/*elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	-	- Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-	

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	***2028***	***2033 -2035***
			Fântânele;	
			LEA 400 kV Oradea-Nadab	
S5	**LSS**	1576	1507	2066
	$P_{max\ adm}$	**1045**	**1019**	**1631**
	Elemente noi in secțiune/*elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	-	- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
S6	**LSS**	4513	6152	3763
	$P_{max\ adm}$	**3494**	**4928**	**2924**
	Elemente noi in secțiune/*elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpu	*-LEA 400 kV d.c. Stâlpu-Brașov (1 circuit echipat)*
			- 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	

Stabilitatea tranzitorie şi măsuri de protecţie în nodurile RET

Având în vedere impactul major al calităţii instalaţiilor de protecţie asupra siguranţei SEN, la un cost relativ mic (faţă de costul echipamentelor primare), CNTEE Transelectrica SA a adoptat ca strategie echiparea tuturor staţiilor cu sisteme moderne, performante, de comandă, control şi protecţie. Aceste sisteme se introduc atât cu prilejul retehnologizării staţiilor de transport, cât şi printr-un program special de modernizare aplicat în restul staţiilor. De asemenea, se utilizează teletransmisia pe liniile RET şi, cu prilejul retehnologizării staţiilor, se instalează întrerupătoare moderne, cu timpi mici de acţionare. Aceste acţiuni conduc la îmbunătăţirea stabilităţii tranzitorii în SEN.

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

Pentru perspectiva de cinci şi 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 funcţionării sigure şi stabile a SEN şi de a identifica eventuale probleme majore, a căror rezolvare trebuie pregătită din timp, prin analize mai exacte şi detaliate. În aceste calcule, pentru verificarea stabilităţii tranzitorii la scurtcircuite pe liniile RET, în regimuri staţionare caracterizate prin rezervă normată de stabilitate statică, s-a utilizat în calcule o durată acoperitoare de eliminare a defectelor - referinţă de lucru - de 200ms (semnificativ mai mare decât timpii reali). Pentru scurtcircuite pe barele centralelor, s-a utilizat un timp - referinţă de lucru - de eliminare a defectului, care ia în considerare timpul total cerut de toate acţionările asociate unui defect pe bare eliminat corect de protecţii şi automatizări, de 100ms. S-a ţinut seama de faptul că declanşarea prin PDB în staţie este transmisă ca declanşare directă prin teleprotecţie în capetele liniilor adiacente barei cu defect/refuz de declanşare (t = 100ms).

Analiza stabilității tranzitorii- 2028

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situaţiile potenţial periculoase din punct de vedere al stabilităţii tranzitorii în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, Pi = 2 x 650 MW;
- CTE Turceni, Pi = 1 x 460 MW;
- CTE Iernut, Pi = 4 x 60 MW + 2 x 75,5 MW;
- CCC OMV Brazi, Pi = 2 x 285 MW + 1 x 290 MW;
- CHE Porțile de Fier I, Pi = 6 x 193,5 MW;
- CTE Mintia, P_i = 2 x 546 MW + 1 x 558 MW;
- CHE Lotru, Pi=3 x 169,6 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 şi 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 10.1:

Tabelul 10.1. Timpi critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2028

Nod electric	TCED[1)]		DED[2)]	RS[3)]		Maşini restrictive
	t_{stabil}	$t_{instabil}$				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	251	268	100	168	63	G2
Turceni 400 kV	500	550	100	450	83	G1
Porţile de Fier 400 kV	210	250	100	150	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porţile de Fier 220 kV - A	210	225	100	125	56	G1,G2,G3,G4,G5,G6
OMV Brazi 400 kV	504	536	100	436	81	G2
OMV Brazi 220 kV	510	558	100	458	82	G3
Iernut 400 kV	350	411	100	311	76	G3,G4
Iernut 220 kV	360	421	100	267	76	G5,G6
Mintia 400 kV	375	435	100	335	77	G3
Mintia 220 kV	410	450	100	350	78	G2
Lotru 220 kV	55	63	50	13	21	G1, G2, G3

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

Analiza stabilității tranzitorii- 2033-2035

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situaţiile potenţial periculoase din punct de vedere al stabilităţii tranzitorii în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, Pi = 2 x 650 MW;
- CTE Turceni, Pi = 1 x 460 MW;
- CTE Iernut, Pi = 4 x 60 MW + 2 x 75,5 MW;
- CCC OMV Brazi, Pi = 2 x 285 MW + 1 x 290 MW;
- CHE Porțile de Fier I, Pi = 6 x 193,5 MW;
- CTE Mintia, P_i = 2 x 546 MW + 1 x 558 MW;
- CHE Lotru, Pi=3 x 169,6 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 şi 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 10.2:

Tabelul 10.2. Timpi critici de eliminare defect pe barele centralelor – 2033-2035

Nod electric	TCED[1)]		DED[2)]	RS[3)]		Maşini restrictive
	t_{stabil}	$t_{instabil}$				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	251	268	100	168	63	G2
Turceni 400 kV	500	550	100	450	83	G1
Porţile de Fier 400 kV	210	250	100	150	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6

Nod electric	TCED[1)]		DED[2)]	RS[3)]		Maşini restrictive
	t_{stabil}	$t_{instabil}$				
	[ms]			[ms]	[%]	
Porţile de Fier 220 kV - A	210	225	100	125	56	G1,G2,G3,G4,G5,G6
OMV Brazi 400 kV	504	536	100	436	81	G2
OMV Brazi 220 kV	510	558	100	458	82	G3
Iernut 400 kV	350	411	100	311	76	G3,G4
Iernut 220 kV	360	421	100	267	76	G5,G6
Mintia 400 kV	375	435	100	335	77	G3
Mintia 220 kV	410	450	100	350	78	G2
Lotru 220 kV	55	63	50	13	21	G1, G2, 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 21% în CHE Lotru, secția 220 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 83% în Turceni, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie pe secțiunile caracteristice ale SEN

În cadrul acestui subcapitol au fost analizate din punct de vedere al stabilității tranzitorii (etapa 2033), situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Utilizându-se rezultatele de calcul prezentate în cadrul capitolului 3 au fost analizate secțiunile caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secţiunea S1, excedent, $P_{8\%}$ = 4697 MW;
- Secţiunea S2, deficit, $P_{8\%}$ = 4142 MW;
- Secţiunea S3, excedent, $P_{8\%}$ = 6395 MW;
- Secţiunea S4, deficit, $P_{8\%}$ = 2354 MW;
- Secţiunea S5, deficit, $P_{8\%}$ = 1956 MW;
- Secţiunea S6, excedent, $P_{8\%}$ = 4583 MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- 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 în configurație completă. Calculele realizate au constat 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 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 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Concluzii stabilitate tranzitorie

În urma efectuării calculelor de stabilitate tranzitorie pot fi trase următoarele concluzii:

- Stabilitate tranzitorie la evacuarea puterii generate în centrale cu puterea nominală mai mare de 400 MW.

Calculele de scurtcircuit pe liniile electrice de evacuare a puterii generate în centralele electrice cu o putere instalată mai mare de 400 MW au scos în evidență reglaje corespunzătoare ale protecțiilor cu care sunt echipate elementele RET în ceea ce privește izolarea unui incident;

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:

- **Etapa 2033 - 2035**
  - rezervă de stabilitate minimă 21 % în CHE Lotru;
  - rezervă de stabilitate maximă 83 % în CC Turceni.

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.

Având în vedere faptul că la nivel SEN nu au rezultat necesare lucrări suplimentare pentru etapa pe termen lung, rezultatele obținute pentru etapa 2033 pot fi asimilate și etapei 2035. Se constată că la nivelul anului 2035 evacuarea puterii din secțiunile analizate se realizează, în condiţii de stabilitate normată pentru regimul cu N și N-1 elemente în funcţiune (rezervă mai mare de 20%, respectiv de 8%).

Analiza de adecvanță pe zone ale SEN

În cadrul acestui capitol este prezentată o analiză de adecvanță deterministă, la vârful de sarcină, pe zone din SEN delimitate de secțiuni caracteristice (S1-S6).

Pentru fiecare zonă este prezentat consumul la vârful de sarcină de iarnă, puterea disponibilă în unitățile de producere și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică astfel încât să fie îndeplinite criteriile de funcționare sigură a SEN. Limitele admisibile prin secțiunile caracteristice au fost calculate în cadrul studiului suport „*Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET (2024-2028-2033)”* - Tractebel Engineering S.A.

Analiza de adecvanță pe zone ale SEN inclusă în cadrul prezentei anexe a fost elaborată pe baza studiilor și datelor disponibile la momentul fundamentării PDRET 2026–2035, respectiv în prima jumătate a anului 2025, care aveau ca orizont de analiză anul 2033.

Ulterior finalizării procesului de elaborare a Planului, la nivelul OTS a fost elaborat și avizat în cadrul CTES, în anul 2026, „*Studiul de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă*”, care include analize cu perspectivă extinsă pentru orizontul de timp 2035.

Având în vedere faptul că respectivele rezultate nu au fost disponibile la momentul elaborării documentației aferente PDRET 2026–2035, acestea nu au fost integrate în cadrul prezentei anexe.

„*Studiul de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă*” va fi disponibil integral pe pagina proprie de internet a CNTEE Transelectrica SA, în cadrul secțiunii *Management RET*.

Concluziile și rezultatele aferente noilor analize vor fi valorificate în cadrul următoarelor actualizări și ediții ale Planului de Dezvoltare a RET.

Secțiunea S1

Secțiunea 1 delimitează zona Oltenia excedentară din punct de vedere al raportului producție-consum este definită de următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Slatina-Bucureşti Sud
- LEA 400 kV Urecheşti-Domneşti
- LEA 400 kV Ţânţăreni-Bradu
- LEA 400 kV Ţânţăreni-Sibiu Sud
- LEA 400 kV Ţânţăreni (RO)-Kozlodui (BG) d.c. (1/2 circuite în funcţiune)
- LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, LEA 400 kV Porţile de Fier-Reşiţa (linie nouă)
- LEA 400 kV Porţile de Fier (RO)-Djerdap (S)
- LEA 220 kV Urecheşti-Târgu Jiu
- LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa (d.c.)
- LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele

În zona delimitată de secțiunea 1 se află RED de 110 kV Porțile de Fier II, Turnu Severin, Șalnița, Craiova, Târgu Jiu, Reșița, Iaz, Grădiște, Drăgănești Olt.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 - 2035 .

Tabelul 11.1. Rezultatele analizei de adecvanță – Secțiunea S1

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	952	1873	330	4252	3041	3300
2028	820	2080	4237	5057	3439	237
2033	987	1454	467	5022	5115	4035
2035	987	1454	467	5022	5115	4035

Se observă că zona este excedentară, cu o diferență mare între puterea disponibilă și consumul la vârf. Valorile limitelor admisibile sunt mai mici decât diferența dintre puterea disponibilă și consum, acest lucru indicând faptul că nu se poate evacua toată puterea disponibilă din zonă.

Principalele centrale electrice din zona Oltenia sunt: CTE Turceni, CTE Rovinari, CTE Craiova, CHE Porțile de Fier I și II, hidrocentrale din amenajările Motru-Tismana, Olt, centralele eoliene din Banat, centralele fotovoltaice din Oltenia. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibila va crește la 2028 și 2033 datorită LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și datorită trecerii la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

Secţiunea S2

Secţiunea 2 este definită de următoarele linii electrice:

-Secțiune a SEN formată din linii observabile:

- LEA 400 kV Mukacevo-Roșiori
- LEA 400 kV Nădab – Bekecsaba;
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
- LEA 220 kV Portile de Fier – Reșita d.c.;
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord;
- LEA 400 kV Tânțăreni – Sibiu Sud;
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov;
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (linie nouă);
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo;
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni;

- Partea neobservabilă a secțiunii este formată din echipamentele neobservabile:
  - LEA 110 kV Turnu Severin – Toplet d.c.;
  - LEA 110 kV Cărbunești – Bărbătești;
  - LEA 110 kV Târgu Jiu Sud – Urechești;
  - LEA 110 kV Rogojelu – Bârsănești 2;
  - CT 110 kV Brădișor;
  - LEA 110 kV Cugir – Orăștie derivație Silbot;
  - LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz;
  - CT 110kV Hoghiz;
  - LEA 110 kV Tușnad – Valea Crisului;
  - LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Bolovăniș;

În zona delimitată de secțiunea 2 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Muntenia, Argeș-Vâlcea, Brașov, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI) și VDV, puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 - 2035.

Tabelul 11.2. Rezultatele analizei de adecvanță – Secțiunea S2

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	2737	1127	901	3638	2443	901
2028	2220	2459	4000	6220	3853	4000
2033	3051	2303	-1058	7488	4397	4437
2035	3051	2303	-1058	7488	4397	4437

Zona este excedentară din punct de vedere al puterii disponibile, limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 2 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, CET Galați, CET din București, OMV Brazi, hidrocentrale din amenajările Bistrița, Argeș, Olt, centrale eoliene din Dobrogea și Moldova, centrale fotovoltaice din Giurgiu etc. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibila prin sectiune va crește la 2033 datorită LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpu-Brașov și datorită stației 400 kV Arefu.

Secţiunea S3

Secțiunea 3 cuprinde Moldova, Dobrogea şi o parte din Muntenia, definită de următoarele linii (V-E):

- LEA 400 kV Rahman (Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (Medgidia Sud) (RO)-Varna (BG)
- LEA 400 kV Gutinaş-Braşov
- LEA 400 kV Pelicanu-Bucureşti Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiţei-Bucureşti Sud
- LEA 400 kV Suceava-Gădălin (linie nouă)-etapa 2031
- LEA 400 kV Cernavodă-Stâlpu (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiţei-Stâlpu (linie nouă)
- LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni
- LEA 110 kV Slobozia Sud-Dragoş Vodă
- LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni
- LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat-Costieni
- LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești

În zona delimitată de secțiunea 3 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028, 2033 - 2035 .

Tabelul 11.3. Rezultatele analizei de adecvanță – Secțiunea S3

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	2056	2860	804	5941	4701	3885
2028	1855	2307	452	7837	4695	5982
2033	2329	4976	8052	10381	6972	8052
2035	2329	4976	8052	10381	6972	8052

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 3 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene din Dobrogea și Moldova. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2026 si 2033 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpu, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu, LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpu-Brașov.

Secţiunea S4

Secțiunea 4 delimitează zona Transilvania de Nord, prin următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Mukacevo (UA)-Roşiori (RO)
- LEA 400 kV Sibiu Sud-Iernut
- LEA 400 kV Nădab-Oradea Sud (linie nouă)
- LEA 400 kV Suceava - Gădălin (linie nouă)-etapa 2031
- LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni
- LEA 220 kV Cluj Floreşti-Alba Iulia
- LEA 110 kV Chişinău Criş-Salonta
- CT 110 kV Vașcău
- LEA 110 kV Valea Crișului-Tușnad
- CT 110 kV Hoghiz
- LEA 110 kV Copșa Mică-Mediaș
- LEA 110 kV Câmpia Turzii-Ocna Mureș-Aiud
- LEA 110 kV Câmpia Turzii-Ocna Mureș-IMA-Aiud
- LEA 110 kV Blaj-Tăuni

În zona delimitată de secțiunea 4 se află RED de 110 kV din Gheorgieni, Fântânele, Ungheni, Luduș, Cluj, Bistrița Năsăud, Baia Mare, Oradea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 - 2035.

Tabelul 11.4. Rezultatele analizei de adecvanță – Secțiunea S4

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	1391	554	827	1638	1728	247
2028	1071	1083	13	2044	1722	973
2033	1540	502	1038	2575	2488	1035
2035	1540	502	1038	2575	2488	1035

Se observă că zona este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 4 sunt: CTE Iernut, hidrocentrale de pe amenajările Someș și Remeți-Munteni. Centralele și puterile disponibile, așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri, sunt prezentate în Anexa C4.

Zona delimitată de secțiunea 4 este deficitară și deci cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

Limita admisibila in sectiune va creste la 2033 datorita LEA 400 kV Suceava-Gadalin.

Secțiunea S5

Secţiunea 5 delimitează zona Moldova prin următoarele linii:

- LEA 400 kV Braşov-Gutinaş
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaş
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaş (linie nouă)-etapa 2024
- LEA 400 kV Gădălin-Suceava (linie nouă)-etapa 2029
- LEA 220 kV Barboşi-Focşani Vest
- LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat-Costieni
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 5 se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 - 2035.

Tabelul 11.5. Rezultatele analizei de adecvanță – Secțiunea S5

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	970	573	397	1276	1576	306
2028	921	723	-198	2035	1507	1114
2033	1119	692	-427	2062	2066	943
2035	1119	692	-427	2062	2066	943

Se observă că zona este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 5 sunt: CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Secţiunea S6

Secțiunea 6 delimitează zona Dobrogea şi o parte din Muntenia prin de următoarele linii:

- LEA 400 kV Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Medgidia Sud) (RO)-Varna (BG)
- LEA 400 kV Pelicanu-Bucureşti Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiţei-Bucureşti Sud
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaş
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaş (linie nouă)-etapa 2024

- LEA 400 kV Cernavodă-Stâlpu (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiţei-Stâlpu (linie nouă)
- LEA 220 kV Barboşi-Focşani Vest
- LEA 110 kV Dragoş Vodă-Slobozia Sud
- LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu
- LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni
- CT 110 kV Lieşti
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești

În zona delimitată de secțiunea 6 se află RED de 110 kV din Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Medgidia, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 - 2035 .

Tabelul 11.6. Rezultatele analizei de adecvanță – Secțiunea S6

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	1086	2287	1201	4665	4513	3579
2028	934	1584	651	5802	6152	4868
2033	1209	4284	1209	4284	5969	3075
2035	1209	4284	1209	4284	5969	3075

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 6 sunt: CNE Cernavodă, CET Galați, centrale eoliene din zona Dobrogea. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2031 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpu, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu.

Concluzile analizei de adecvanță pe zonele SEN

Majoritatea zonelor analizate sunt excedentare în sensul că puterea disponibilă este mai mare decât consumul, proiectele de dezvoltare a RET facilitând evacuarea producției de energie electrică.

Zona delimitată de secțiunea S4 este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă în condițiile în care nu sunt retrase echipamente din funcționare. În situații în care sunt retrase anumite echipamente din funcționare, pot apărea congestii de rețea.

Zona delimitată de secțiunea S4 este, deci, cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

Realizarea LEA 400 kV Suceava-Gădălin și reconductorarea LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele contribuie la creșterea capacității de transfer prin secțiune.

Zona delimitată de secțiunea S5 este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Anexa 4

Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor

Generalități

În cadrul CNTEE Transelectrica SA Eficiența Energetică are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare și strategii interne, după cum urmează :

- DIRECTIVA (UE) 2023/1791 a Parlamentului European și a Consiliului din 13 septembrie 2023 privind eficiența energetică (reformare);
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;
- DIRECTIVA (UE) 2024/1275 a Parlamentului European și a Consiliului din 24 aprilie 2024 privind performanța energetică a clădirilor (reformare);
- Legea nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor cu modificările și completările ulterioare;
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, actualizat;
- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul Eficienţei Energetice.

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica SA

Din punct de vedere tehnologic, elementele avute în vedere la nivelul Companiei pentru promovarea măsurilor de creștere a eficienței energetice sunt:

- Reducerea cantităților de energie electrică pentru compensarea pierderilor din RET (CPT);
- Eficientizarea reglajului de frecvență și putere activă;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea serviciilor proprii din stațiile electrice;
- Reducerea consumului de energie pentru sediile administrative;
- Reducerea consumului de energie termică pentru clădiri (atât prin reconsiderarea instalațiilor cât și prin creșterea eficienței energetice a clădirilor);
- Reducerea consumului de carburanți pentru auto.

CNTEE Transelectrica SA urmărește accelerarea programului de investiții, cu accent atât pe reducerea consumului propriu tehnologic (CPT) — ca principală direcție de creștere a eficienței energetice, corelată cu sporirea siguranței în exploatare — cât și pe modernizarea și retehnologizarea stațiilor electrice existente și a clădirilor aferente. În acest sens, sunt prevăzute măsuri pentru integrarea unor sisteme de optimizare a consumurilor din serviciile interne, cu scopul de a reduce consumul de energie și, totodată, de a consolida fiabilitatea rețelei. Astfel, principalele **direcții de acțiune** în procesul de **eficientizare energetică** la nivelul RET sunt:

- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor prin implementarea de tehnologii cu nivel ridicat de fiabilitate și consumuri interne reduse.
- Realizarea de linii electrice noi sau reconductorarea celor existente cu utilizarea unor materiale care reduc pierderile Corona și/sau Joule.

- Continuarea înlocuirii flotei de transformatoare și autotransformatoare, urmărind creșterea fiabilității acestora dar și reducerea pierderilor.
- Realizarea de instalații pentru reglarea eficientă a tensiunii în SEN (bobine de compensare, dispozitive FACTS și automatizările aferente) și reducerea circulațiilor de putere reactivă.
- Realizarea unui sistem centralizat de reglare coordonată a tensiunilor din SEN, reglaj secundar și tețiar la nivel SEN și zonal.
- Instalarea de panouri electrice fotovoltaice și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile Transelectrica.
- Optimizarea utilizării energiei în sediile aflate în gestiunea Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).
- Pentru toate proiectele Companiei care vizează în principal clădiri, se au în vedere încă din faza de proiectare măsurile necesare pentru respectarea cerinţelor minime de performanţă energetică a clădirilor, impuse prin legislația în vigoare(prin consumurile specifice pentru încălzire, climatizare, ventilare și producerea apei calde de consum) ținînd cont și de măsurile rezultate din auditurile energetice ale clădirilor.

Proiecte de eficiență energetică derulate în CNTEE Transelectrica SA

CNTEE Transelectrica SA acordă o importanță strategică creșterii eficienței energetice în toate domeniile de activitate. În acest sens, compania derulează un portofoliu de proiecte care vizează atât infrastructura tehnologică, cât și componenta administrativă, cu obiectivul de a optimiza consumul de energie, de a reduce pierderile din rețea și de a moderniza procesele de operare.

Aceste proiecte sunt fundamentate pe măsurile rezultate în urma studiilor și auditurilor energetice și sunt corelate cu direcțiile prevăzute în Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul eficienței energetice pentru perioada 2020–2029. Prin implementarea acestora, compania urmărește consolidarea unei rețele electrice de transport moderne, eficiente și sustenabile, contribuind astfel la atingerea obiectivelor de decarbonizare și digitalizare stabilite la nivelul Uniunii Europene

Situația auditurilor/studiilor realizate în ultimii ani și a măsurilor rezultate din acestea care se regăsesc în Planul de Dezvoltare este:

Nr. crt.	Denumire activitate	Descriere	Stadiu	Măsura
1	**Audit energetic tehnologic**	Realizat pe conturul serviciilor interne în 3 stații electrice din RET; rezultatele vor fi extinse la nivelul întregii rețele	Audit finalizat	S-a propus montarea în stațiile CNTEE „Transelectrica” SA de panouri fotovoltaice și instalații de stocare a energiei electrice, destinate alimentării serviciilor interne. Sunt în derulare proiecte de montare a acestora în 30 stații electrice.
2	**Audit energetic clădiri**	Auditare a 120 de clădiri din patrimoniu CNTEE Transelectrica SA	Audit finalizat	Au fost propuse măsuri pentru fiecare clădire supusă auditului, constând în principal din: - reabilitarea termica a anvelopelor clădirilor;

Anexa 4

Nr. crt.	Denumire activitate	Descriere	Stadiu	Măsura
				- utilizarea pompelor de căldură pentru încălzire; - schimbarea corpurilor de iluminat cu sisteme tip led; - montarea panourilor fotovoltaice pentru producerea de energie electrica pentru iluminat - montarea de panouri solare pentru apa caldă menajeră. Măsurile propuse în cadrul auditurilor sunt urmărite de Sucursale și vor fi implementate în proiectele de retehnologizare/ modernizare staţii(de ex proiectul de modernizare a stației Alba Iulia)
3	Audit energetic	Auditul energetic pe conturul aferent consumului propriu tehnologic (CPT) din rețeaua electrică de transport	Finalizat	Au fost analizate și propuse ca măsuri de reducere a pierderilor de tip efect Joule-Lenz și a pierderilor corona, realizarea de lucrări de tip RC/RK ale liniilor electrice aeriene.
4	**Studiu CPT**	Studiul multianual privind bilanțul energetic și CPT pe fiecare STT și la nivelul întregului RET 2024-2026	Finalizat etapa 2025	Transelectrica realizează, prin intermediul unui studiu dedicat, o analiză trimestrială și anuală a valorilor realizate pentru CPT în RET comparativ cu valorile obținute prin postcalcul și cu cele prognozate. Prin analiza de postcalcul se determină și efectul unor investiții în RET asupra pierderilor, precum și influența circulațiilor de putere activă pe liniile de interconexiune ale SEN asupra acestui indicator. De asemenea, este determinată influența apariției unor elemente noi la nivelul RET asupra CPT. Sunt propuse direcții de îmbunătățire care se concretizează prin proiecte de investiții(de ex. instalarea de mijloace de compensare).

Criterii de Selecție și Prioritizare a Proiectelor derulate la nivelul Companiei care contribuie la creșterea Eficienței Energetice

Procesul de prioritizare utilizează indicatori rezultați din **Analiza Cost-Beneficiu (CBA)**, calculată conform metodologiei ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. Principalele criterii includ:

- **Eficiența Tehnică:** Se acordă prioritate proiectelor care contribuie la **reducerea CPT și a pierderilor în rețea** atât ca volum, cât și ca impact financiar.
- **Scorul de Utilitate Globală:** Analizele indică faptul că proiectele de **reconductorare** obțin, în general, cele mai mari scoruri de utilitate, fiind urmate de instalarea de noi unități de transformare.
- **Integrarea Surselor Regenerabile (RES):** Un criteriu strategic este capacitatea proiectului de a facilita racordarea și preluarea puterii din noi capacități eoliene și fotovoltaice.
- **Eliminarea Congestiilor:** Sunt prioritizate lucrările care previn sau diminuează congestiile de rețea în perioadele de vârf de sarcină.
- **Interconectarea:** Contribuția la atingerea obiectivului de creștere a gradului de interconectare (ținta de 15% până în 2030).
- **Criterii Economice:** Evaluarea beneficiilor socio-economice și a impactului asupra tarifelor reglementate, cu accent pe accesarea fondurilor europene nerambursabile pentru limitarea presiunii tarifare.

Prioritizarea în funcție de Zonele SEN cu potențial ridicat: - identifcarea zonelor geografice specifice unde intervențiile sunt critice pentru îmbunătățirea eficienței și siguranței:

- **Integrarea producției din SRE și centrale noi - Dobrogea și Moldova:** Sunt planificate proiecte majore pentru întărirea capacității de transport din aceste regiuni (excedentare în producție RES și nucleară) spre restul sistemului. De exemplu: LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud, Echiparea circuitului 2 a LEA 400kV d.c. Gutinas -Smardan,etc.

- **Zone cu Fluxuri Mari de Tranzit:** Se acordă prioritate modernizării și retehnologizării stațiilor aflate pe traseele principale de interconectare, în special în zonele care devin puternic excedentare sau deficitare. Trecerea la 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, Staţia Ostrovu Mare 220 kV (staţie nouă).

- **Zone cu Potențial RES ridicat:** Analizele de rețea studiază cu precădere zonele cu solicitări mari de racordare a centralelor verzi, construind scenarii de dimensionare pentru regimurile cele mai dificile. De exemplu: Trecerea la 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad.

- **Interconexiuni Transfrontaliere:** Proiectele care măresc capacitatea de transfer pentru comerțul transfrontalier sunt esențiale pentru integrarea pieței interne de energie. De exemplu: LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru porțiunea de pe teritoriul Romaniei).

Pe baza calculelor de regim și a analizei cost-beneficiu realizate în cadrul studiilor suport ale Planului de dezvoltare, măsurile de eficienţă energetică s-au tradus în investiții menite să reducă pierderile de rețea (consum propriu tehnologic), să asigure integrarea surselor regenerabile și optimizarea circulației de puteri.

Majoritatea proiectelor de investiții derulate de CNTEE Transelectrica SA vizează îmbunătățirea indicatorilor de siguranță în funcționare și creșterea capacității de transport, prin lucrări de extindere și modernizare a infrastructurii. În cadrul tuturor proiectelor orientate spre creșterea fiabilității operaționale, este integrată și componenta de eficiență energetică, ca direcție esențială de optimizare.

Anexa 4

Potrivit Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, operatorii economici sunt clasificați în funcție de consumul de energie finală. În acest context, CNTEE Transelectrica SA se încadrează în categoria consumatorilor industriali cu un consum anual de peste 1.000 tone echivalent petrol (tep) și îndeplinește obligațiile de raportare și derulare a activităților prevăzute pentru aceștia.

Proiectele sunt structurate pe termen scurt, mediu și lung și sunt incluse în Programul de îmbunătățire a eficienței energetice la nivelul Companiei, care este monitorizat și actualizat anual.

În tabelele de mai jos sunt prezentate proiectele, corelate cu PDRET, care includ măsuri de eficiență energetică pe termen mediu și lung împreună cu estimarea economiei de energie și cost aferent.

Anexa 4

1. *Măsuri pe termen mediu, de 2 până la 3 ani, vizând un program de investiții*

Nr. crt	Descrierea măsurii	Termen	Economia de energie		Economia de cost
			[MWh/an]	[tep / an]	[mii lei / an]
1.	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2026	46	3.96	21.78
2.	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea - etapa II	2026	100	8.60	47.34
3.	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	2026	45	3.87	21.30
4.	Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile 400kV și 220kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest - LOT 1 - LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu	2026	35	3.01	16.57
5.	Modernizare stație 220/110 kV Calafat	2027	73	6.28	34.56
6.	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	2026	45	3.87	21.30
7.	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice, destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE 'Transelectrica' SA	2026	11,500.00	989.00	5,444.56
8.	Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 KV Drăgănești Olt	2027	25.00	2.15	11.84
9.	Stația 220 kV Ostrovu Mare	2027	35	3.01	16.57
10,	Achiziția si montajul unei bobine de compensare 100 MVAr în stația Porțile de Fier 400 kV	2027	56	4.82	26.51
11.	Creșterea gradului de siguranța in alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați in stația 220/110/10 kV Fundeni	2027	80.00	6.88	37.88
12.	Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile 400kV și 220kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest - LOT 1 - LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu; LOT 2 - Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4)	LOT 1: 2026 LOT 2: 2027	95.00	8.17	44.98
13.	Stația 400 kV Stâlpu si Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlpu	2027	125	10.75	59.18
14.	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz	2027	250	21.50	118.36
TOTAL			**12.430,00**	**1.068,98**	**5.884,86**
Economie de energie estimată			**1.09%**		

Anexa 4

2. *Măsuri pe termen lung, de 3 până la 6 ani, vizând un program de investiții*

Nr. Crt.	Descrierea măsurii	Termen	Economia de energie		Economia de cost
			[MWh/an]	[tep / an]	[mii lei / an]
1.	Retehnologizare stația 400/110/20 kV Smârdan	2028	87	7.48	41.19
2.	Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV şi lucrări de extindere stațiile 400kV și 220kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest - Stația 400 kV Teleajen și retehnologizare stația 110 kV	2028	95.00	8.17	44.98
3.	Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală	2029	150.00	12.90	71.02
4.	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara	2028	50.58	4.35	23.95
5.	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (etapa III)	2028	125.00	10.75	59.18
6.	Montare AT1 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220 kV Roșiori + Montare sistem de comandă control protecție în stația 400/220 kV Roșiori	2028	95.00	8.17	44.98
7.	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord - Medgidia Sud	2028	125.00	10.75	59.18
8.	Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud	2028	35.00	3.01	16.57
9.	Retehnologizare stația 110 kV Arad și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Stația 400 kV Arad (etapa III)	2030	50.00	4.30	23.67
10.	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Gutinaș - Dumbrava	2029	40.00	3.44	18.94
11.	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	2029	40.00	3.44	18.94
12.	Echiparea circuitului 2 a LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan	2029	80.00	6.88	37.88
13.	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori	2029	210.00	18.06	99.42
14.	Stație 220/110 kV de injecție din LEA 220 kV Baia Mare Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara)	2029	75.00	6.45	35.51
15.	Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est	2030	50	4.30	23.67
16.	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele	2030	43.00	3.70	20.36
17.	Stație 400/110 kV Bistrița de injecție din LEA 400kV Suceava - Gădălin în RED	2030	60.00	5.16	28.41
18.	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap circuitul 2	2029	65.00	5.59	30.77

Anexa 4

19.	Realizare LEA 400 kV Nădab - Bekescaba circuitul 2 și lucrări conexe în stația 400 kV Nădab	2028	65.00	5.59	30.77
20.	Transformator 400/110 kV Calea Aradului	2030	35.00	3.01	16.57
21.	Retehnologizare stația 400 / 110 kV Dârste	2030	45.00	3.87	21.30
22.	Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Medgidia Sud	2029	45.00	3.87	21.30
23.	Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Smârdan	2029	45.00	3.87	21.30
24.	Înlocuire trafo 2 400/110 kV stația Smârdan	2030	45.00	3.87	21.30
25.	Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru	2030	40.00	3.44	18.94
26.	Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele - Craiova Nord	2030	40.00	3.44	18.94
27.	Reconductorarea LEA dc 220 kV București Sud - Ghizdaru (fără racordul Mostiștea)	2028	40.00	3.44	18.94
28.	Reconductorarea axului 220 kV Urechești -Târgu Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hășdat	2028	40.00	3.44	18.94
29.	Reconductorarea LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița	2029	60.00	5.16	28.41
30.	Înlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)	2029	50.00	4.30	23.67
31.	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Fântânele - Ungheni	2030	40.00	3.44	18.94
TOTAL			**2,065.58**	**177.64**	**977.93**
Economie de energie estimată			**0.18%**		

Nr. Crt.	Centralizator măsuri planificate, corelat cu PDRET	Economia de energie		Economia de cost
		[MWh / an]	[tep / an]	[mii lei / an]
1	Măsuri pe termen mediu, de 2 până la 3 ani, vizând un program de investiții	12.430,00	1.068,98	5.884,86
2	Măsuri pe termen lung, de 3 până la 6 ani, vizând un program de investiții	2,065.58	177.64	977.93
TOTAL		**14,495.58**	**1,246.62**	**6,862.79**

Anexa 5

Portofoliu de proiecte DigiTEL, care materializează viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid și managementul activelor

Obiectivele vizate prin implementarea proiectelor fanion sunt

Implementarea, testarea și validarea în cadrul proiectelor de modernizare a următoarelor concepte, metodologii, standarde și elemente de bună practică:

- *Conceptul de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.);*
- *managementul activelor;*
- *Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal;*
- *Centrul de sănătate a activelor RET;*
- *Concept Sisteme GIS și OMS;*
- *Conceptul de sănătate active;*
- *Conceptul de indice de risc la activele RET;*
- *Metodologia de elaborare și implementare a conceptelor Smart Grid (ex. arhitecturi, standarde de interoperabilitate, standarde de telecomunicații, interfețe clienți etc.);*
- *Conceptul de E-learning;*
- *Conceptul de Smart Building;*
- *Conceptul de realitate augmentată/virtuală;*

Instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capabilităților strategice în domeniul digitalizării;

Definirea si implementarea proiectelor cu o mare componentă de inovare și învățare (ex. proiecte de stație digitală, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management, echipamente cu impact asupra mediului etc.);

Continuarea implicării în proiecte finanțate nerambursabil pentru a crea premisele adoptării de modele, concepte și metodologii noi în cadrul proceselor operaționale și administrative ale Companiei;

Dezvoltarea în continuare a **parteneriatelor** cu consultanții și cu furnizorii de soluții și servicii pentru înțelegerea noilor tendințe tehnologice și manageriale care pot influența în viitor performanța Companiei.

Toate proiectele și acordurile de colaborare din portofoliul DigiTEL sunt prezentate în detaliu la următorul link: https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/cercetare-inovare.

Portofoliu de proiecte fanion aflate sub denumirea DigiTEL

1. **„**Proiect Pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală**" – DigiTEL Alba Iulia**

DigiTEL Alba Iulia este un proiect pilot inițiat pentru retehnologizarea stației electrice 220/110/20 kV Alba Iulia, transformând-o într-o **stație digitală** modernă. Acest proiect este considerat un model de referință în domeniul cercetării și inovării pentru companie, definind conceptul de stație electrică a viitorului la nivel industrial.

Obiectivele proiectului

Obiectul 1 – Retehnologizarea stației Alba Iulia

Obiectul 1.1. Stația electrica Alba Iulia

Stația 220/110/20 kV Alba Iulia va fi retehnologizată în cadrul proiectului pilot realizat în concept de stație digitală. Noua stație de 220 kV va fi de tip exterior, cu izolație în aer, iar cea de 110 kV va fi de tip interior, cu izolație în SF_6; ambele vor fi amplasate pe amplasamentele dezafectate ale stațiilor existente. Stația de 20 kV va fi instalată în două containere. Va fi implementat sistemul de monitorizare a condiției tehnice (Condition Monitoring System – CMS), conform arhitecturii de referință Smart Grid, pentru a evalua în timp real starea echipamentelor și a preveni defecțiunile. Datele colectate vor fi transmise către Centrul de sănătate active (Health Care Center) din cadrul STT Sibiu. De asemenea, stația va beneficia de o clădire nouă pentru blocul de comandă, cu regim parter + 1 etaj, proiectată ca o construcție pasivă și inteligentă, precum și de un Sistem Integrat de Securitate.

Obiectul 1.2 Sisteme conexe

Acest obiect al proiectului este compus din următoarele sisteme, vor fi instalate pe infrastructura HW şi SW precizată pentru „Extindere HW&SW Cloud privat tip IaaS”:

- GIS (Geographic Information System);
- Sistemul fotovoltaic;
- Centrului de Sănătate Active.

Obiectul 1.3 Infrastructura de tip Cloud Privat dedicat proiectului Alba Iulia

Având în vedere implementarea acestui proiect, se va realiza Infrastructura de tip Cloud Privat dedicat proiectului Alba Iulia, pentru acoperirea necesităților de HW și SW de bază de procesare şi stocare date, dedicat, în principal, pentru următoarele aplicații informatice la nivel de CNTEE Transelectrica/ STT Sibiu.

Obiectul 2 – E-Mobility

În cadrul proiectului, vor fi achiziționate componentele sistemului E-Mobility: stații de încărcare pentru vehicule electrice, dulapuri centrale pentru achiziția datelor și platforma digitală de gestionare a acestora. Echipamentele, moderne și performante, vor forma un sistem complet și vor fi instalate în locațiile: Stația 220/110/20 kV Alba Iulia, Sediul Central STT Sibiu și CTSI Sibiu. Platforma E-Mobility va fi găzduită la CTSI Sibiu și va asigura managementul tuturor stațiilor de încărcare din gestiunea STT Sibiu.

Obiectul 3 – Platforma de Învățare

„Platforma de Învățare” în cadrul Proiectului Pilot - Retehnologizare staţia 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de staţie digitală va servi personalului din cadrul CNTEE Transelectrica - STT Sibiu și „Laboratorului Digital”.

Obiectul 4 - Telecomunicaţii cu Hidroelectrica

În cadrul acestui capitol este prezentată soluția de telecomunicații aferentă Liniilor Electrice Aeriene (LEA) Alba Iulia - Gâlceag, respectiv Alba Iulia – Șugag, aflate in gestiunea CNTEE Transelectrica SA. Stațiile Gâlceag și Șugag se află în gestiunea HIDROELECTRICA.

Obiectul 5 – Laboratorul Digital

Laboratorul Digital, parte a obiectivului de investiții „Proiect Pilot - Retehnologizare staţia 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de staţie digitală" va fi amplasat într-o clădire pusă la dispoziție de către Facultatea de Energetică din cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București și are ca obiective:

- realizarea unui laborator cu tehnologii digitale noi, care să deservească, atât la instruirea personalului din cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica SA, cât și al studenților de la UNSTPB;
- integrarea în procesul de învățare și/sau instruire a tehnologiilor de tip VR, AR sau Digital Twin, în scopul introducerii ulterioare, pe scară largă, în cât mai multe entități ce aparțin C.N.T.E.E. Transelectrica SA

Obiectivele generale

- OG1 – Creșterea siguranței in funcționare a Sistemului Energetic Național;
- OG 2 – Standardizarea soluţiilor de monitorizare al activelor RET;
- OG3 – Asigurarea interoperabilităţii între nivelul operaţional si organizațional;
- OG 4 – Implementarea cerinţelor standardelor de management al activelor;
- OG 5 – Creşterea performanţei operaţionale.

Beneficii

- creșterea siguranței în funcţionare a instalațiilor prin acţiuni care vizează:
  - optimizarea schemei electrice primare;
  - modernizarea echipamentului energetic primar şi secundar;
  - asigurarea teleconducerii întregii stații de la nivelul centrelor de dispecer centrale şi teritoriale;
- imbunătăţire securitate personal;
- creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice;
- îmbunătăţirea serviciilor pentru utilizatorii rețelei electrice de transport;
- scăderea costurilor de operare şi mentenanţă;
- îmbunatatirea performanţei energetice a staţiei;
- îmbunătăţirea capabilitatilor operaţionale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor şi reţelelor inteligente;
- îmbunătăţirea timpilor de răspuns în identificarea şi remedierea neconformităţilor apărute;
- îmbunătăţirea managementului riscurilor asociate operării şi mentenanţei staţiei;
- reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente şi tehnologii moderne;
- dezvoltarea competenţelor specifice necesare digitalizării proceselor.

Durata de realizare a investiției	**62 luni** (18 luni SF+CS / 44 luni contract la cheie)
Stadiul actual al proiectului	Proiectul se află în stadiul de procedură de achiziţie publică pentru execuție lucrări (proiectare, faza Proiect Tehnic de execuție, furnizare echipamente, execuție lucrări)
Surse de finanțare	Fonduri UE nerambursabile+Surse proprii

2. Proiect pilot DigiTEL Green – „Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului"

Proiectul pilot **DigiTEL Green** – "Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului" reprezintă un proiect fanion la nivel de Companie în domeniul staţiilor electrice digitale şi sustenabile.

Noua stație Mostiștea va fi prima din rețeaua electrică de transport (RET) care va îmbina, într-un mod integrat, **tehnologiile** unei stații complet **digitale** cu cele ale unei infrastructuri **sustenabile**. Proiectul reunește același set de tehnologii digitale testate în cadrul stației pilot Alba Iulia, extinzând infrastructura dezvoltată acolo și amplificând nivelul de digitalizare la scară operațională.

Prin intermediul proiectului Mostiştea vor fi implementate în premieră în cadrul RET, tehnologia non-SF6 la nivelul aparatajului primar, ce foloseşte gaze cu emisii reduse în proporţie de 99% faţă de tehnologiile convenţionale. Iar totodată, atât unităţile de transformare vor utiliza uleiuri naturale, în locul celor minerale, iar clădirile din cadrul staţiei vor fi eficiente energetic, de tipul nZEB. De asemenea, această retehnologizare va urmări principiile conceptului de economie circulară pe întreg lanţul de implementare, în vederea susţinerii gradului de sustenabilitate al acesteia.

Totodată, în proiectului Mostiştea vor fi implementate pentru prima data în cadrul RET şi tehnologii de asistenţă şi supraveghere tehnică robotizată, utilizând sisteme de Inteligenţă Artificială prin intermediul roboţilor fizici şi al dronelor.

Beneficii

- Economii rezultate prin reducerea costurilor de exploatare și mentenanţă;
- Economii rezultate prin îmbunătăţirea performanţei de funcţionare a staţiei;
- Economii rezultate prin îmbunătăţirea calităţii serviciului de transport;
- Îmbunătăţirea siguranţei în exploatarea instalaţiilor;
- Îmbunătățirea performanţei operaţionale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor și rețelelor inteligente;
- Reducerea timpilor de răspuns în identificarea și abordarea neconformităților;
- Îmbunătățirea managementului riscului asociat cu exploatarea și mentenanţa staţiei;
- Reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea echipamentelor și tehnologiilor sustenabile.

Obiective generale

- OG 1 - Creșterea siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național;
- OG 2 – Standardizarea soluțiilor de monitorizare a activelor RET;
- OG 3 – Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional;
- OG 4 – Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- OG 5 – Creșterea performanței operaționale;
- OG 6 – Implementarea conceptului de sustenabilitate în domeniul stațiilor electrice;
- OG 7 – Implementarea politicilor de mediu agreate la nivelul UE.

Durata de realizare a investiției	**40 luni** (14 luni SF+CS / 26 luni contract la cheie)
Stadiul actual al proiectului	Proiectul pilot "DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului" se află în etapa de proiectare Caiet de Sarcini
Surse de finanțare	Fonduri UE nerambursabile+Surse proprii

3. Proiect pilot – DigiTEL 3D LineVision

Proiectul are drept **scop** testarea noilor tehnologii de **scanare** aeriană a obiectivelor din Rețeaua Electrică de Transport (TEL), utilizând metode avansate precum **LiDAR (Light Detection and Ranging)**, **RGB (Red, Green, Blue)** și **infraroșu**. De asemenea, proiectul urmărește evaluarea beneficiilor acestor tehnologii în perspectiva unei aplicări la scară largă în cadrul infrastructurii de transport a energiei electrice.

Proiectul vizează validarea aplicabilității tehnologiilor de scanare aeriană (LiDAR, RGB și infraroșu) pentru inspecția obiectivelor din Rețeaua Electrică de Transport, în scopul fundamentării unei strategii de implementare extinsă la nivelul infrastructurii energetice naționale.

Obiective generale

- OG 1 - Testarea noilor tehnologii, înțelegerea și adoptarea de standarde geospațiale;
- OG 2 -Creșterea siguranței prin limitarea intervenției umane;
- OG 3 - Asigurarea scalabilității prin gestionarea mai multor active cu un număr redus de tehnicieni;
- OG 4 - Reducerea sau eliminarea timpului de oprire a activității;
- OG 5 - Testarea și validarea tehnologiilor în mediul operațional real;
- OG 6 - Instruirea și perfecționarea personalului

Beneficii

Principalele potențiale beneficii aduse de către această tehnologie sunt:

- reducerea timpului de inspecție cu până la 90%;
- reducerea costurilor cu inspecțiile aeriene cu până la 90%;
- creșterea siguranței prin limitarea intervenției umane;

- creșterea eficienței inspecțiilor aeriene prin acoperirea unui areal mai mare, comparativ cu metodele terestre clasice;

Alte beneficii:

- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind administrarea și operarea datelor spațiale;
- suport tehnic C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. privind adoptarea de standarde, metodologii și ghiduri de bună practică din domeniul inspecțiilor aeriene.

Durata de realizare a investiției	**48 luni** (06.10.2021 - 06.10.2025)
Stadiul actual al proiectului	Proiectul Pilot "DigiTEL – 3D LineVision" este în curs de derulare
Surse de finanțare	Surse proprii

4. Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – "Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit"

Proiectul DigiTEL Power Lines of the Future va realiza trecerea de la simplu la dublu circuit a LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest **utilizând stâlpi tubulari**. La faza de proiectare se vor stabili cerinţele tehnice pentru stâlpi, astfel încât aceştia să fie optimizaţi din punct de vedere al dimensiunilor şi suprafeţelor ocupate, şi să aibă un design inovator, materiale sustenabile cu amprenta de carbon scazută, design cu un aspect vizual inovator.

Construcţia noi linii dublu circuit LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest **se va realiza folosind amplasamentele existente** ale stâlpilor aferenţi liniei de simplu circuit, fără a fi necesară ocuparea de suprafeţe de teren suplimentare pe majoritatea liniei.

În cadrul proiectului vor fi testate şi validate în RET următoarele tehnologii de ultimă oră:

- Supraveghere autonomă a LEA folosind drone;
- Sisteme de monitorizare LEA;
- Dotarea personalului TEL (proiectare, operare şi cercetare-inovare) cu echipamente şi dispozitive avansate pentru determinarea condiţiei tehnice;
- Soluţii avansate de învăţare pentru personal prin îmbunătăţirea platformei de învăţare E-learning existentă din cadrul DigiTEL Lab.

Obiective generale

- OG1 - Creşterea capacităţii de transfer de energie în vederea integrării producţiei de energie din surse regenerabile din zona Dobrogea;
- OG2 - Asigurarea disponibilităţii ridicate a activelor din RET;
- OG3 - Întărirea RET şi creşterea eficienţei în funcţionare a RET;
- OG4 - Creşterea flexibilităţii în funcţionare;
- OG5 - Instruire personal simultan cu acţiunile de modernizare / introducere noi tehnologii;
- OG6 - Creşterea observabilităţii condiţiei tehnice LEA prin folosirea dronelor autonome

Beneficii asupra RET

- Creşterea capacităţii de transfer a reţelei;
- Digitalizarea elementelor de reţea prin monitorizare inteligentă;
- Dezvoltarea capabilităţilor de proiectare existente în Companie.

Durata de realizare a investiției	**35 luni** (15 luni SF+CS, 20 luni contract la cheie)
Stadiul actual al proiectului	Proiectul se află la etapa de achiziție servicii de proiectare (Studiu de fezabilitate și Caiet de sarcini pentru achiziția serviciilor de proeictare PTE și execuție lucrări)
Surse de finanțare	Fonduri UE nerambursabile+Surse proprii

5. Proiect DigiTEL Smart Lines – „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid)"

Proiectul DigiTEL Smart Lines urmăreşte achiziţia şi montarea sistemelor de monitorizare on-line în vederea creşterii siguranţei în funcţionare a LEA, creştere ce se va realiza prin diagnoza și estimarea on-line a stării tehnice a liniilor electrice aeriene pe baza datelor achiziționate on-line şi operaţionalizarea conceptului Rating Dinamic - Dynamic Line Rating (DLR).

Obiectivul DLR (Ratingului Dinamic) este de a furniza Operatorului de Transport si de Sistem informații precise și în timp real care să permită o mai buna utilizare a capacitații de transport de energie a LEA şi mărirea acesteia funcție de condițiile meteo actuale, reducerea riscului și creșterea fiabilității și eficienței în funcționare a acesteia.

Obiectul proiectului îl constituie **23 linii electrice aeriene de 400 kV**, dintre care 13 linii de transport și de evacuare putere din Cernavodă și centralele de energie regenerabilă către zona Moldovei și București şi 10 linii de interconexiune.

Obiective generale

- OG 1 – Asigurarea disponibilităţii ridicate a activelor din RET;
- OG 2 – Creşterea flexibilităţii în funcţionare;
- OG 3 – Realizarea optimizării costurilor.

Durata de realizare a investiției	**28 luni**
Stadiul actual al proiectului	Proiectul se află la etapa de furnizare și montare echipamente
Surse de finanțare	Fonduri UE nerambursabile

6. Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare on-line DigiTEL Smart Lines

Obiectivul principal ce se doreşte a fi atins prin achiziţia şi montarea sistemelor de **monitorizare on-line** este creşterea siguranţei în funcţionare a LEA, creştere ce se va realiza prin diagnoza și estimarea on-line a stării tehnice a liniilor electrice aeriene pe baza datelor achiziționate on-line, precum şi operaţionalizarea conceptului **Rating Dinamic - Dynamic Line Ratings** (DLR).

Scopul proiectului îl constituie montarea de subsisteme de monitorizare pe 27 linii electrice aeriene cu tensiunea nominală de 400 kV, după cum urmează:

LEA de evacuare a puterii generate din sursele regenerabile din zona Dobrogea:

- LEA 400 kV Isaccea – Smârdan circ. 1;
- LEA 400 kV Isaccea – Smârdan circ. 2;
- LEA 400 kV Isaccea – Lacu Sărat;
- LEA 400 kV Lacu Sărat – Smârdan;
- LEA 400 kV Constanţa Nord – Tariverde;
- LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest

LEA de transport a puterii din zona Dobrogea către zona centrală, zona de vest şi zona nord-vest a ţării

- LEA 400 kV Gutinaş – Braşov;
- LEA 400 kV Braşov – Dîrste:
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Braşov;
- LEA 400 kV Brazi Vest – Dîrste;
- LEA 400 kV Brazi Vest – Teleajen;
- LEA 400 kV Teleajen – Stâlpu;
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Mintia;
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut;
- LEA 400 kV Mintia – Arad.

LEA care asigură capacitatea disponibilă pentru schimburi transfrontaliere cu Ungaria şi Ucraina

- LEA 400 kV Arad – Nădab;
- LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab;
- LEA 400 kV Roşiori – Oradea Sud;
- LEA 400 kV Roşiori – Gădălin;
- LEA 400 kV Iernut – Gădălin.

LEA care asigură capacitatea disponibilă pentru schimburi transfrontaliere cu Bulgaria

- LEA 400 kV Ţânţăreni – Arefu;
- LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud.

LEA care asigură capacitatea disponibilă pentru schimburi transfrontaliere cu Serbia

- LEA 400 kV Porţile de Fier – Urecheşti;
- LEA 400 kV Porţile de Fier – Slatina.

LEA care asigură capacitatea disponibilă pentru schimburi transfrontaliere cu Republica Moldova

- LEA 400 kV Isaccea – Vulcăneşti.

LEA de transport a puterii din zona de sud către zona centrală a țării

- LEA LEA 400kV Țânțăreni – Bradu;
- LEA 400kV Bradu – Brașov.

Toate datele transmise de noile subsisteme de monitorizare LEA, care urmează a fi instalate prin intermediul prezentului proiect, vor fi colectate și integrate în platforma existentă DigiTEL Smart Lines, printr-o interfață unică.

Durata de realizare a investiției	**32 luni**
Stadiul actual al proiectului	La momentul actual, proiectul se află la etapa de întocmire caiet de sarcini pentru achiziţie servicii de proiectare pentru întocmire Proiect tehnic de execuţie (PTE) şi execuţie lucrări
Surse de finanțare	Surse proprii

7. DigiTEL Next-Gen Power Grid – *"Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome"*

Proiectul "DigiTEL Next-Gen Power Grid își propune în primă fază transformarea informațiilor nestructurate într-un activ digital inteligent. Operatorul de sistem va avea posibilitatea să vizualizeze, să construiască și să gestioneze sistemele electrice complexe, asigurând o funcționare sigură și eficientă pe tot parcursul ciclului de viață.

Implementarea unui sistem de digital twin, respectiv a dronelor şi roboţilor autonomi în staţiile retehnologizate CNTEE Transelectrica SA va conduce la reducerea erorilor umane prin suport în activităţile de exploatare/mentenanţă ale echipamentelor şi instalaţiilor. Acest lucru se va realiza prin intermediul unor mijloace digitale moderne, mult mai precise şi mai automatizate decât mijloacele convenţionale folosite în prezent.

În vederea unor modernizări/retehnologizări viitoare, modelul **BIM** al stațiilor electrice va fi utilizat pentru proiectare, construcție și întreținerea post-exploatare.

În comparație cu abordările tradiționale de inspecție care pot presupune utilizarea elicopterelor, sistemele autonome au un impact mai scăzut asupra mediului, sunt mai eficiente din punct de vedere energetic și generează mai puține emisii.

Obiective generale

- OG1 – Instruirea și pregătirea personalului operativ cu privire la proiectare digitală, operare drone și utilizare Digital Twin;
- OG 2 – Standardizarea soluţiilor de monitorizare al activelor RET;

- OG 3 – Asigurarea disponibilităţii ridicate a activelor din RET;

Beneficii

- Prelungirea duratei de viață a echipamentelor prin utilizarea senzorilor și a tehnologiei IoT (Internet of Things);
- Optimizarea procesului de mentenanță prin colectarea eficientă a datelor despre starea echipamentelor electrice;
- Reducerea riscurilor pentru personalul operativ implicat în activitatea de exploatare curentă a stației;
- Reducerea erorilor umane prin efectuarea inspecției aeriene cu ajutorul dronelor autonome;
- Impact mai scăzut asupra mediului, dronele fiind mai eficiente din punct de vedere energetic comparativ cu metodele clasice de inspecție aeriană;
- Adaptarea continuă la modificările survenite în starea și structura echipamentului cu ajutorul Digital Twin;
- Funcționarea sigură și eficientă pe tot parcursul ciclului de viață a sistemelor electrice complexe prin gestionarea si operarea acestora într-o platformă dedicată Digital Twin.

Durata de realizare a investiției	**27 luni**
Stadiul actual al proiectului	La momentul actual, proiectul se află la etapa de întocmire Caiet de Sarcini pentru achiziția serviciilor de proiectare, furnizare echipamente, execuție lucrări
Surse de finanțare	Surse proprii

Portofoliu de proiecte europene de cercetare si inovare:

Acest tip de proiecte au la bază concepte sau idei din zona de cercetare-inovare și sunt puse în practică prin proiecte finanțate din fonduri europene prin axa Horizon 2020, CEF din cadrul Comisiei Europene.

1. Proiectului de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network)

C.N.T.E.E. „Transelectrica" – S.A., **Delgaz Grid** S.A. și Elektroenergien Sistemen Operator **EAD** (Operatorul de Transport și de Sistem din Bulgaria), în calitate de **Parteneri** activi în cadrul Proiectului, vor face demersuri pentru obținerea finanțării Proiectului, sub forma unei aplicații unice ce va fi depusă în cadrul apelului / apelurilor de propuneri care vor fi lansate în anul 2025 prin CEF.

În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. "Transelectrica" – S.A. va beneficia de fonduri nerambursabile pentru următoarele **Proiecte de investiții**:

1. Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Suceava și Roșiori
2. Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni, Dumbrava – Stejaru și Gutinaș - Dumbrava
3. Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE)
4. Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET
5. Modul EMS SCADA - Sistem automat de reglare a tensiunii și puterii reactive

Obiectivele ale proiectului vizează modernizarea și digitalizarea rețelei de transport și distribuție a energiei electrice, participând la îmbunătățirea:

- stabilității și capacității rețelei de a integra energia produsă din surse regenerabile prin modernizarea echipamentelor în funcțiune;
- reglajului de tensiune coordonat la nivelul reţelelor de transport şi distribuţie;
- calității și cost-eficienței serviciilor oferite clienților;
- securității și flexibilității rețelei, prin introducerea tehnologiei Demand Side Management;
- gestionării rețelelor prin schimb de date și implementarea funcționalităților Smart Grid;
- interconexiunii cu infrastructura de transport, prin creșterea securității, flexibilității și calității rețelei de distribuție în regiune;
- monitorizarea stării sistemului interconectat în timp real, prin fluxurile de putere activă și reactivă atât pe liniile de interconexiune, cât și pe linii interne.

Beneficii

1. **Beneficii economice și societale:**
   - Reducerea costurilor de operare și mentenanță;
   - Reducerea pierderilor de energie electrică;
   - Creșterea eficienței serviciilor prin implementarea tehnologiilor smart grid;
   - Creșterea gradului de interconectivitate concretizată în siguranță, disponibilitate și flexibilitate la nivelul infrastructurii naționale și europene de transport și distribuție;
   - Creşterea nivelului de observabilitate a reţelei transfrontaliere şi a capacităţii operaţionale la nivelul conducerii prin dispecer.

2. **Beneficii pentru clienți / prosumatori**
   - Îmbunătățirea indicatorilor de calitate a rețelei de energie electrică;
   - Implementarea tehnologiei Demand Side Management în vederea analizei și optimizării consumului de electricitate;
   - Creșterea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile, inclusiv energia de la prosumatori;
   - Automatizarea rețelei de distribuție prin integrarea în SCADA și implementarea reglajului primar de tensiune și putere reactivă.

3. **Beneficii de mediu**
   - Reducerea emisiilor prin modernizarea și digitalizarea infrastructurii de transport al energiei electrice;
   - Asigurarea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile;
   - Implementarea tehnologiilor non-poluante, de ultimă generație, din categoria Best Available Technologies;
   - Creșterea sustenabilității rețelei pe termen lung prin înlocuirea echipamentelor primare uzate tehnic.

Durata de realizare a investiției	**36 luni**
Stadiul actual al proiectului	Proiectul a fost inclus pe prima lista a Uniunii de proiecte de interes comun (PCI) și proiecte de interes mutual (PMI) în temeiul Regulamentului (UE) nr. 2022/869 TEN-E revizuit, care a fost adoptat de Comisia Europeană la 28 noiembrie 2023. În septembrie 2024 s-a organizat un call pentru CEF Energy, s-a depus prin intermediul consultantului documentația necesară, dar nu a fost admisă. In aprilie 2025 s-a deschis un nou call CEF Energy pentru care se depun toate eforturile împreună cu partenerii și consultantul în vederea ajustării și coordonării documentației ce va fi transmisă.

Acorduri de colaborare

1. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Advanced 3D Substation Design”

Scopul acordului îl reprezintă colaborarea dintre **CNTEE Transelectrica** SA și **Entegra GMBH** (Primtech 3D), având drept scop principal testarea noilor tehnologii Digital Twin şi Proiectare Digitală Avansată pentru staţii electrice, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii şi soluţii în cazul aplicării pe scară largă în Rețeaua Electrică de Transport din România.

2. Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL – 3D Line Vision”

Obiectul acestui acord este reprezentat de colaborarea dintre **CNTEE Transelectrica** SA și **Skyline Drones** SRL în scopul testării noilor tehnologii LiDAR (Light Detection Ranging), RGB (Red, Green, Blue) și infraroșu, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de transport.

3. Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL BIM Tools”

Acordul de colaborare în domeniul cercetării și inovării dintre **CNTEE Transelectrica** SA și **TIAB** SA are drept **scop** testarea și validarea unor inovații tehnice avansate în proiectarea digitală (ex. standardele BIM - Building Information Modelling) și Digital Twin pentru stațiile electrice, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii și soluții în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de Transport.

4. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Asset Test”

Acordul presupune colaborarea dintre **CNTEE Transelectrica** SA și **Omicron GMBH** (FirstTech) și are drept **scop** principal testarea noilor tehnologii de verificare și a noilor soluții de management al activelor, respectiv schimbul de know-how.

5. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Innovation Synergy”

Acordul presupune colaborarea dintre **CNTEE Transelectrica** SA și **Enevo Group** SRL și are drept **scop** principal testarea noilor tehnologii de verificare și management al activelor, respectiv schimbul de know-how.
Acordul va genera o serie de beneficii importante pentru nivelul de cunoaştere al soluţiilor de testare a noilor tehnologii de verificare a echipamentelor energetice și a noilor soluții de management al activelor din domeniul energetic, precum și schimbul de know-how.

6. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL Safe6” (monitorizarea parametrilor SF_6 în stația electrică 220 kV Bradu)

Acordul presupune realizarea unui proiect pilot prin care se va implementa un **sistem de monitorizare a parametrilor SF_6** la nivelul de tensiune **220 kV** (tip GIS exterior) din stația

electrică 400/220/110/20 kV Bradu. Senzorii aferenți sistemului se vor instala la 2 celule de 220 kV (AT4 si LEA Arefu), la compartimeltele alese de beneficiar. Acest sistem va conduce la evitarea pierderilor semnificative de gaz și la reducerea riscului de avarie prin identificarea rapidă a problemelor legate de etanșeitatea sistemului.

7. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – TrafoStatus"

Acordul presupune colaborarea dintre **CNTEE Transelectrica SA** și **Maschinenfabrik Reinhausen GMBH (Promad SRL)** și are drept **scop** principal conceptualizarea testării noilor tehnologii de management al activelor din domeniul energetic, precum și schimbul de know-how.
Implementarea proiectului va conduce la creșterea siguranței prin tehnologii moderne de monitorizare a unităților de transformare din stațiile electrice, dobândirea de cunoștințe în utilizarea platformelor de management al activelor și testarea platformei Maschinenfabrik

8. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL –AI Automation"

Acordul presupune colaborarea dintre **CNTEE Transelectrica SA** și Ringhel Team SRL (Procesio) drept scop implementarea unui proiect pilot de utilizare a agenților AI pentru optimizarea fluxurilor operaționale și analiza datelor tehnice, testarea platformelor PROCESIO de management al proceselor, precum și obținerea de date și informații care susțin obiectivele Companiei în domeniul Cercetării și Inovării.
Acordul va genera o serie de beneficii importante pentru nivelul de cunoaștere al soluțiilor de testare a noilor tehnologii de automatizare a proceselor, analiză a datelor, monitorizare a fluxurilor operaționale și utilizare a agenților AI.

Anexa 6

Starea tehnică a Reţelelor Electrice de Transport şi de Distribuţie

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport

Durata de funcționare a instalațiilor din SEN reprezintă un factor esențial în evaluarea necesității de retehnologizare, mentenanță sau înlocuire, având un impact direct asupra siguranței în exploatare și eficienței sistemului.

În contextul evaluării stării tehnice a echipamentelor din RET, este esențială monitorizarea atentă a duratei de funcționare și a gradului de utilizare a acestora, întrucât reprezintă elemente critice în asigurarea continuității și siguranței în exploatare a SEN.

Linii electrice aeriene

Tabelul 1 – Durata de funcţionare a LEA

Perioada PIF	Tensiune [kV] / Lungimi LEA [km]			
	110	220	400	750
1960-1979	8,90	3.817,78	3.445,21	
1980-1999	29,10	61,12	1.041,12	3,11
2000-2019	2,42	50,45	154,39	
2020-2039			628,59	

*) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

Tabelul 2 – Gradul de utilizare a LEA

Perioada PIF	Tensiune [kV] / Grad de utilizare [%]			
	110	220	400	750
1960-1979	125,00	110,47	110,52	
1980-1999	75,80	89,58	84,49	79,17
2000-2019	22,92	32,79	28,46	
2020-2039			1,70	

Se fac următoarele precizări:

*) Gradul de utilizare al LEA se calculează ca raportul procentual între durata de funcţionare a acestora şi durata de viaţă normată (asimilată cu durata normală de funcţionare de 48 ani).

**) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

Note: - Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA;

- În cazul în care aceeaşi LEA include stâlpi dimensionaţi pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică;

- Gradele de utilizare s-au calculat ca valoarea medie ponderată cu lungimea liniilor, unde GUi este gradul de utilizare al liniei i de lungime li.

- Durata normată de viaţă s-a considerat a fi durata normală de funcţionare conform ultimei ediţii a Catalogului privind clasificarea şi duratele normale de funcţionare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE "Transelectrica"-SA, respectiv 48 ani.

Transformatoare şi autotransformatoare

Tabelul 3 - Durata de funcţionare a transformatoarelor / autotransformatoarelor

Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA] / Nr.trafo [buc.]										
	500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10
1960-1979		2		16	1		3	5	1	12	5
1980-1999			10	8				11		3	
2000-2019	2	19	17	42		2	4	7		14	2
2020-2039	1	3	6	15			2	2		3	

*) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

Tabelul 4 - Gradul de utilizare a transformatoarelor /autotransformatoarelor

Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA] /Grad de utilizare [%]										
	500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10
1960-1979		209,50		208,33	200,00		208,33	200,83	258,33	205,56	215,00
1980-1999			159,17	171,88				166,67		161,11	
2000-2019	89,58	70,18	62,25	53,47		50,00	54,17	42,86		38,39	41,67
2020-2039	16,67	5,56	13,19	11,94			16,67	14,58		13,89	

Se fac următoarele precizări:

*) Gradul de utilizare al transformatoarelor / autotransformatoarelor se calculează ca raport procentual între durata de funcţionare a acestora şi durata de viaţă normată (asimilată cu durata normală de funcţionare de 24 ani).

**) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

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

- La calculul duratei de funcţionare şi gradului de utilizare s-a utilizat anul de fabricaţie, acesta fiind considerat anul primei puneri in funcţiune;

- Durata normată de viaţă s-a considerat a fi durata normală de funcţionare conform ultimei ediţii a Catalogului privind clasificarea şi duratele normale de funcţionare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE "Transelectrica"-SA, respectiv 24 ani.

Programul de mentenanţă RET

Gradul de realizare a programului de mentenanță reprezintă un indicator esențial al performanței operaționale, reflectând capacitatea CNTEE Transelectrica SA de a asigura funcționarea sigură, continuă și eficientă a rețelei electrice de transport, prin menținerea instalațiilor într-o stare tehnică adecvată și prevenirea apariției unor defecțiuni cu impact major asupra siguranței SEN.

Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 5:

Tabelul 5 – Gradul de realizare a programului de mentenanţă RET pe tip de lucrări

Program de mentenanţă RET		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2022 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2023 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2024 [%]
Majoră	Reparații Capitale (RK)	100	0	0
	Reparații Curente (RC)	99	97	95
Minoră	Control periodic (CP)	118	100	99
	Revizii tehnice (RT)	95	100	99
	Servicii abonament	-	-	100
	Intervenții accidentale (IA)	97	104	96
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)	101	98	96
	Lucrări speciale (LS)	100	101	99
	Materiale	99	87	85
Total		**96**	**100**	**97**

Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe proiecte este prezentat în tabelul 6:

Tabelul 6 - Gradul de realizare a programului de mentenanţă RET pe proiecte

Tip proiect	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2022 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2023 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2024 [%]
Stații	99	99	98
LEA	100	100	95
Transformatoare/ Autotransformatoare	104	100	97
Clădiri	100	103	99
Total	**100**	**99**	**97**

Mentenanța majoră (reprezentată de lucrările de RC şi RK), se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale.

În vederea creșterii gradului de realizare a mentenanței majore se iau, în principal, următoarele măsuri:

1. monitorizarea şi actualizarea periodică a programelor de mentenanță RET, cu luarea în considerare a valorilor contractate;

2. corelarea retragerilor din exploatare a echipamentelor şi instalaţiilor din RET pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
3. prioritizarea lucrărilor;
4. utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate pentru cazuri justificate;

Starea tehnică a Reţelei Electrice de Transport este reflectată şi în statistica incidentelor produse la instalațiile componente ale acesteia. În Tabelul 7 se prezintă evoluţia numărului de incidente.

Tabelul 7 - Număr de incidente în RET

Instalaţii	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
LEA	85	102	85	131	64	57	49	77	108	92
Staţii	489	447	461	447	364	364	302	282	273	233
Total RET	574	549	546	578	428	421	351	359	381	325

Se constată următoarele:

- Scaderea în anul 2024 a numărului de incidente atat la LEA cat si la statii comparativ cu anul 2023;
- În anul 2024 se observă o scadere uşoară numărului total de incidente, comparativ cu anii 2023 şi 2022, si in acelaşi timp, o scădere substantiala faţă de perioada 2013-2021 când numărul mediu de incidente a fost de 494 de incidente.

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

Având în vedere că activitatea de mentenanţă (parte a conceptului de Management Active) reprezintă o componentă majoră a cheltuielilor ~~de capital ale~~ unui operator de transport, utilizate pentru întreţinerea rețelei, se impune optimizarea acesteia fără a compromite disponibilitatea rețelei electrice de transport.

Pentru a realiza această optimizare a costurilor și a menţine/crește fiabilitatea sistemului, orice companie de transport trebuie să-și dezvolte o **strategie de mentenanță eficientă**, prin care să se asigure:

1. Disponibilitarea ridicată a activelor din RET;
2. Creşterea fiabilității și siguranţei în funcţionare;
3. Eficientizarea stabilirii bugetelor de mentenanță în vederea recunoașterii cheltuielilor respective de către reglementator;
4. Stabilirea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanţei și consolidarea competențelor tehnice (consolidarea culturii organizaționale în activitatea de mentenanță)

Astfel, în prezent, pe parcursul ciclului de viață al unui activ, se utilizează o mentenanță ciclică, de rutină (mentenanţă bazată pe timp - MBT), urmată de intervenții de reparaţie, retehnologizare și în final, de înlocuire, în funcție de gradul de uzură fizică și morală.

În figura 1.1 se prezintă “Durata de viață” a unui activ și activitățile întreprinse în fiecare fază a duratei/ciclului de viață.

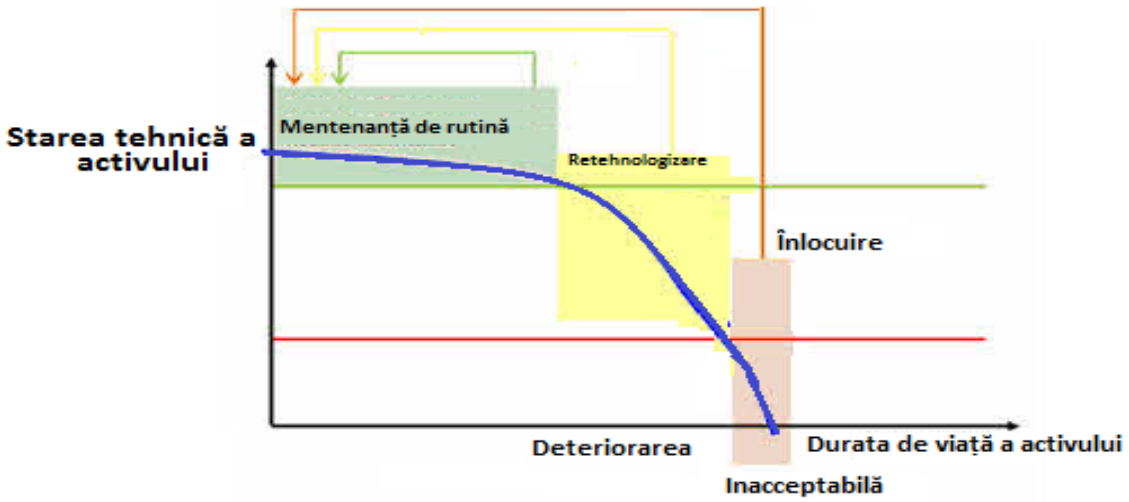


Fig. 1.1. - Durata de viață a activului și activități necesare fiecărei faze

În anumite condiții – de exemplu, atunci când factorii de degradare sunt cunoscuți, există infrastructura tehnică şi proceduri de lucru bine definite – operatorii de transport pot să își adapteze strategiile de mentenanță, utilizând o combinație a următoarelor metode pentru a crește eficiența decizională și a reduce riscurile operaționale:

1. mentenanță bazată pe timp (MBT),
2. mentenanță bazată pe condiția/starea tehnică (MBC),
3. mentenanță bazată pe fiabilitate (MCF),
4. alte abordări, avansate, precum analiza bazată pe risc (ABR) și mentenanța bazată pe risc (MBR);

Dintre metodele de mai sus o importanţă deosebită are aplicarea mentenanței bazate pe condiție/stare tehnică (MBC). Aceasta implică evaluarea stării tehnice a componentelor, pe baza unei monitorizări, proces esențial pentru identificarea celor critice în vederea menținerii fiabilității sistemului electroenergetic. Calcularea indicilor de stare tehnică permite anticiparea defectelor și intervenția eficientă, prevenind apariția unor indisponibilități majore. Pe baza acestor indicatori de stare și a analizei riscurilor asociate fiecărui activ – ținând cont de importanța strategică în rețea – **conducerea CNTEE Transelectrica SA poate fundamenta deciziile privind alocarea resurselor financiare, fie pentru acțiuni de mentenanță, fie pentru înlocuirea activelor, luând în considerare constrângerile bugetare și cerințele părților interesate.**

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 o serie de criterii, dintre care enumerăm:

1. particularitățile constructive care influențează durata de viață a echipamentului/ aparatului (activului);
2. parametrii de stare și de funcționare care caracterizează starea tehnică momentană a activului;
3. limitele tehnice;

4. nomenclatorul probelor/măsurătorilor/verificărilor/analizelor necesare pentru evaluarea stării tehnice momentane;
5. vârsta activului;
6. istoricul de funcționare și mentenanță a activului;

În cazul în care la una din probele efectuate cu ocazia mentenanței preventive se obțin valori necorespunzătoare, aceasta implică declararea activului ca fiind indisponibil.

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:

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

Prezentari ale instalaţiilor din gestiunea STT (statii electrice, unitati transformare, ani PIF, etc) şi proiectele de mentennaţă majoră/investiţii penru fiecare STT sunt prezentate în anexa E-3 (confidențială), a Planului de Dezvoltarea RET 2026 - 2035.

Strategia de mentenanţă a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani

Aspecte generale privind activitatea de mentenanţă–componentă a Managementului Activelor

Activitatea de mentenanță reprezintă un pilon fundamental al **strategiei de management al activelor** adoptate de CNTEE Transelectrica SA, fiind aliniată practicilor internaționale din domeniul operării rețelelor de transport. Conform reglementărilor emise de ANRE, această activitate se desfășoară în baza **Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM)** – instrument strategic care permite **planificarea eficientă, modernizarea și optimizarea** proceselor de mentenanță în raport cu cerințele tehnice și operaționale ale rețelei.

PAM integrează toată documentația specifică domeniului, asigurând cadrul unitar pentru elaborarea, actualizarea și revizuirea periodică a procedurilor. Implementarea acestuia este realizată de către personalul specializat al CNTEE Transelectrica SA, în conformitate cu proceduri operaționale interne, norme tehnice, fișe tehnologice, prescripții și instrucțiuni de lucru, asigurând astfel o abordare standardizată, eficientă și sigură a activităților de mentenanță în întreaga rețea electrică de transport.

Activitatea de mentenanță desfășurată de CNTEE Transelectrica SA se realizează cu respectarea strictă a cerințelor legale și tehnice prevăzute în documentele de reglementare aplicabile domeniului. Printre cele mai relevante se numără:

- Regulamentul de organizare și conducere a activității de mentenanță, aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 96/18.10.2017**;
- Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 12/30.03.2016**;
- **NTE 010/2011/00** – Regulament privind executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110–750 kV;
- **Regulamentul de mentenanță preventivă** a instalațiilor și echipamentelor din RET (**NTI–TEL–R–001–2007**);
- **Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport (RET)**;
- Alte reglementări tehnice și operaționale relevante în vigoare.

Acest cadru normativ asigură o abordare unitară, standardizată și performantă a activităților de mentenanță în raport cu cerințele de siguranță, fiabilitate și eficiență ale rețelei electrice de transport.

Menținerea unui nivel tehnic corespunzător al instalațiilor din RET este esențială pentru asigurarea funcționării continue și în condiții de siguranță a Sistemului Electroenergetic Național (SEN). Acest obiectiv este atins prin implementarea coerentă a unui program riguros de mentenanță preventivă, corelat cu un program susținut de investiții ce vizează retehnologizarea, modernizarea și dezvoltarea infrastructurii.

Programele acțiunilor de mentenanță se face în mod integrat cu programele de investiții (retehnologizare/modernizare, dezvoltare), atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice aeriene (LEA), pe baza unor criterii tehnice și economice, ce permit ierarhizarea intervențiilor și adoptarea deciziilor optime între mentenanță și investiții.

Având în vedere particularitățile actuale ale SEN – inclusiv mixul de producere, nivelurile de consum, reglementările și caracteristicile tehnologice ale rețelei – CNTEE Transelectrica SA promovează soluții tehnice inovatoare de mentenanță, precum:

- alegerea optimă a tipului și dimensionării conductoarelor LEA;
- implementarea liniilor multicircuit, în vederea maximizării utilizării culoarelor existente;
- utilizarea tehnicilor de lucru sub tensiune (LST) pentru reducerea indisponibilităților;
- aplicarea tratamentelor online pentru izolația transformatoarelor, pentru minimizarea duratelor de retragere din exploatare;
- inspecții multispectrale ale LEA, pentru detectarea proactivă a defectelor.

Prin această abordare integrată, compania urmărește optimizarea performanței tehnice și economice a rețelei, reducerea riscurilor operaționale și creșterea capacității de adaptare la cerințele tranziției energetice.

Obiectivele strategiei de mentenanţă din cadrul CNTEE Transelectrica SA

Abordarea activității de mentenanță în cadrul CNTEE Transelectrica SA se fundamentează pe o strategie coerentă și integrată, construită pe baza unor principii clare, menite să asigure alinierea acestei activități cu obiectivele strategice ale Companiei. Scopul principal este ca mentenanța să devină un instrument esențial de susținere a performanței operaționale, contribuind direct la siguranța în funcționare, eficiența economică și fiabilitatea rețelei electrice de transport.

Obiectivele strategice generale

- Asigurarea disponibilităţii ridicate a activelor din RET;
- Creşterea flexibilităţii în funcţionare;
- Optimizareacosturilor;
- Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanţei;

Obiectivele strategice specifice

- reducerea numărului şi duratei evenimentelor accidentale/consecințelor acestora;
- reducerea numărului şi duratei acţiunilor de mentenanţă preventivă – planificată, care necesită retragerea din exploatare a echipamentelor şi instalatiilor (AF);
- adoptarea de soluţii pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare şi evitare a congestiilor;
- creşterea calităţii acțiunilor de mentenanţă;
- creșterea calificării personalului operativ in vederea utilizării sistemelor de monitorizare a activelor;
- implementarea managementului riscului-identificarea, analiza, evaluarea şi tratarea riscurilor
- asigurarea şi întreţinerea culoarelor de siguranţă LEA;
- definirea de indicatori de performanţă în contractele de mentenanţă şi investiţii (garanţie şi post garanţie) cu efecte în ceea ce privește reducerea duratelor de remediere a neconformităților;

- 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.
- utilizare tehnologii moderne (ex. LST, inspecţii multispectrale, celule mobile, stâlpi de intervenţie);
- eficientizarea programării lucrărilor de mentenanţă şi investiţii şi retragerilor din exploatare pentru realizarea acestor lucrări;
- adaptarea acțiunilor de mentenanţă la specificul noilor instalaţii şi tehnologii;
- optimizarea stocurilor;
- introducere tehnologii noi în realizarea lucrărilor de mentenanță;
- optimizarea intervalelor de efectuare a mentenanţei,;
- adaptarea serviciilor de mentenanţă modernizării activelor (instalaţii cu tehnologie GIS, platforme informatice de proces EMS-SCADA şi metering etc).
- digitalizarea proceselor care asigura implementarea standardelor de management al activelor.
- consolidarea parteneriatelor cu furnizorii de lucrări, soluții, produse și servicii.
- creştere competenţe personal adaptate progresului tehnologic;
- instruire personal simultan cu acţiunile de modernizare/introducere noi tehnologii;
- monitorizare şi evaluare performanţe/competenţe personal prestator.

Obiectivele specifice definite în strategia de mentenanță sunt urmărite prin intermediul unui set de indicatori de performanță (**KPI** – Key Performance Indicators)**,** care permit evaluarea continuă și obiectivă a eficienței activităților desfășurate. Acești indicatori reprezintă un instrument esențial atât pentru monitorizarea performanței operaționale, cât și pentru identificarea zonelor care necesită intervenții de optimizare.

Indicatorii sunt măsurabili și acoperă o gamă variată de aspecte, incluzând:

- **dimensiunea tehnică**, prin reflectarea impactului incidentelor din exploatarea RET sau a eficienței acțiunilor de mentenanță planificată;
- **dimensiunea economică**, prin analiza costurilor și a eficienței resurselor alocate.

Această abordare permite o gestiune proactivă a activității de mentenanță, fundamentată pe date, orientată către performanță și aliniată cu obiectivele generale ale Companiei.

Indicatori - KPI - tehnici

- Indisponibilitatea accidentală şi planificată a instalaţiilor (trafo/AT, respectiv LEA);
- Energia nelivrată consumatorilor (întreruptă) în urma evenimentelor accidentale produse în RET;
- Timpul Mediu de Întrerupere (AIT).

Indicatori - KPI - economici

- Costurile de mentenanţă.

Evoluția indicatorilor de performanță reflectă în mod direct progresul realizat în atingerea obiectivelor strategice ale activității de mentenanță**,** evidențiind gradul de eficiență, consistența măsurilor aplicate și angajamentul companiei pentru menținerea siguranței și fiabilității Rețelei Electrice de Transport.

Principiile strategiei de mentenanţă aplicate în cadrul CNTEE Transelectrica SA

Strategia de mentenanță aplicată de CNTEE Transelectrica SA se bazează pe un set de principii fundamentale, menite să asigure o gestionare eficientă și sustenabilă a resurselor tehnice și financiare, precum și alinierea la standardele naționale și internaționale de performanță. Printre aceste principii se regăsesc:

- **Utilizarea eficientă a fondurilor alocate mentenanței**, cu respectarea strictă a reglementărilor legale;
- **Corelarea Programului de mentenanță al RET cu programul de investiții**, atât la nivel general, cât și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- **Integrarea principiilor sistemelor de management integrat** (calitate, mediu, sănătate și securitate în muncă) în toate etapele de derulare a proiectelor;
- **Gestionarea performantă a stocurilor de mentenanță**, pentru optimizarea intervențiilor și minimizarea duratelor de indisponibilitate.

Pentru implementarea coerentă a acestei strategii, compania a elaborat **Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET** (cod NTI-TEL-R-001-2007)**,** care funcționează ca normă specifică internă de referință.
În sprijinul creșterii eficienței operaționale, CNTEE Transelectrica SA a dezvoltat o **bază de date tehnică unitară**, care asigură un flux unic și transparent de informații privind activitatea de mentenanță. Aceasta include date complete despre echipamente, codificare ierarhizată a ansamblurilor funcționale (AF) până la nivelul celulei electrice și instrumente pentru programarea, urmărirea și optimizarea activităților desfășurate.

Sistemul de management al mentenanței permite:

- planificarea și lansarea lucrărilor,
- urmărirea costurilor,
- gestionarea aparatajului de rezervă,
- precum și monitorizarea evenimentelor operaționale, contribuind astfel la luarea deciziilor informate în activitatea de întreținere preventivă și corectivă.

Prin această abordare integrată, CNTEE Transelectrica SA consolidează un sistem de mentenanță proactiv, standardizat și aliniat obiectivelor strategice de siguranță și performanță operațională ale Rețelei Electrice de Transport.

Tipuri de lucrări de mentenanță desfășurate în CNTEE Transelectrica SA

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, activitatea de mentenanță este structurată în două categorii principale, în funcție de momentul intervenției și scopul acesteia:

- **Mentenanță corectivă** – constă în intervenții neplanificate, realizate după apariția unei defecțiuni sau în situații în care funcționarea echipamentului este întreruptă intenționat, pentru a preveni un defect iminent. Scopul acestor lucrări este de a readuce instalațiile în stare funcțională, astfel încât să-și poată îndeplini în mod corespunzător funcțiile pentru care au fost proiectate.
- **Mentenanță preventivă** – cuprinde lucrări planificate, de natură profilactică, executate în mod periodic pentru prevenirea apariției defectelor, prin reducerea probabilității de degradare și creșterea duratei de viață a echipamentelor.

În cadrul programelor, serviciile/lucrările de mentenanţă preventivă sunt clasificate în patru niveluri de complexitate (nivelurile 1–4), în funcție de amploarea activității, necesarul de resurse tehnice și umane, precum și de gradul de specializare al executanților:

- **Nivelurile 1 și 2**: includ lucrări de **mentenanță minoră**, reprezentate în principal de inspecții tehnice, revizii periodice și controale de rutină;
- **Nivelurile 3 și 4**: corespund **mentenanței majore**, fiind asociate în general cu lucrări de reparații curente și capitale, care necesită o mobilizare extinsă de echipamente, forță de muncă specializată și durate de execuție mai mari.

Această structurare permite o planificare eficientă, adaptată stării tehnice a echipamentelor și cerințelor operaționale ale Rețelei Electrice de Transport.

Activitatea de mentenanță preventivă este organizată în funcție de două abordări principale, selectate în funcție de specificul tehnic al instalațiilor și de contextul operațional:

- **Mentenanță bazată pe timp** – aplicabilă în special lucrărilor de mentenanță minoră, presupune programarea intervențiilor la intervale de timp predefinite, stabilite conform prevederilor *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET*. Frecvența lucrărilor este determinată în funcție de categoria echipamentelor, nivelul de tensiune, tehnologia utilizată, precum și de condițiile locale și importanța funcțională a instalațiilor. Termenele pot fi ajustate în funcție de starea tehnică observată.
- **Mentenanță bazată pe stare** – presupune stabilirea necesității intervențiilor în funcție de condiția reală a echipamentelor sau instalațiilor, determinată prin metode specifice de evaluare tehnică (măsurători, analize, inspecții etc.).

Planificarea lucrărilor/serviciilor de mentenanță se realizează pe baza unor programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung), precum și a programelor anuale detaliate, elaborate în funcție de priorități, gradul de risc și resursele disponibile. În acest proces sunt integrate inclusiv analize calitative de risc și se menține evidența detaliată a volumelor de lucrări și a costurilor planificate și realizate.

De asemenea, pentru determinarea oportunității aplicării lucrului sub tensiune (LST), se efectuează analize comparative de cost care includ impactul consumului propriu tehnologic, al congestiilor rețelei și al duratei de indisponibilitatea RET, urmărindu-se maximizarea eficienței și reducerea impactului operațional.

În conformitate cu principiile şi criteriile enunţate, implementarea strategiei de mentenanţă şi elaborarea Programelor de mentenanță anuale se face parcurgând următorii paşi:

- Generarea şi structurarea Programului de mentenanţă 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 mentenanţă şi investiţii;
- Stabilirea bugetului de mentenanţă, pe baza programelor întocmite;
- Achiziţia şi contractarea serviciilor/lucrărilor de mentenanţă în conformitate cu legislaţia în vigoare şi criterii de selecţie riguroase proprii CNTEE Transelectrica SA;
- Derularea Programului de mentenanţă RET la nivelul Unităţilor Teritoriale de Transport coordonate metodologic de către Direcția de profil din Executivul Companiei, cu urmărirea încadrării în bugetul aprobat şi utilizând facilităţile oferite de pachetele software specializate;
- Actualizarea Programului de mentenanţă având în vedere corelarea permanentă cu derularea efectivă a Programului de investiţii şi respectarea Programului anual de retrageri din exploatare.

Particularitățile fiecărui proiect de mentenanță reflectă specificul activelor deservite, din perspectiva tipologiei instalațiilor și a condițiilor de exploatare. Cu toate acestea, toate proiectele se aliniază unitar la strategia generală de coordonare a activității de mentenanță stabilită la nivelul CNTEE Transelectrica SA.

În anumite situații, se impune revizuirea programului de mentenanță al RET, atât în ceea ce privește durata, cât și volumul lucrărilor planificate. Aceste ajustări devin necesare în urma intervențiilor corective apărute ca răspuns la evenimente neprevăzute, cum ar fi: condiții meteorologice extreme, acte de vandalism sau furt care afectează componentele instalațiilor electrice, precum și degradarea fizică sau morală a echipamentelor, cauzată de durata mare de funcționare. Această flexibilitate în actualizarea programului permite menținerea unei stări tehnice optime a rețelei și asigurarea continuității în funcționarea sistemului electroenergetic național.

Pe parcursul implementării Programelor anuale de mentenanță a RET, au fost identificate situații neprevăzute care au necesitat ajustarea planificării financiare, prin suplimentarea sau realocarea fondurilor stabilite inițial. Dintre aceste situații, se pot menționa:

- Intervenții de urgență pentru remedierea incidentelor apărute accidental, precum înlocuirea elementelor sustrase de pe liniile electrice aeriene, consolidarea fundațiilor bornelor LEA afectate de viituri sau de lucrări de întreținere a culoarului de siguranță prin îndepărtarea vegetației;
- Executarea unor lucrări tehnice speciale, impuse de degradarea parametrilor electrici ai echipamentelor, în special la unitățile de transformare;
- Înlocuirea izolației pe anumite LEA în regim de lucru sub tensiune, metodă adoptată pentru a reduce timpul de retragere din exploatare a instalaţiilor electroenergetice și a menține continuitatea funcționării rețelei, în ciuda costurilor mai ridicate asociate acestor intervenții față de lucrările executate cu instalațiile scoase din funcțiune.

În contextul creșterii ponderii surselor regenerabile de energie, în special eoliene, în cadrul SEN, activitatea de mentenanță a fost nevoită să se adapteze prin adoptarea de soluții tehnologice inovatoare, cum ar fi aplicarea pe scară largă a lucrului sub tensiune (LST) și utilizarea inspecțiilor aeriene multispectrale pentru evaluarea stării LEA. Aceste măsuri contribuie la creșterea disponibilității rețelei și la menținerea unei operări sigure și eficiente.

Criteriile de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră/retehnologizare/ modernizare în instalațiile existente

Având în vedere volumul semnificativ de instalații din cadrul RET care necesită lucrări de retehnologizare, modernizare sau mentenanță majoră, precum și contextul operațional favorabil prognozat pentru perioada următoare (caracterizat de încărcări relativ reduse ale rețelei), se justifică intensificarea eforturilor investiționale și financiare în acest interval. Acest demers este esențial pentru menținerea standardelor de calitate impuse de reglementările tehnice naționale și europene, precum și pentru asigurarea unei funcționări sigure și eficiente în cadrul rețelei interconectate ENTSO-E.

Prioritizarea lucrărilor de retehnologizare, modernizare și mentenanță majoră se realizează în baza unei analize riguroase, care are la bază:

- **Starea tehnică a ansamblurilor funcționale (AF)** și a componentelor acestora, evaluată pe baza datelor istorice privind frecvența și durata indisponibilităților accidentale, evoluția parametrilor operaționali, istoricul mentenanței, costurile asociate, precum și alți indicatori relevanți;
- **Importanța strategică a instalațiilor în funcționarea SEN**, determinată prin analize de regim staționar (curenți, tensiuni, fluxuri de energie), studii de stabilitate (statică și tranzitorie), evaluarea energiei nelivrate sau blocate, precum și prin criterii de clasificare privind nivelul de tensiune, rolul în asigurarea serviciilor de sistem, alimentarea consumatorilor critici, evacuarea energiei din centrale sau interconectarea internațională.

Planificarea acțiunilor de mentenanță preventivă majoră la nivelul AF și al componentelor acestora se bazează pe evaluarea stării tehnice, în timp ce pentru alte categorii de instalații și echipamente (ex. clădiri, construcții, conducte, împrejmuiri), planificarea se realizează combinând criterii bazate pe timp și pe stare, utilizând informațiile obținute din inspecțiile tehnice periodice, documentația tehnică și experiența de exploatare. Acest demers asigură utilizarea eficientă a resurselor și o alocare optimă a lucrărilor în funcție de riscuri și importanța funcțională a echipamentelor în rețea.

Totodată, planificarea și prioritizarea activităților de mentenanță în cadrul CNTEE Transelectrica SA se fundamentează pe principii specifice **managementului riscului** (MR), luând în considerare o serie de factori interdependenți, care contribuie la optimizarea deciziei operaționale. În acest sens, analiza se bazează pe:

- comportamentul instalațiilor în exploatare, determinat prin colectarea și analiza periodică a datelor statistice relevante;
- evaluarea stării tehnice a ansamblurilor funcționale și a componentelor acestora;
- rolul funcțional și importanța strategică a AF în cadrul SEN;
- analiza riscurilor asociate indisponibilităților, prin estimarea probabilității de apariție și a impactului asupra funcționării sistemului.

Evaluarea și actualizarea gradului de importanță al fiecărui ansamblu funcțional se realizează de către UnO-DEN, ori de câte ori intervin modificări semnificative în configurația SEN, asigurând astfel o corelare dinamică între strategia de mentenanță și arhitectura operațională a rețelei.

Programul de mentenanţă al instalaţiilor RET (staţii şi linii electrice)

Elaborarea Programului de mentenanță pe termen mediu și lung se bazează pe analize multicriteriale, care permit prioritizarea intervențiilor de mentenanță majoră în funcție de importanța strategică a instalațiilor din rețeaua de transport a energiei electrice. Astfel, atenția este concentrată asupra acelor echipamente care:

- asigură interconectarea cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine;
- facilitează transferurile de energie între diferite zone ale SEN sau între stații electrice de importanță majoră;
- permit evacuarea eficientă a puterii din marile unități de producție;
- deservesc zone cu consum ridicat de energie, inclusiv în contextul creșterii prognozate a cererii.

Programul de mentenanță aferent liniilor electrice aeriene și stațiilor electrice este întocmit în mod integrat, ținând cont de interdependențele dintre acestea, precum și de corelarea cu Programul de investiții. În această planificare sunt incluse, cu prioritate, lucrările asociate obiectivelor strategice, cum ar fi racordarea de noi utilizatori, execuția de conexiuni speciale sau traversarea unor zone geografice dificile. De asemenea, sunt vizate acțiuni preventive pentru evitarea situațiilor de urgență cauzate de fenomene naturale (inundații, alunecări de teren) sau de acțiuni externe neprevăzute (vandalisme).

Pentru o gestionare eficientă a activității de întreținere a infrastructurii rețelei electrice de transport, programul de mentenanță al CNTEE Transelectrica SA este structurat în mai multe categorii operaționale, fiecare cu roluri și obiective bine definite, după cum urmează:

Mentenanță majoră

În perioada 2026–2035, programul de lucrări de mentenanță majoră a fost elaborat în baza unei prioritizări riguroase, fundamentate pe evaluarea stării tehnice (gradul de uzură și durata de viață expirată) și pe importanța strategică a fiecărei stații electrice în cadrul SEN. Un alt criteriu important în planificare a fost localizarea geografică, evitându-se, pe cât posibil, programarea simultană a lucrărilor în stații situate în aceeași zonă, pentru a reduce riscurile asupra continuității alimentării și a preveni apariția congestiilor în rețea. De asemenea, această abordare evită costuri suplimentare legate de soluții provizorii precum cabluri temporare sau structuri auxiliare.

Proiectele de mentenanţă majoră pentru staţii electrice și liniile electrice aeriene pentru perioada 2024÷2033 sunt prezentate în tabelele 1 şi 2 şi respectiv în Anexele E-1 şi E-2 ale Planului de Dezvoltare a RET 2026-2035, anexe care nu se publică.

Tabel 1 - Programul lucrărilor de mentenanţă majoră pentru staţiile aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA - perioada 2026-2035

Nr. Crt	TRANSPORT - STAȚII	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Proiecte RC stații										
2	Proiecte RK, RC Transformatoare										
3	Proiecte RK, RC Clădiri										
4	Servicii/lucrări strategice în										

	instalații **Statii, Trafo, Cladiri**										

Tabel 2 - Programul lucrărilor de mentenanţă pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA-perioada 2026 - 2035

Nr. Crt.	TRANSPORT - LEA	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	LEA 220 kV Tihău - Baia Mare 3										
2	LEA 400 kV Roşiori - Mukacevo										
3	LEA 400 kV Roşiori - Gădălin										
4	LEA 220 kV Cluj Floreşti -Tihău										
5	LEA 220 kV Cluj Floreşti - Alba Iulia										
6	LEA 220 kV Aref - Râureni										
7	LEA 400 kV Bacău Sud - Roman Nord										
8	LEA 400 kV Cernavodă - Constanţa Nord st. 67-224										
9	LEA 400 kV Porţile de Fier - Slatina										
10	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud										
11	LEA 400 kV Ţânţăreni - Bradu										
12	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiţei circ.1 st. 65-196										
13	LEA 400 kV Mintia - Arad										
14	LEA 400 kV Constanţa Nord - Tariverde										
15	LEA 220 kV Iernut - Ungheni circ. 2										
16	LEA 400 kV Braşov - Dârste										
17	LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste										
18	LEA 400 kV Arefu - Sibiu										
19	LEA 400 kV Ţănţăreni - Arefu										
20	LEA 400 kV Bradu - Braşov										
21	LEA 220 kV Porţile de Fier - Turnu Severin Est C1+C2										
22	LEA 220 kV Işalnița - Craiova Nord, circ 2										
23	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomitei circ. 2										
24	LEA 400 kV Urecheşti - Domneşti										
25	LEA 400 kV Porţile de Fier - Urecheşti										
26	LEA 400 kV Ţânţăreni - Slatina										
27	LEA 220 kV Târgovişte - Doiceşti circuitul 1+2										
28	Racorduri LEA 220 kV Gutinas - AT1,2, TA7,8 Borzesti										
29	Inspecţie aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750kV										
30	Servicii de întreţinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetaţie arboricolă										
31	Servicii/lucrări strategice în instalații LEA										

Mentenanță minoră și lucrări speciale

Pe lângă intervențiile majore, se derulează anual lucrări de mentenanță preventivă de rutină (minore), în conformitate cu reglementările interne aplicabile (NTI-TEL-R-001-2007). În plus, sunt efectuate lucrări speciale ce vizează menținerea securității și funcționalității instalațiilor, precum intervenții cu tehnologii speciale sau montarea de provizorate operaționale.

Tehnologii moderne și soluții inovatoare

Pentru optimizarea duratelor de retragere din exploatare a LEA și stațiilor și creșterea eficienței rețelei, CNTEE Transelectrica SA urmărește dezvoltarea și extinderea aplicării tehnologiilor moderne, în special lucrul sub tensiune (LST), inspecțiile multispectrale și alte metode avansate de intervenție rapidă.

Impactul nerealizării mentenanței și măsuri corective

Fundamentul siguranței în exploatare a RET este reprezentat de mentenanța preventivă și corectivă minoră revizii tehnice (RT), controale periodice (CP) respectiv, reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) şi intervenţii accidentale (IA). Analiza statistică evidențiază că mentenanța preventivă minoră este realizată într-o proporție de peste 95%, în timp ce mentenanța corectivă se desfășoară în funcție de necesitățile identificate în exploatare. În situațiile în care, din motive legate de siguranța funcționării sistemului, anumite ansambluri funcționale nu pot fi retrase din exploatare, se operează retrageri alternative ale unor echipamente similare, în limita posibilităților. Prin aplicarea consecventă a acestui tip de mentenanță se reduce în mod direct frecvența intervențiilor accidentale, contribuind astfel la creșterea fiabilității rețelei.

Mentenanța majoră, executată pe bază de contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale, poate înregistra decalaje între valorile planificate și cele realizate din cauza unor factori precum:

- diferențe între valorile estimate și cele ofertate în procedurile de achiziție;
- dificultăți în acordarea retragerilor din exploatare/reprogrămari ale retragerilor din exploatare ale instalațiilor, pe fondul unor situații din sistemul energetic favorabile producerii de energie din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice);
- condiții meteo nefavorabile efectuării unor lucrări (în special la LEA, la elementele de construcții din stațiile electrice de transformare);
- dificultăți în obținerea avizelor și autorizațiilor de la diverse entități ale statului (primării, inspectorate, agenții etc.);
- reluarea proceselor (laborioase) de achiziție publică a unor contracte de reparații din cauza lipsei ofertanților.

Deși impactul pe termen scurt al nerealizării unor lucrări de mentenanță majoră este limitat, pe termen lung acesta poate afecta semnificativ siguranța și performanța RET.

Pe termen scurt și mediu, impactul nerealizării lucrărilor de mentenanță majoră asupra siguranței Sistemului Electroenergetic Național este limitat, întrucât funcționarea în condiții de siguranță a RET se bazează în principal pe activitățile de mentenanță preventivă și corectivă minoră. Totuși, în absența unui program susținut de mentenanță majoră, se pot genera, pe termen lung, riscuri semnificative legate de creșterea frecvenței incidentelor și degradarea performanței tehnice a echipamentelor.

Pentru a sprijini realizarea integrală a programelor de mentenanță majoră, este necesară implementarea unor măsuri precum:

- actualizarea periodică a programelor de mentenanță, corelate cu valorile contractate în urma procedurilor de achiziție;
- optimizarea planificării retragerilor din exploatare, astfel încât să permită desfășurarea eficientă a lucrărilor de mentenanță și investiții;
- simplificarea și accelerarea proceselor de obținere a autorizațiilor și a plății taxelor aferente;
- revizuirea procedurilor de achiziție pentru a reduce timpul necesar contractării lucrărilor.

Strategia de mentenanţă a sistemelor de contorizare si monitorizare a calității energiei electrice

DM-OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare și de monitorizare a calității energiei electrice, asigură mentenanța acestora prin aplicarea unor metode moderne, adaptate specificului tehnic al echipamentelor și reglementate prin proceduri și prescripții tehnice interne. Programele de mentenanță vizează contoarele, concentratoarele, terminalele de comunicație (modemuri), echipamentele sistemului central de management al datelor, trusele portabile de verificare, masa de testare a contoarelor, instrumentele de măsurare și etalon, echipamentele de monitorizare a calității energiei electrice și dispozitivele de parametrizare.

În conformitate cu prevederile Regulamentului NTI-TEL-R-001-2007 privind mentenanța preventivă în cadrul RET, la nivelul DM-OMEPA sunt elaborate anual programe de mentenanță pentru toate tipurile de echipamente și subsisteme funcționale. Frecvența verificărilor în instalații, inclusiv a celor metrologice, este stabilită conform legislației în vigoare.

Pentru echipamentele care nu pot fi întreținute direct de DM-OMEPA și care au ieșit din perioada de garanție, mentenanța este asigurată prin contracte încheiate cu firme specializate (ex. sistemul central de management al datelor, contoarele etalon, echipamentele sistemului de monitorizare a calității).

Având în vedere fiabilitatea ridicată a echipamentelor electronice utilizate în piața angro de energie electrică, intervalul de verificare în teren a fost extins de la 6 luni la 12 luni, în conformitate cu practicile de optimizare a mentenanței și eficienței operaționale.

Anexa 8

Managementul Infrastructurii Critice şi Managementul Situaţiilor de Urgenţă

În contextul internațional actual, caracterizat prin amplificarea amenințărilor la adresa statelor democratice și prin creșterea riscurilor care pot afecta infrastructurile esențiale pentru funcționarea societății, trebuie avut în vedere faptul că România poate constitui, din perspectiva securității naționale, o posibilă țintă a unor acțiuni ostile, inclusiv de tip terorist. În cazul C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A., asemenea acțiuni pot produce efecte care depășesc nivelul local al unui obiectiv afectat, deoarece instalațiile Rețelei Electrice de Transport operate de Companie sunt legate direct de continuitatea funcționării Sistemului Electroenergetic Național. Întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate, afectarea unor obiective tehnice, perturbarea funcționării RET sau, în situații extreme, afectarea funcționării SEN pot avea consecințe importante asupra populației, economiei și serviciilor publice esențiale. La aceste riscuri se adaugă intensificarea fenomenelor infracționale care pot viza obiectivele Companiei, atât prin furturi, pătrunderi neautorizate și tentative de efracție, cât și prin intruziuni neautorizate în rețelele de calculatoare.

Din aceste motive, protecția infrastructurilor critice, managementul situațiilor de urgență, securitatea fizică, protecția informațiilor clasificate, continuitatea activității și managementul riscului trebuie tratate ca părți ale aceleiași responsabilități organizaționale. Ele nu reprezintă activități paralele, ci componente complementare ale unui sistem de prevenire, pregătire, răspuns și revenire la normalitate. În cadrul acestui sistem, C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. a creat, în structura sa organizatorică, o componentă responsabilă cu protecția obiectivelor desemnate ca infrastructuri critice naționale/europene și cu managementul situațiilor de urgență la nivelul Companiei.

Activitatea desfășurată în acest domeniu se raportează, pe componenta de infrastructură critică și reziliență, la cadrul european reprezentat de Directiva (UE) 2022/2557 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 decembrie 2022 privind reziliența entităților critice și de abrogare a Directivei 2008/114/CE a Consiliului. La nivel național, activitatea se desfășoară în raport cu OUG nr. 98/2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice, cu modificările și completările ulterioare, cu H.G. nr. 718/2011 pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice, precum și cu Decizia Prim-Ministrului nr. 166/2013 privind aprobarea normelor metodologice aplicabile planurilor de securitate ale proprietarilor/operatorilor/administratorilor de infrastructură critică națională/europeană și atribuțiilor ofițerului de legătură pentru securitate.

În ceea ce privește managementul situațiilor de urgență, activitatea Companiei se raportează la Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor, republicată, cu modificările și completările ulterioare, la Legea nr. 481/2004 privind protecția civilă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, precum și la OUG nr. 21/2004 privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, cu modificările și

completările ulterioare. Acest cadru normativ impune abordarea situațiilor de urgență nu doar ca intervenție după producerea evenimentului, ci ca proces organizat care începe cu identificarea riscurilor, continuă cu pregătirea personalului și a structurilor de răspuns, iar ulterior include limitarea efectelor, evaluarea consecințelor și revenirea la starea de normalitate.

Managementul situațiilor de urgență presupune, astfel, un set de măsuri succesive și corelate.

Principalele măsuri specifice întreprinse la nivelul Departamentului Infrastructuri Critice:

1. Măsuri de Prevenire și Pregătire (Înainte de eveniment)

- **Analiza riscurilor:** Identificarea și evaluarea riscurilor generatoare de situații de urgență, cum ar fi inundațiile, cutremurele, incendiile sau epidemiile.

  - Îndrumarea, coordonarea şi controlul activităţilor corespondente din cadrul celor 8 Sucursale Teritoriale de Transport şi DEN;

  - Coordonarea activităţii de mentenanţă la sistemele de detecţie şi stingere incendiu aferente obiectivelor Companiei.

  - Dotarea cu mijloace de primă intervenţie în cazul situaţiilor de urgenţă.

  - Protocolul de colaborare încheiat între CNTEE ”Transelectrica” SA şi Departamentul pentru Situaţii de Urgenţă din cadrul Ministerului Afacerilor Interne.

  - Decizia privind componența Structurii Organizatorice pentru Managementul Situațiilor de Urgență /Criză, Organigrama structurii organizatorice pentru managementul situaţiilor de urgenţă la nivelul CNTEE „Transelectrica” SA, Regulament privind activarea, atribuțiile, funcționarea și dotarea Structurii Organizatorice pentru Managementul Situațiilor de Urgență la nivelul CNTEE ”Transelectrica” SA.

- **Elaborarea planurilor de urgență:** Crearea procedurilor de răspuns, inclusiv planuri de evacuare și de alarmare.

  - Răspunsul de urgenţă – Componentă a Planului de continuitate al activităţii CNTEE „Transelectrica” SA;

  - Planuri de evacuare a persoanelor din obiectivele Companiei;

  - Instrucţiuni de apărare împotriva incendiilor şi atribuţii ale salariaţilor la locurile de muncă;

  - Instrucţiuni de protecţie civilă privind pregătirea, protecţia, comportarea şi acţiunea în cazul producerii unui cutremur;

  - Decizia privind componența Celulei de Criză (pandemie) pentru stabilirea, realizarea şi viabilitatea măsurilor de protecţie a salariaţilor din instituţie, precum şi de conducerea acţiunilor de intervenţie pentru prevenirea și combaterea efectelor pandemiei.

- **Instruirea personalului:** Efectuarea de instructaje specifice pentru angajați în domeniul situațiilor de urgență.

- Procedura operaţională privind Instruirea personalului în domeniul managementului situaţiilor de urgenţă (Apărarea împotriva incendiilor şi Protecţia civilă)

- Instruirea salariaților în domeniul situațiilor de urgență se face la angajare și periodic și se realizează prin următoarele categorii de instructaje (conform art. 9 din OMAI nr. 712/2005):

a) instructajul introductiv general;

b) instructajul specific locului de muncă;

c) instructajul periodic;

d) instructajul pe schimb, acolo unde situația o impune;

e) instructajul special pentru lucrări periculoase;

f) instructajul la recalificarea profesională;

g) instructajul pentru personalul din afara operatorului economic sau a instituției.

- Grafic anual de instruire în domeniul managementului situaţiilor de urgenţă (apărarea împotriva incendiilor şi protecţia civilă) - Tematici de instruire pe categorii de personal.

- **Monitorizare și prognoză:** Supravegherea factorilor de risc și prognozarea fenomenelor periculoase pentru a permite alarmarea timpurie.

- Raport anual de evaluare a nivelului de apărare împotriva incendiilor;

- Program anual de îndrumare şi control Securitate şi Managementul situaţiilor de urgenţă în obiectivele CNTEE „Transelectrica” SA.

2. Măsuri de Răspuns și Intervenție (În timpul evenimentului)

- **Avertizare și alarmare:** Informarea angajaților despre iminența pericolului.
- **Acțiuni de intervenție:** Intervenții specializate pentru limitarea efectelor (ex: stingerea incendiilor, căutare-salvare).

- Decizia privind nominalizarea persoanelor responsabile cu evacuarea în caz de incendiu şi alte situaţii de urgenţă; intervenţia cu stingătorul, evacuarea documentelor şi bunurilor;

- Instrucţiuni privind evacuarea personalului în caz de incendiu;

- Regulament privind activarea, atribuţiile, funcţionarea structurii organizatorice pentru managementul situaţiilor de urgenţă la nivelul C.N.T.E.E. “Transelectrica” S.A., conţinând: organizarea, activarea, atribuțiile generale, atribuţiile specifice, atribuţiile membrilor, funcționarea, asigurarea materială, atribuţiile secretariatului tehnic, atribuțiile grupului de răspuns de urgență, atribuțiile echipei de transmisiuni – alarmare, atribuțiile echipei de deblocare – salvare, atribuțiile echipei de cercetare, atribuțiile echipei sanitare, atribuțiile echipelor de adăpostire, atribuțiile echipei de logistică, din cadrul deciziei privind celula de urgenţă.

- **Evacuarea:** Mutarea persoanelor din zona periculoasă către locuri sigure conform planurilor de evacuare existente la nivelul Companiei unde sunt precizate locurile de adunare.

  - Program anual de exerciţii în caz de situații de urgență în obiectivele CNTEE „Transelectrica'' SA.

- **Asistență medicală și de urgență:** Acordarea primului ajutor și gestionarea situațiilor de urgență.

  - Persoanele responsabile nominalizate în Decizia privind componența Structurii Organizatorice pentru Managementul Situațiilor de Urgență/Criză.

3. Măsuri post-situație de Urgență (După eveniment)

- **Evaluarea pagubelor:** Analiza daunelor produse la nivelul infrastructurii, mediului și asupra populației.
- **Reabilitare și reconstrucție:** Luarea măsurilor necesare pentru revenirea la starea de normalitate.

Aceste măsuri se aplică în conformitate cu legislația națională, inclusiv OUG nr. 21/2004, și vizează protejarea vieții, a sănătății, a mediului și a bunurilor. Misiunea componentei responsabile din cadrul Companiei include, în primul rând, protecția infrastructurilor critice prin elaborarea, aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea Planurilor de securitate pentru operator pentru fiecare infrastructură critică națională/europeană aflată în operarea Companiei. Descrierea aplicării concrete a măsurilor prin care sunt îndeplinite obligațiile legale din materia protecției infrastructurilor critice naționale operate de Companie se regăsește în Planurile de securitate pentru operator. Întrucât aceste planuri sunt clasificate în clasa de secretizare secrete de stat, prezentarea din prezenta anexă se limitează la nivelul general al activității, fără descrierea modului concret de realizare a măsurilor.

Misiunea include, de asemenea, asigurarea continuității activității de protecție a infrastructurilor critice naționale/europene și recuperarea după dezastre, în conformitate cu cerințele interne aplicabile, cu ISO 21500:2012 și cu îndrumările CNCPIC și ale autorităților publice responsabile. În același cadru intră organizarea și coordonarea managementului situațiilor de urgență la nivel de Companie, respectiv apărarea împotriva incendiilor și protecția civilă. Această activitate se corelează cu elaborarea, actualizarea, implementarea, menținerea în funcțiune, auditarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de Management Integrat al Riscului în toate entitățile organizatorice ale Companiei, cu scopul de a susține realizarea eficientă și eficace a obiectivelor C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. și de a contribui la creșterea valorii Companiei.

Aplicarea concretă a obligațiilor legale privind paza obiectivelor se reflectă și în proiectul „Instalarea unui Sistem electronic de securitate în 89 obiective ale C.N.T.E.E.

Transelectrica S.A.”. Compania are obligația legală de a asigura paza bunurilor pe care le deține cu orice titlu, potrivit art. 2 alin. (1) din Legea nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor. Din această perspectivă, investiția se înscrie în cadrul normativ aplicabil sistemelor tehnice de protecție și alarmare împotriva efracției, al cerințelor minime pe categorii de unități prevăzute de H.G. nr. 301/2012 și al analizelor de risc la securitate fizică realizate conform normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003.

Sistemul electronic de securitate urmărește prevenirea activităților infracționale prin efracție în obiectivele C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. și reducerea riscurilor care pot afecta funcționarea Companiei, a RET și a SEN. În sensul Legii nr. 333/2003, sistemul de alarmare împotriva efracției poate include echipamente electronice precum centrală de comandă și semnalizare optică și acustică, detectoare, butoane și pedale de panică, control de acces și televiziune cu circuit închis, cu posibilități de înregistrare și stocare a imaginilor și datelor, corespunzător gradului de siguranță impus de caracteristicile obiectivului păzit. Analizele de risc la securitate fizică sunt elaborate de evaluatorii de risc interni pentru obiectivele care aparțin Companiei, iar rezultatele acestor analize fundamentează, alături de cerințele legale și de nevoile operaționale, soluțiile tehnice care urmează să fie proiectate și implementate.

Necesitatea sistemului electronic de securitate nu se limitează la prevenirea furturilor sau a pătrunderilor neautorizate. Prin descurajarea și detectarea timpurie a acestor fapte, sistemul contribuie la protejarea personalului, la crearea unui climat de muncă mai sigur și la menținerea condițiilor necesare desfășurării lucrărilor în obiectivele Companiei. Această dimensiune este importantă deoarece buna realizare a lucrărilor și protejarea personalului sunt condiții indispensabile pentru funcționarea optimă a Companiei și pentru continuitatea activităților care susțin operarea RET.

În data de 27.01.2026 a fost semnat Contractul nr. C30 – Servicii de proiectare pentru Studii de Fezabilitate și Caiete de Sarcini pentru „Instalarea unui Sistem electronic de securitate în 89 obiective ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.”. Valoarea contractului este de 1.097.600 lei fără TVA, din care 823.200 lei fără TVA reprezintă valoarea studiilor de fezabilitate, iar 274.400 lei fără TVA reprezintă valoarea caietelor de sarcini. Ordinul de începere a contractului a fost emis la data de 19.03.2026, iar perioada de prestare a serviciilor este de 12 luni de la această dată, finalizarea contractului fiind preconizată pentru luna martie 2027.

După finalizarea contractului C30/27.01.2026, urmează să fie demarată procedura de achiziție a proiectului tehnic de execuție, a echipamentelor și a lucrărilor de execuție a sistemelor electronice de securitate din cele 89 de obiective ale C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. Începerea execuției sistemelor de securitate este estimată pentru sfârșitul anului 2027 sau începutul anului 2028, iar valoarea totală a investiției va putea

fi estimată după finalizarea contractului de proiectare pentru studiile de fezabilitate și caietele de sarcini.

O altă componentă necesară protejării infrastructurilor critice și gestionării situațiilor de urgență este protecția informațiilor clasificate. Activitatea se desfășoară în raport cu Legea nr. 182/2002 privind protecția informațiilor clasificate, H.G. nr. 585/2002 pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România, H.G. nr. 781/2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu și H.G. nr. 1.349/2002 privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate. Acest cadru este completat, la nivel intern, de Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate secrete de stat, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A., filiale și sucursale teritoriale de transport, de Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate secrete de serviciu, de Ghidul de clasificare a informațiilor în C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. – P.I.C. 2 și de Normele interne privind protecția informațiilor clasificate în C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. – P.I.C. 1, înregistrate cu nr. 53248/06.12.2021.

Prin urmare, managementul infrastructurii critice și managementul situațiilor de urgență la nivelul C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. formează un ansamblu integrat de măsuri juridice, tehnice, organizatorice și operaționale. Acest ansamblu urmărește protecția obiectivelor critice, prevenirea și limitarea efectelor evenimentelor nedorite, menținerea continuității activităților esențiale, protejarea personalului și a bunurilor, precum și revenirea controlată la starea de normalitate după producerea unui eveniment. În acest cadru, planurile, structurile de răspuns, instruirea, monitorizarea, investițiile în securitate fizică, protecția informațiilor clasificate și managementul riscului trebuie privite ca elemente ale aceluiași sistem de reziliență organizațională.

Anexa 9

Protecţia mediului asociată Rețelei Electrice de Transport

Impactul reţelelor de transport asupra mediului

Rețelele electrice de transport generează un impact asupra mediului pe întreaga durată de viață, începând cu faza de construcție și montaj, continuând cu etapa de exploatare și mentenanță (Tabelul 7.2), și până la dezafectarea finală a instalațiilor

Efectele semnificative determinate de activitățile de **construcţie – montaj** al **instalațiilor** CNTEE Transelectrica SA, sunt urmatoarele:

Tipul impactului	Modalităţi de manifestare (efecte)
Fizic	• deschiderea unor noi căi de acces, decopertări şi excavaţii ale solului; • afectarea florei (prin defrişări) şi faunei (prin fragmentarea habitatului); • ocuparea terenului cu organizarea de şantier, inclusiv depozite; • generarea de deşeuri (metale, material ceramic, sticlă, materiale; plastice, ulei electroizolant, beton, moloz, ambalaje etc.) ;
Chimic	• utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solventi, reactivi etc.); • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei şi alte substanţe chimice din echipamente; • emisii de gaze de ardere (COx, SOx, Nox, COV, pulberi) în atmosferă de la instalaţiile de încălzire sau mijloace de transport; • emisii de hexafluorură de sulf în atmosferă datorită neetanşeităţilor echipamentelor;
Sonor	• zgomot produs de funcţionarea echipamentelor şi de mijloacele de transport;
Socio-economic	• perturbarea unor activităţi sociale, inclusiv mutaţii de populaţie;

Efectele semnificative determinate de activitatile de **exploatare – mentenanţă** al **instalațiilor** CNTEE Transelectrica SA ,sunt urmatoarele:

Tipul impactului	Modalităţi de manifestare (efecte)
Fizic	• ocuparea terenului cu traseele LEA şi amplasamentele staţiilor ; • defrişarea sistematică a vegetaţiei; • afectarea habitatului faunei sălbatice; • obstacole în calea zborului păsărilor; • potenţiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări; • efectele sonore şi luminoase ale fenomenului corona; • perturbaţii ale sistemelor de radio şi televiziune; • influenţe asupra instalaţiilor de telecomunicaţii sau a altor reţele electrice la încrucişările şi apropierile de acestea; • efectele câmpului electromagnetic asupra fiinţelor vii;
Vizual	• afectarea peisajului;

Tipul impactului	Modalităţi de manifestare (efecte)
Sonor	• zgomotele produse de funcţionarea sau vibraţia elementelor RET; • zgomot produs de fenomenul Corona (la LEA de foarte înaltă tensiune); • sau de funcţionarea echipamentelor şi de transportul auto;
Psihic	• teama provocată de apropierea şi de efectele vizuale şi sonore ale RET;
Chimic	• poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei şi alte substanţe chimice; • poluarea aerului prin emisii de la : instalații de încălzire ,mijloace de transport, baterii de acumulatoare, hexafluorură de sulf; • generarea de ozon şi oxizi de azot prin efect corona la înaltă tensiune;
Mecanic	• pericol potenţial 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 izolaţiei sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetaţie uscată;

Cerinţe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei

Reglementări naţionale privind protecţia mediului

- OUG nr. 195/2005 privind protecţia mediului, cu modificările şi completările ulterioare; Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protecţia Mediului;
- Legea nr. 292/2018 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 autorizaţiei de mediu;
- HG nr. 188/2002 – pentru aprobarea unor norme privind condiţiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările şi completările ulterioare
- Legea nr. 13/1993 pentru aderarea României la Convenţia privind conservarea vieţii sălbatice şi 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 şi a deşeurilor de ambalaje;
- OUG nr. 5/2015 privind deşeurile de echipamente electrice şi electronice;
- Legea nr. 89/2000 pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare african-eurasiatice, adoptat la Haga în anul 1995;
- Legea nr. 360/2003 (republicată) – privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase, cu modificările şi 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 şi sănătate publică privind mediul de viaţă al populaţiei;
- HG nr. 856/2002 – privind evidenţa gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările şi completările ulterioare;
- HGR 124/2003 – privind prevenirea , reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, cu modificările şi completările ulterioare;
- HGR 170/2004 – privind gestionarea anvelopelor uzate;
- Ordonanța nr. 2 /2021 privind depozitarea deşeurilor;
- HGR nr. 322/2013 privind restricțiile de utilizare a anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice;
- LEGE nr. 121/2019 privind evaluarea şi gestionarea zgomotului ambiant;
- LEGE nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accidente majore în care sunt implicate substanţe periculoase;
- LEGE nr. 74/2019 privind gestionarea siturilor potențial contaminate și a celor contaminate;
- HGR nr. 1.132/2008 – privind regimul bateriilor şi acumulatorilor şi al deşeurilor de baterii şi acumulatori;
- LEGE nr. 278/2013 privind emisiile industriale;
- OUG nr. 196/2005 privind fondul pentru mediu, cu modificările şi completările ulterioare;
- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice, cu modificările și completările ulterioare ;
- OMAPM nr. 462/1993 – pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecţia atmosferei si Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staţionare;
- OMAPPM nr. 278/1997 – privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosinţele de apă potenţial poluatoare;
- ORDIN nr. 3.147/2023 privind aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de gospodarire a apelor;
- ORDIN nr. 1.682/2023 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 şi deşeuri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Convenţiei de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale reţelelor aeriene de electricitate asupra păsărilor.

Regulamente europene privind protecţia mediului, aplicabile activităţii TEL

- Regulamentul (UE) 2024/573 al Parlamentului European și al Consiliului din 7 februarie 2024 privind gazele fluorurate cu efect de seră, de modificare a Directivei (UE) 2019/1937 și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 517/2014 (Text cu relevanță pentru SEERegulamentul nr. 1907/2006 al Parlamentului European şi al Consiliului privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea şi restricţionarea substanţelor chimice (REACH), de înfiinţare a Agenţiei Europene pentru Produse Chimice, de modificare a Directivei 1999/45/CE şi de abrogare a Regulamentului (CEE) nr.793/93 al Consiliului şi a Regulamentului (CE) nr. 1.488/94 al Comisiei, precum şi a Directivei 76/769/CEE a Consiliului şi a directivelor 93/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE şi 2000/21/CE ale Comisiei, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul (CE) nr. 1.272/2008 privind clasificarea, etichetarea şi ambalarea substanţelor şi amestecurilor, de modificare şi de abrogare a directivelor 67/548/CEE şi 1999/45/CE, precum şi 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 şi al Consiliului, a cerinţelor minime şi a condiţiilor pentru recunoaştere reciprocă în scopul certificării persoanelor fizice care efectuează instalarea, asigurarea service-ului, întreţinerea, repararea sau scoaterea din funcţiune a întrerupătoarelor electrice care conţin gaze fluorurate cu efect de seră sau recuperarea gazelor fluorurate cu efect de seră din întrerupătoare electrice fixe;

Principalele reglementări internaţionale aplicabile **Sistemului de Management de Mediu** sunt standardele din seria **ISO 14001**.

În conformitate cu legislaţia naţională de mediu, armonizată cu cea a UE, funcţionarea reţelelor electrice de transport este permisă numai pe bază de Autorizaţie de mediu şi Autorizație de gospodărire a apelor.

Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcţii – montaj care schimbă specificaţiile sau capacitatea obiectivului, este necesară obţinerea Avizului de mediu pentru planuri şi programe, Acordului de mediu şi a Avizului de gospodărire a apelor. Aceste documente se emit de către Autorităţile pentru protecţia mediului, pe baza documentaţiei de fundamentare depusă de titularul activităţii. Procesul de obţinere al acestor aprobări de dezvoltare este mult mai lung pentru obiectivele care necesită exproprierea terenurilor şi pentru cele care au impact transfrontalier (LEA, cablu submarin).

În perioada următoare, în contextul apartenenţei României la UE şi al funcţionării interconectate a RET cu sistemele similare ale ENTSO-E, sunt necesare măsuri suplimentare pentru diminuarea impactului negativ asupra mediului produse de construcţia, mentenanţa şi funcţionarea RET şi pentru obţinerea avizelor de mediu, acordurilor de mediu şi autorizaţiilor de mediu şi autorizațiilor de gospodărire a apelor.

Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2026 – 2035

Pentru asigurarea conformității cu **cerințele** legale **de mediu** și pentru **reducerea impactului** activităților proprii **asupra factorilor de mediu**, **CNTEE Transelectrica SA implementează** un set de **măsuri integrate**, menite să îmbunătățească performanța de mediu a companiei pe întreg ciclul de viață al infrastructurii gestionate.

Măsură	Descriere	Observații
Respectarea cerințelor autorităților de mediu	• Realizarea cu prioritate a măsurilor stabilite de autoritățile pentru protecția mediului. • Respectarea cerințelor din programele de conformare, condiții pentru obținerea autorizațiilor de mediu/gospodărire a apelor. • Punerea în aplicare a măsurilor rezultate în urma controalelor efectuate pe amplasamentele companiei de autoritățile de reglementare și control	Costurile privind eventualele măsuri rezultate în urma controalelor/ cerințelor din programele de conformare se regăsesc în Programul de Management Calitate și Mediu / Plan de Management de Mediu și Protecția Mediului
Funcționarea și certificarea Sistemului de Management de Mediu	• Continuarea îmbunătățirii funcționării Sistemului de Management de Mediu. • Menținerea certificării conform standardului **ISO 14001:2015**	• Documentele care stau la baza menținerii certificării Sistemului de Management de Mediu, elaborate la nivelul Companiei, nu implică costuri • Serviciile externe privind recertificarea/supravegherea menținerii certificării conform standardului ISO 14001:2015 se regăsesc în Programul de Management Calitate și Mediu / Programul de Management de Mediu și Protecția Mediului
Integrarea cerințelor de mediu în documentațiile tehnice	• Documentațiile pentru lucrări de investiții și mentenanță vor include un **capitol dedicat protecției mediului**, cu: o Cerințe legale aplicabile. o Aspecte și impacturi asupra mediului.	În documentațiile pentru lucrările de investiții și mentenanță sunt incluse cheltuieli aferente protecției mediului, atât în devizele generale, cât și în Planurile de Management de Mediu.

	○ Măsuri concrete de reducere/eliminare a impactului (fizic și valoric). • Elaborarea unui **Plan de Management de Mediu** pentru fiecare lucrare, acoperind: ○ Perioadele de demolare, construcție, exploatare/mentenanță și dezafectare. ○ Estimarea fondurilor necesare. ○ Înregistrările/documentele asociate. • Devizele generale vor include **cheltuieli aferente protecției mediului**	
Evaluarea furnizorilor	• Continuarea evaluării furnizorilor de servicii și lucrări, conform: ○ Cerințelor legale de mediu • Cerințelor standardelor de management de mediu	Această activitate nu include costuri financiare.
Îmbunătățirea managementului deșeurilor și apelor uzate	• Optimizarea gestionării deșeurilor și a apelor uzate din activitățile companiei. • Monitorizarea continuă a calității apelor uzate evacuate și aplicarea de măsuri corective pentru respectarea limitelor legale	Costurile aferente acestor activități se regăsesc anual în Programele de Management de Mediu.
Managementul uleiurilor	• Îmbunătățirea gestionării uleiurilor prin: ○ Realizarea bilanțului de ulei pe fiecare stație. ○ Colectarea și valorificarea uleiurilor uzate prin firme autorizate, în condiții de siguranță pentru mediu.	Respectarea legislației în vigoare (OU nr.92/2021 privind regimul deșeurilor)
Monitorizarea factorilor de mediu	• Monitorizarea calității aerului și a zgomotului, inclusiv: ○ Măsurarea câmpului electromagnetic (în special în zone populate). ○ Monitorizarea zgomotului la limita stațiilor.	Costurile privind serviciile de monitorizare a calității aerului și a zgomotului se regăsesc anual în Programele de Management de Mediu

	• Măsurarea emisiilor de ozon la LEA și a emisiilor din centralele termice	
Informare și colaborare externă	• Participarea la schimburi de experiență și inițiative de colaborare națională și internațională în domeniul protecției mediului.	Nu deținem informații privind costurile.
Raportare și comunicare	• Elaborarea unui **Capitol dedicat protecției mediului** în **Raportul Anual** al companiei	Fără costuri financiare
Integrarea în strategia companiei	• Toate aceste măsuri sunt parte integrantă din **Programul de management calitate și mediu**, aprobat anual la nivel de companie.	Programul de management calitate și mediu
Tehnologii moderne cu impact redus asupra mediului	• În cadrul proceselor de modernizare/retehnologizare vor fi prioritizate echipamente cu impact redus asupra mediului. • Dezvoltarea și testarea de **proiecte pilot** cu echipamente fără SF_6, cu potențial de extindere (ex. **Proiect pilot modernizare stație electrică Mostiștea**).	Proiectul pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului

Astfel, Transelectrica confirmă că problematica reducerii utilizării SF_6 în instalațiile RET este asumată și se reflectă într-un proiect concret inclus în programul investițional: *Proiectul pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului*, finanțat prin Fondul pentru Modernizare. Acesta reprezintă primul proiect din RET și din România în care sunt implementate tehnologii full non-SF_6 la nivelurile de tensiune 220 kV, 110 kV și 20 kV, cu o dată estimată de punere în funcțiune în anul 2029. Proiectul se află în prezent în curs de achiziție a contractului de execuție. Implementarea acestor tehnologii prin proiectul pilot a fost inițiată anterior intrării în vigoare a Regulamentului (UE) 2024/573 privind gazele fluorurate cu efect de seră, cu scopul explicit de a dobândi experiență tehnică privind soluțiile disponibile pe piață și experiență practică de implementare, astfel încât Transelectrica să fie pregătită pentru cerințele viitoare ale cadrului european de reglementare.

Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediu Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București, România, Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404, Cod Unic de Înregistrare 13328043; Telefon +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei
www.transelectrica.ro

Planul de Dezvoltare a RET 2026 - 2035

Anexe A - H

CNTEE Transelectrica SA

SRAC ISO 9001 SRAC ISO 14001 SRAC ISO 45001 IQNet

Lista de Anexe

Anexa A	**Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET - Normă Tehnică Internă**
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 2025
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2024-2025
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2025
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2024-2025
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit SEN 2025
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexa B-9	Indicatorii de siguranţă pentru nodurile RET şi nodurile de 110 kV din staţiile CNTEE Transelectrica SA
Anexele C	**Prognoza balanței producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2024 – 2033**
Anexa C-1	Prognoza consumului de energie electrică pe zone 2026 – 2035
Anexele D	**Analiza stabilității statice pe termen mediu și lung**
Anexele F	**Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe**
Anexa F-2	Eșalonarea cheltuielilor pentru investiții (fără valori)
Anexa F-3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2026 -2035
Anexa F-4	Lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15% din capacitatea totală instalată până în anul 2030
Anexa G	**Încărcări elemente RET 2024, 2028, 2033**
Anexa H	**Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării**
Anexa H-1 Anexa H-2 Anexa H-3 Anexa H-4 Anexa H-5	Domeniile TEL susținute de „Strategia în domeniul Cercetării și inovării” Structura grupelor și obiectivelor specifice aferente strategiei cercetării și inovării Arhitectura de Referință SMART GRID specifică CNTEE Transelectrica SA Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicații) care fac parte din arhitectura de referință Smart Grid Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET (portofoliu de proiecte inovatoare de digitalizare și parteneriate, sub acronimul DigiTEL)

Nr. 24233/DEPARET

NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

NTI – TEL – DT – 012 – 2024 – 01

TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDARII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Aviz CTES nr. 284/2026

Prezentul NTI intră în vigoare la data aprobării avizului CTES

Drept de proprietate
Prezentul document este proprietatea CNTEE Transelectrica SA. Multiplicarea sau utilizarea totală sau parţială a acestui document este permisă numai cu acordul scris al conducerii CNTEE Transelectrica SA.

Martie 2026

Direcţia responsabilă de elaborarea documentaţiei
Direcţia Exploatare Mentenanţă şi Dezvoltare RET

Aprobat:

Presedinte Directorat

Ştefăniţă MUNTEANU

Membru Directorat

Cătălin Constantin NADOLU

Membru Directorat

Florin Cristian TATARU

Membru Directorat

Vasile Cosmin NICULA

Avizat,

Director DEMDRET
Daniel BALACI
p. OANA ZACHIA
06.05.2026.

Responsabil documentaţie
Oana ZACHIA
Manager DDRET

LISTA DE CONTROL A REVIZIILOR

Documentul revizuit:
NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDARII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod NTI – TEL – DT – 012 – 2024 – 01

Nr. rev	Conținutul reviziei	Autorul reviziei	
		Nume și prenume	Data
0.	Elaborare inițială	DEMDRET	2024
1	Revizia 1	DEN/DEMDRET	2026

CONŢINUTUL NORMEI TEHNICE

CUPRINS

1. Scop _____ 5
2. Domeniul de aplicare _____ 5
3. Definiţii şi prescurtări _____ 6
4. Documente de referinţă _____ 6
5. Generalităţi _____ 8
6. SECŢIUNEA I – Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază şi a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a centralelor / grupurilor noi _____ 6
7.SECŢIUNEA II – Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a consumatorilor noi sau pentru emiterea ATR pentru creşterea consumului _____ 12
8.SECŢIUNEA III – Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a instalatiilor de stocare sau a locurilor de producere / locurilor de consum si de producere cu instalatie de stocare _____ 12

9. Anexe: Anexa 1 – Zone de analiză

Anexa 2 - Construirea cazurilor şi analiza regimurilor de funcţionare în vederea dimensionării RET

Anexa 3 - Tabel centralizator al regimurilor de funcționare

1. SCOP

Scopul Normei Tehnice Interne (NTI) este acela de a stabili cerințele Transelectrica și ale Operatorilor de Distribuție în legătură cu regulile aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază şi a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a utilizatorilor.

2. DOMENIUL DE APLICARE

2.1. Prevederile NTI se aplică în activităţile de dezvoltare, avizare și acces la Rețeaua Electrică de Transport și Distribuție.

2.2. Studiile de soluție se realizează conform *Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 102/2015, cu cu modificările și completările ulterioare.

2.3. Termenii de Referință pentru studiile de soluție de racordare a utilizatorilor cuprind regulile aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază şi a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a utilizatorilor. Construirea acestor scenarii ține cont de țintele stabilite în PNIESC.

3. DEFINIŢII ŞI PRESCURTĂRI

ACRONIME

ATR – Aviz tehnic de racordare
CEE – Centrală electrică eoliană
CEF – Centrală electrică fotovoltaică
CEM – Centrală electrică mixtă
CR – Contract de racordare
CTES – Consiliul tehnico-economic şi ştiinţific
GNV – Gol noapte vară
IS – Instalație de stocare
NTI – Normă tehnică internă
PNIESC – Planul Naţional Integrat Energie şi Schimbări Climatice
RD – Regim de dimensionare
RET – Rețea electrică de transport
RMB – Regim mediu de bază
SS – Studiu de soluție
VDI – Vârf dimineață iarnă
VDV – Vârf dimineață vară
VSI – Vârf seară iarnă

4. DOCUMENTE DE REFERINŢĂ

Nr. Crt.	Indicativ	Denumire
1	**Ordin ANRE 102/2005**	*Stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețele electrice de interes public*
2	**PE 026/1992**	*Normativ pentru proiectarea Sistemului Energetic Naţional*
3	**Ordin ANRE 59/2013**	*Ordin pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de interes public, cu modificările și completările ulterioare;*

4	**Ordin ANRE 208/2018**	*Norma tehnică privind cerinţele tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare şi centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);*
5	**Ordin ANRE 3/2023**	*Norma tehnică privind cerinţele tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru instalaţiile de stocare a energiei electrice şi procedura de notificare pentru racordarea instalaţiilor de stocare a energiei electrice*
6	**Ordin ANRE 20/2025**	*Ordin modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei din domeniul racordării utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public*

5. GENERALITĂŢI

5.1. Studiile de soluție se realizează conform *Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr.102/2015, cu modificările și completările ulterioare.

5.2. Norma tehnica interna cuprinde trei sectiuni:

- **Sectiunea I**: Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază şi a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a centralelor / grupurilor noi.
- **Sectiunea II**: Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a consumatorilor noi sau pentru emiterea ATR pentru creşterea consumului.
- **Sectiunea III**: Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluţie de racordare a instalațiilor de stocare sau a locurilor de producere / locurilor de consum şi de producere cu instalaţie de stocare.

6. SECȚIUNEA I – REGULI APLICATE LA CONSTRUIREA SCENARIILOR, REGIMURILOR MEDII DE BAZĂ ŞI A REGIMURILOR DE DIMENSIONARE UTILIZATE ÎN STUDIILE DE SOLUŢIE DE RACORDARE A CENTRALELOR / GRUPURILOR NOI

6.1. La momentul începerii studiului de soluție, Operatorul de rețea pune la dispoziția elaboratorului situația actualizată a contractelor de racordare și ATR-urilor valabile.

6.2. Totodata, Operatorul de rețea pune la dispoziția elaboratorului o listă cu studii de soluție avizate pentru locuri de consum și / sau de producere care se află în aceeași zonă de rețea cu a utilizatorului analizat. Dacă se realizează un studiu comun pentru mai mulți utilizatori care au un punct de racordare comun și un acord între ei în acest sens, atunci se iau în considerare împreună în cadrul studiului de soluție.

6.3. Operatorul de rețea poate suplimenta lista precizată mai sus și cu alte studii în curs de avizare pentru a fi luate în considerare, dacă acestea pot influența major soluția de racordare sau regimurile de funcționare, chiar și pe parcursul realizării noului studiu sau la ședința de analiză a acestuia. În această categorie intră de exemplu, studii de soluție care propun o soluție de racordare în aceeași stație sau linie electrică cu centrala analizată.

6.4. Transelectrica trimite lunar operatorilor de distribuție lista studiilor avizate, care include studiile pentru locuri de consum și/sau de producere cu putere instalată mai mare de 10 MW.

6.5. Transelectrica pune la dispoziția elaboratorilor cu care are contract de realizare pentru studii de soluție și operatorilor de distribuție modele de rețea pentru regimuri medii de bază construite conform regulilor prezentate în acest document.

6.6. Verificarea încadrării noii centrale în SEN se face aplicând regulile specifice dimensionării rețelei şi de aceea regimurile se vor denumi în continuare la fel ca în metodologia de dimensionare a rețelei: RMB (regim mediu de bază) şi RD (regim de dimensionare).

6.7. Regulile aplicate la construirea scenariilor RMB şi a RD utilizate în studiile de soluţie de racordare a utilizatorilor sunt stabilite pornind de la PE 026, după cum urmează:

6.7.1. Construirea regimurilor medii de bază (RMB)

6.7.1.1. Regimul mediu de bază se construieşte de către Transelectrica pentru scenariul de bază privind evoluția capacităţilor instalate. Acest scenariu de bază este stabilit pentru Planul de Dezvoltare al RET în concordanță cu PNIESC și cu strategia energetică a României.

6.7.1.2. În scenariul de bază se consideră instalate grupurile/centralele noi eoliene sau fotovoltaice având contract de racordare sau ATR valabil, până la atingerea țintelor din PNIESC.

Notă: Dacă în momentul realizării RMB nu se pot atinge țintele respective în acest fel, **doar pentru studiile de Dezvoltare a RET**, se pot modela și centrale suplimentare, care au studiu de soluție avizat

sau în curs de avizare, care au cerere de racordare depusă recent, sau care au solicitat informare preliminară. Pentru studiile de soluție nu se vor modela astfel de centrale suplimentare. Deci, dacă este cazul, Transelectrica va realiza modele de rețea RMB de două categorii: pentru studiile de Dezvoltare RET și pentru studii de soluție.

6.7.1.3. Grupurile noi nuclearelectrice, termoelectrice şi hidroelectrice, prevăzute în strategia energetică a României şi având studii de soluţie avizate, se consideră instalate în scenariul de bază al etapei respective, chiar dacă nu au Contract de racordare sau ATR, la termenele de punere în funcţiune anunţate, conform comunicărilor Transelectrica.

Exemplu (conform informaţiilor existente la momentul elaborării NTI)

- U3 și U4 700 MW Cernavodă se consideră instalate din anul 2031 respectiv 2033.
- În scenariul de bază încărcarea grupurilor se face respectând criteriul minimizării costurilor variabile, în condiţiile satisfacerii condiţiilor de sistem impuse, pornind de la rezultatele programului PLEXOS de modelare a pieței de electricitate rulat de Transelectrica, în care:
  - Centralele hidroelectrice sunt încărcate pentru condiţii de hidraulicitate medie;
  - CEE sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 20% la VDV și GNV și 30% la VSI și VDI);
  - Centralele fotoelectrice (CEF) se consideră funcţionând doar la VDV și VDI şi sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 65% la VDV și 15% la VDI);
  - Centralele termoelectrice și centralele bazate pe alte resurse regenerabile (biomasă, biogaz) sunt încărcate pe baza ordinii de merit.
  - Instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală se consideră că produc la puterea nominală la VSI, VDI și VDV și consumă puterea nominală la GNV.
- În cadrul centralelor peste 5 MW care au instalație de stocare, aceasta se modelează separat conform informațiilor deținute la momentul modelării.

6.7.2. Construirea regimurilor de dimensionare (RD)

6.7.2.1. Elaboratorii studiilor de soluţie de racordare a utilizatorilor, construiesc RD pornind de la RMB descris mai sus, luând în considerare toate contractele de racordare, ATR-urile valabile, indiferent de termenul preconizat de PIF a acestora și studiile de soluție din lista furnizată de operatorul de rețea pentru locurile de consum și/sau de producere din zona analizată.

6.7.2.2. Se identifică zona de analiză conform zonelor definite pe site-ul Transelectrica, conform **Anexa 1** și a schemei normale de funcționare.

Nota: La fiecare racordare de grup nou pot fi avute în vedere, după caz, mai multe zone a căror capacitate este în pericol să fie depăşită, delimitându-se mai multe zone excedentare analizate, din ce în ce mai largi.

6.7.2.3. În funcţie de zona în care se preconizează instalarea grupului / grupurilor noi, și a schemei normale de funcționare, se construiesc RD pornind de la RMB şi încărcând grupurile generatoare conform regulilor stabilite în PE 026/1992, completate conform celor de mai jos:

Noul obiectiv

1. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală clasică, aceasta se consideră la 100% din Pinstalat atat la N, cât si la (N-1).
2. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală bazată pe resurse regenerabile (eoliană, fotovoltaică, biomasă etc), aceasta va fi încărcată la 100 % din puterea instalată în regimurile cu N si N-1 elemente în funcţiune. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală cu instalație de stocare sau o

centrală mixtă, aceasta va fi încărcată la 100% din puterea evacuată conform solicitării utilizatorului.

3. Dacă în stația la care se face racordarea noii centrale mai sunt racordate şi alte centrale, se vor considera toate încărcate la 100%Pinstalat în regimurile cu N si N-1 elemente în funcţiune.

Celelalte centrale la VSI / VDI, VDV – când centrala analizată este o centrală regenerabilă

4. Producţia CEE racordate în RET în zona (secțiunea) în care se racordează centrala analizată, va fi 70% din Pinstalat. Toate CEE din RED din zona / secțiunea analizată, se vor considera încărcate la 85% din Pinstalat în regimurile cu N si N-1 elemente în funcţiune. Pentru dimensionare se iau în considerare toate CEE cu CR, ATR și SS avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie din zona analizată.
5. La VSI / VDI, VDV, centralele termoelectrice din zona analizată rămân încărcate ca în RMB.
6. La VSI / VDI, VDV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
7. La VSI / VDI, VDV, toate centralele Hidro din zona analizată se încarcă la Pmax disponibil. Se acceptă o reducere de maxim 10% față de Pmax disponibil a puterii în centrale Hidro pentru reducerea suprasarcinilor.

Nota: Încărcarea CHE Porţile de Fier şi CHE Djerdap (Serbia) se va face corelat, în aceeaşi măsură.

8. Producţia CEF, din zona în care se racordează centrala analizată, la VDV se consideră 80% din Pinstalat iar la VDI se consideră 30%. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate CEF cu CR, ATR și SS avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie din zona analizată.
9. Instalațiile de stocare independente se consideră că produc 50% din puterea aprobată la VDV și VSI și consuma 50% din puterea aprobată pentru consum la GNV. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate IS cu CR, ATR și SS avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie din zona analizată.
10. CEE și CEF care au și instalații de stocare, precum și centralele mixte, se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare.

Celelalte centrale la GNV – când centrala analizată este o centrală regenerabilă

11. Producţia CEE din RET din zona în care se racordează centrala analizată, (v. pag. 2) va fi 70% din Pinstalat în scenariul de verificare a încadrării. Toate CEE din RED din secțiunea analizată, se vor considera încărcate la 85% din Pinstalat în regimurile cu N si N-1 elemente în funcţiune. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate CEE cu CR, ATR și SS avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie din zona analizată.
12. La GNV, centralele termoelectrice din zona analizată rămân încărcate ca în RMB
13. La GNV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
14. La GNV, toate centralele Hidro din zona excedentară analizată se încarcă la 50% Pmax disponibil, dacă în RMB erau sub această valoare. Se poate accepta descărcarea CHE cu lac de acumulare sub această valoare sau chiar oprirea lor, specificându-se în studiu aceste reduceri (inclusiv la Concluzii). Nu se acceptă valori sub Pmin tehnic sau sub valoarea din RMB pentru centralele fără lac de acumulare.
15. Instalațiile de stocare independente consumă 50% din puterea nominală. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate IS cu CR, ATR și SS avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie din zona analizată.
16. CEE care au și instalații de stocare se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare.

Celelalte centrale la VSI/ VDI, VDV, GNV – când centrala analizată este o centrală pe gaze

17. Centralele pe gaze în cogenerare din zona analizată se consideră încărcate la puterea nominală de cogenerare. Cea mai mare centrală pe gaze se consideră de asemenea încărcată la puterea nominală, chiar dacă nu este în congenerare. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate centralele pe gaze cu CR, ATR și SS avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie din zona analizată.
18. Producţia CEE, CEF, CHE în zona (secțiunea) în care se racordează centrala analizată, se consideră ca în RMB (nu se iau în considerare CEE și CEF din listele cu CR, ATR și SS avizate).
19. La VSI/ VDI, VDV, centralele termoelectrice pe cărbune din zona analizată rămân încărcate ca în RMB.
20. La VSI/ VDI, VDV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
21. Instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală rămân ca în RMB. Pentru rezolvarea congestiilor se poate apela și la instalațiile de stocare și se va specifica în cadrul studiului.

Echilibrarea balanţei

22. Balanţa se va echilibra prin scăderea, până la limite acceptabile pentru siguranţa alimentării consumatorilor, în afara zonei excedentare analizate, a producţiei în centrale termoelectrice fără program de cogenerare (în ordinea descrescătoare a costurilor de producţie estimate) şi în centrale eoliene din zone îndepărtate – aplicând ipoteza lipsei vântului / nefinalizării acelor proiecte.
23. Nu se va reduce producţia la grupuri nucleare.
24. Având în vedere cuplajul între zonele Dobrogea şi Moldova, care evacuează prin S3 comună, încărcarea grupurilor în una din aceste zone nu se va echilibra prin scăderea în cealaltă.
25. Dacă rămâne un excedent după aplicarea condiţiilor de mai sus, acesta se va considera export suplimentar faţă de soldul din RMB (50% pe direcţia Sud, 50% pe direcţia Vest) păstrând proporțiile față de regimul inițial. Pentru Secțiunea S6 (Zona A) se va considera export 30% pe direcția Sud și 70% pe direcția Vest.

Rezultă astfel valoarea fluxului maxim de putere prognozat a fi evacuat din zona analizată, pentru care se identifică întăririle necesare.

Modul în care s-a echilibrat balanţa se va descrie în Studiu (lista centrale şi încărcări modificate, valoare sold).

6.7.3. Precizări privind conținutul studiilor

6.7.3.1. În cadrul studiului de soluție, calculele de regimuri permanente cu N și N-1 elemente în funcțiune se realizează pentru orizontul de timp pentru care se solicită PIF a obiectivului analizat, luând în considerare toate contractele de racordare, ATR-urile valabile indiferent de termenul lor de PIF, studiile de soluție din lista furnizată de operatorul de rețea, din zona analizată. Dacă pentru orizontul de timp analizat (etapa de PIF solicitată) rezultă necesitatea unor întăriri față de rețeaua aflată în exploatare, se recomandă analizarea mai multor orizonturi de timp, pentru a determina momentul optim de PIF, corelat cu realizarea întăririlor de rețea necesare.

Note:

Având în vedere faptul că utilizatorii sunt interesați să realizeze centralele cât mai curând dar pentru construirea acestora este necesară o perioadă de timp de câtiva ani, în general este suficient să se

analizeze RD pentru palierele caracteristice VSI, VDI, VDV și GNV pentru termen mediu (orizont de timp de 5 ani față de momentul elaborării modelelor de rețea RMB).

Analizele pentru termen lung (orizont de timp de 10 ani față de momentul elaborării modelelor de rețea RMB) sunt necesare pentru a verifica suficiența întăririlor de rețea în perspectivă și în contextul apariției de noi centrale conform Strategiei Energetice a României (ex: CNE Cernavodă grupurile 3 și 4).

În cazul în care, în zona analizată, nu sunt centrale fotoelectrice instalate sau preconizate, se admite analizarea doar a palierelor VSI și GNV. În acest caz (pentru a acoperi și palierul de VDV) se va considera la VSI curentul admisibil corespunzător temperaturii de 40 ^{O}C (aplicând raportul față de valoarea admisibilă la 5 ^{O}C din modelele Transelectrica pentru VSI: Imax40grade=0.68*Imax5grade).

Având în vedere carateristicile centralelor fotovoltaice, studiile de soluţie pentru racordarea acestora vor considera palierele VDV și VDI pentru termen mediu și termen lung.

6.7.3.2. Studiul de soluție va respecta Conținutul Cadru prezentat în Anexă

6.7.3.3. Se va prezenta în studii lista centralelor şi a încărcării acestora considerate în calcule.

6.7.3.4. Se vor realiza calcule pentru termen mediu, pe RD fără proiectele de dezvoltare modelate (care se afla in Planul de Dezvoltare a RET pe zece ani), verificându-se dacă puterea din noua centrală și din celelalte centrale luate în considerare în regimul de dimensionare, se poate evacua fără aceste proiecte (fără întăriri de rețea). Eventual, întăririle de rețea se vor introduce pe rând, în ordinea cronologică din Planul de Dezvoltare, pentru a stabili setul de întăriri strict necesare pentru evacuarea puterii din noua centrală și din celelalte centrale cu contract de racordare, ATR și studii din lista furnizată de operatorul de rețea. Dacă este necesar, se vor propune noi întăriri de rețea, în plus față de Planul de Dezvoltare a RET pe zece ani.

6.7.3.5. Setul de întăriri necesare pentru racordare se va stabili pe baza rezultatelor analizelor de dimensionare pentru termen mediu. În cazul în care se estimează că PIF pentru cel puțin una din întăririle de rețea rezultate ca fiind necesare la termen mediu se va face la termen lung, atunci setul de întăriri necesare pentru racordare se va stabili conform rezultatelor analizelor de dimensionare pentru termen lung. Se va preciza (inclusiv la Concluzii) puterea care poate fi aprobată (evacuată) fără întăriri de rețea determinată pe baza regimurilor de dimensionare cu contracte, ATR-uri valabile și studii de soluție din lista furnizată de operatorul de rețea.

6.7.3.6. Verificarea criteriului N-1 se va face şi pentru declanşarea liniilor de interconexiune. La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10km. Pentru liniile din stația 400kV Cernavodă se va verifica criteriul N-2.

6.7.3.7. Se vor verifica atât stabilitatea de tensiune, cât şi stabilitatea de unghi. Se va verifica respectarea rezervelor normate pentru schema cu N elemente în funcțiune și pentru scheme cu N-1 elemente în funcțiune.

6.7.3.8. Verificarea stabilităţii tranzitorii se va efectua doar pentru termen mediu VSI (VDI pentru racordarea centralelor fotovoltaice), pentru soluţia selectată (soluţiile selectate) de racordare la RET / RED a noului obiectiv.

6.7.3.9. Soluţia selectată de racordare la RET/RED a noului obiectiv trebuie să îndeplinească condiţiile de stabilitate statică şi dinamică.

6.7.3.10. Analizele de stabilitate tranzitorie se vor efectua:

- pentru zonele definite la pct. **6.7.2.2.** în regimurile de funcționare corespunzătoare valorilor admisibile de stabilitate statică, cu respectarea valorilor normate de rezervă;
- pentru determinarea timpului critic de eliminare a defectului.

6.7.3.11. În cazul în care mai multe proiecte de centrale situate în zone apropiate primesc soluţii de racordare la aceeaşi linie de transport, se vor propune soluţii în care racordarea acestora să se facă prin intermediul unei singure staţii conectate prin racord intrare-ieşire la linia de înaltă

tensiune. De asemenea, se recomandă a se evita secţionarea liniilor de transport în apropierea staţiilor existente (la o distanță mai mică de 10 km), preferându-se racordarea în aceste staţii.

6.7.3.12. Se va preciza explicit în concluziile studiilor că racordarea centralei analizate este condiţionată de realizarea tuturor întăririlor RET şi RED care au reieșit ca fiind necesare din regimurile de dimensionare (RD) conform punctului 6.7.2. Aceste întăriri (chiar dacă au fost modelate şi în modelul de bază sau în RMB) se vor enumera în clar și se va preciza termenul de PIF al acestora.

6.7.3.13. Variantele de racordare analizate vor fi prezentate și prin scheme/ desene, nu numai prin text;

6.7.3.14. Calculul componentei Ti a tarifului de racordare se va face luând în considerare toate întăririle de rețea necesare în plus față de Planul de Dezvoltare al RET în vigoare, rezultate din analizele RD cu contracte de racordare, ATR-uri valabile, studii de soluție conform listei transmise de Operatorul de rețea.

6.7.3.15. Dacă utilizatorul agreează se poate prezenta și descrierea unei automatici de limitări operaționale (ALO) care să acționeze în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune care suprasarcini la care utilizatorul analizat participă. În acest caz studiul va respecta Continutul cadru ALO.

6.7.3.16. La racordarea unei centrale în RED 110 kV trebuie luate în considerare întăriri de rețea din zona de 110kV în care se racordează centrala respectivă, dacă centrala duce la creșterea unor suprasarcini care se pot elimina prin întăririle respective. De asemenea trebuie luate în considerare întăriri de rețea și din alte zone dacă acestea sunt conectate direct cu zona de racordare prin linii de 110kV (sunt buclate). În plus, trebuie luate în considerare întăriri din RET pentru evacuarea puterii din secțiunea de rețea pe care s-a făcut analiza de dimensionare.

6.7.3.17. Studiul trebuie să conțină un capitol de pierderi de putere și de energie în care se va pezenta impactul racordării.

6.7.4. Precizări privind elaborarea modelelor de calcul

6.7.4.1. Transelectrica actualizează şi pune la dispoziţia consultanţilor elaboratori de studii cu care are contract de servicii și operatorilor de distribuție, modele de retea de bază ale SEN (RMB). Modelele de rețea sunt construite pentru palierele VSI, VDV, VDI şi GNV. În aceste modele, grupurile sunt încărcate conform regulilor de construire a RMB iar proiectele de dezvoltare RET cuprinse în Planul de Dezvoltare pe zece ani în vigoare sunt modelate ținând seama de termenul lor de PIF. Proiectele de reconductorare nu sunt modelate, cu excepția celor foarte avansate.

6.7.4.2. Deoarece lista de Contracte, ATR-uri și studii de solutie avizate este în continuă şi rapidă evoluţie, pentru fiecare studiu de soluţie, elaboratorii construiesc, pornind de la modelul de rețea de bază, modelele de calcul pentru RD, utilizând listele actualizate privind stadiul proiectelor de racordare (Contracte, ATR, studii de soluție) puse la dispoziţie de Operatorul de rețea la începutul studiului, aplicând regulile de echilibrare a balanţei de la 6.7.2.3. și verificând centralele modelate deja în RMB în zona de analiză.

7. SECTIUNEA II – REGULI APLICATE LA CONSTRUIREA REGIMURILOR DE DIMENSIONARE UTILIZATE ÎN STUDIILE DE SOLUŢIE DE RACORDARE A CONSUMATORILOR NOI SAU PENTRU EMITEREA ATR PENTRU CRESTEREA CONSUMULUI

7.1. Regimurile de dimensionare se construiesc respectând regulile de dimensionare a capacităţii de transport a reţelei de alimentare a unei zone deficitare, aşa cum este prezentat mai jos.

7.2. Reţeaua se analizează la palierul VSI, pentru un orizont de termen mediu (+5 ani) şi lung (+10 ani). În acest caz (pentru a acoperi și palierul de VDV) se va considera la VSI curentul admisibil

corespunzător temperaturii de 40 ^{o}C (aplicând raportul față de valoarea admisibilă la 5 ^{o}C din modelele Transelectrica pentru VSI: Imax40grade=0.68*Imax5grade).

7.3. Se analizează şi regimurile la palierul VDV, pentru creşterea consumului în zone unde deficitul este mai mare la VDV decât la VSI, ca urmare a opririi grupurilor din zonă în timpul verii. Daca racordarea se face prin LES se va analiza și palierul GNV.

7.4. Se construieşte RD pornind de la RMB, la palierul/ palierele de mai sus, aplicând următoarele modificări ale încărcării centralelor din zona analizată:

- Se opreşte grupul cu cea mai mare putere în funcţiune în RMB;
- Se opresc toate CEE;
- Se consideră în funcţiune CEF existente (PIF), exclusiv la VDV, funcţionând la 50% din încărcarea din RMB;
- Instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală se consideră ca în RMB;
- Balanţa se echilibrează încărcând o putere corespunzătoare (în ordinea crescătoare a costurilor de producţie estimate) în zone îndepărtate din SEN.

7.5. Se verifică îndeplinirea criteriului de siguranţă N-1, inclusiv prin declanşarea grupului cu cea mai mare producţie din zonă în regimul analizat (RMB sau RD). La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10 km.

7.6. Se iau în considerare simultan toate solicitările de creştere a consumului în zonă: Contracte, ATR, studii de soluție conform listei furnizate de operatorul de rețea. Nu se iau in considerare alte centrale sau instalatii de stocare in afara celor deja modelate in RMB.

7.7. Se precizează întăririle de rețea necesare pentru alimentarea consumatorului și puterea care poate fi aprobată fără întăriri de rețea (această putere se calculează pe baza unor analize de regimuri fără întăriri de rețea la etapa de termen mediu).

8. SECTIUNEA III – REGULI APLICATE LA CONSTRUIREA REGIMURILOR DE DIMENSIONARE UTILIZATE ÎN STUDIILE DE SOLUŢIE DE RACORDARE A INSTALATIILOR DE STOCARE SAU A LOCURILOR DE PRODUCERE / LOCURILOR DE CONSUM SI DE PRODUCERE CU INSTALATIE DE STOCARE

8.1. Dacă se analizează o centrală electrică care are asociată o instalație de stocare (loc de producere/loc de consum şi de producere cu instalaţie de stocare), atunci regimul de dimensionare se construiește astfel:

8.1.1. CEM (CEF+IS)

8.1.1.1. Dacă instalația de stocare asociată centralei are puterea cel puțin egală cu CEF, iar instalația de stocare și are un sistem de încărcare – descărcare de 4h, atunci puterea aprobată se consideră puterea CEF sau IS (nu se însumează) și calculele se realizează pe RMB, pentru VDI, VDV și GNV, astfel:

- Instalația de stocare se consideră că produce 100% capacitate la VDI și VDV și consumă la GNV. (explicație: în regimul de vârf de zi cu condiții de producție mare în CEF se consideră că bateria se încarcă din centrală, iar în condiții de producție medie în CEF se consideră că CEF+IS produce puterea aprobată, adică puterea CEF sau IS);
- Instalațiile de stocare independente din zona analizată cu CR, ATR sau studii de soluție avizate produc 50% capacitate la VDI și VDV și consumă 50% din capacitate la GNV;
- CEE și CEF care au și instalații de stocare se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare la VSI și VDV;

- CEE și CEF care au și instalații de stocare consumă 50% din puterea instalată a IS (sau din puterea aprobată pentru consum dacă aceasta este mai mică decât puterea instalată a IS) la GNV;
- Restul centralelor electrice (inclusiv regenerabile) se consideră ca în RMB (nu se iau î considerare alte centrale regenerabile care au CR, ATR, studii avizate, în afară celor deja modelate in RMB).

Excepție:

Pentru regimul de dimensionare se vor lua în considerare toate sursele de producere a energiei electrice (PIF, CR, ATR, SS avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie) utilizând coeficienții definiți de specificul grupurilor generatoare și punctul de racordare pentru următoarele situații:

- configurații ale rețelei electrice care în schema normală de funcționare este radială, inclusiv cele prevăzute cu RABD (Reanclanșare Automată în Bucla Deschisă): se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS atât pe axa radială cât și asupra zonei de rețea analizată RED/RET);
- se analizează racordarea la MT într-o stație de transformare IT/MT: se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS asupra rețelei electrice de MT și stației de transformare IT/MT – transformatoare, Iscc, tratarea neutrului, variatii de tensiune etc.

8.1.1.2. Dacă instalația de stocare asociată centralei are puterea mai mică decât centrala, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare de 4h, atunci calculele se realizează astfel:

- Pentru puterea instalației de stocare egală cu puterea CEF calculele se realizează pe RMB conform punctului 9.1.1.1
- Pentru diferența dintre puterea centralei și puterea instalației de stocare, calculele se realizează conform Secțiunii I (se consideră ca și spor de putere la o centrală fotovoltaică).

8.1.2.CEM (CEE+IS)

- Pentru centralele mixte formate din centrale eoliene și instalație de stocare, calculele se realizează conform Secțiunii I.

8.2. Dacă se analizează o instalație de stocare independentă, calculele se realizează pe pentru VDV, VSI, GNV astfel:

- Se consideră că instalația de stocare produce 100% din puterea instalată la regimurile de vârf și consumă 100% din puterea instalată la GNV;
- Instalațiile de stocare independente din zona analizată cu CR, ATR sau studii de soluție avizate și contracte incheiate pentru elaborarea studiilor de solutie produc 50% capacitate la VSI și VDV și consumă 50% din capacitate la GNV;
- CEE și CEF care au și instalații de stocare se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare la VSI și VDV;
- CEE și CEF care au și instalații de stocare consumă 50% din puterea instalată a IS (sau din puterea aprobată pentru consum dacă aceasta este mai mică decât puterea instalată a IS) la GNV;

- Alte centrale electrice în zona analizată se consideră încărcate ca în RMB (nu se iau in considerare alte centrale regenerabile care au CR, ATR, studii avizate, in afara celor deja modelate in RMB).

Excepție:

Pentru regimul de dimensionare se vor lua în considerare toate sursele de producere a energiei electrice (PIF, CR, ATR, SS avizate) utilizând coeficienții definiți de specificul grupurilor generatoare și punctul de racordare pentru următoarele situații:

- configurații ale rețelei electrice care în schema normală de funcționare este radială, inclusiv cele prevăzute cu RABD (Reanclanșare Automată în Bucla Deschisă): se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS atât pe axa radială cât și asupra zonei de rețea analizată RED/RET);
- se analizează racordarea la MT într-o stație de transformare IT/MT: se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS asupra rețelei electrice de MT și stației de transformare IT/MT – transformatoare, Iscc, tratarea neutrului, variatii de tensiune etc.

8.3. În situația unui ATR existent pentru o CEF, valabil, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia în vederea montării unei instalații de stocare, cu păstrarea puterii aprobate, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mic de 4h și se va încărca doar din CEF, atunci analiza de sistem rămâne valabilă cea din ATR existent.

8.4. În situația unui ATR existent pentru o CEF, valabil, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia în vederea montării unei instalații de stocare, cu păstrarea puterii aprobate, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mare sau egal cu 4h, indiferent de unde se încarcă, atunci analiza de sistem se va realiza ca la punctul 9.1.1.1, la data plății contractului de elaborare pentru studiul pentru actualizarea ATR.

8.5. În situația unui ATR existent valabil pentru o IS independentă, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mic de 4h, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia cu mărirea capacității instalației de stocare la 4h și în vederea montării unei CEF cu o putere mai mică sau egală decât a instalației de stocare, cu păstrarea puterii aprobate în ATR, atunci analiza de sistem ramâne valabilă cea din ATR existent, dacă CEF este mai mică de minim 4 ori față de capacitatea IS (MWh).

8.6. În situația unui ATR existent valabil pentru o IS independentă, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mic 4h, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia cu mărirea capacității instalației de stocare la 4h și în vederea montării unei CEF cu o putere mai mare decât a instalației de stocare, cu păstrarea puterii aprobate în ATR, atunci analiza de sistem se va realiza la data plății contractului de elaborare pentru studiul pentru actualizarea ATR și în conformitate cu punctul 9.1.1.2.

8.7. În funcție de rezultatele regimurilor de dimensionare analizate se acceptă impunerea restricției de funcționare pentru centralele electrice/IS la anumite paliere de funcționare. Restricția de funcționare se asigură prin sistemul de management al centralei electrice/IS.

Anexe:

- Anexa 1 – Zone de analiză
- Anexa 2 - Construirea cazurilor şi analiza regimurilor de funcţionare în vederea dimensionării RET
- Anexa 3 - Tabel centralizator al regimurilor de funcționare

Anexa 1 - Zone de analiză

Zonele de rețea sunt definite conform tabelului următor:

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
A	Brăila Calarași (partea de est) Constanța Galați Ialomița Tulcea	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
		LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud
		LEA 400 kV Pelicanu – București Sud
		LEA 400 kV Rahman – Dobrudja
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești
		LEA 400 kV Stupina – Varna
		LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși
		LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud
		LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		CT 110 kV Lieşti
A1	Galați	LEA 110 kV Smârdan – Brăilița
		LEA 110 kV Abator – Brăilița
		LEA 110 kV Măxineni – Liești
		CT 110 kV Liești
		CLT 110 kV Smârdan
		AT 200 MVA, 220/110 kV Filești
		Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan
A2	Brăila	LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatna circ. 1
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatna circ. 2
		LEA 110 kV Smârdan – Brăilița
		LEA 110 kV Abator – Brăilița
		LEA 110 kV Măxineni – Liești
		CT 110 kV Gura Ialomiței
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Lacu Sărat
		Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței
A3	Tulcea	LEA 110 kV Hârșova – Topolog derivație Cișmeaua Nouă
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatna circ. 1
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatna circ. 2
		LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu derivație Fântânele
		LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu
		Trafo 1, 2, 3 – 250 MVA, 400/110 kV Tulcea Vest
A4	Constanța	LEA 110 kV Hârșova – Topolog derivație Cișmeaua Nouă
		LEA 110 kV Basarabi – Băltăgești
		LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu derivație Fântânele
		LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu
		Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Constanța Nord

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud
A5	Ialomița Călărași	LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		LEA 110 kV Basarabi – Băltăgești
		LEA 110 kV Solex – Fundulea
		LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord
		CT 110 kV Pelicanu
		CT 110 kV Gura Ialomiței
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Mostiștea
		Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței
		Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu
B	București Giurgiu Ilfov Teleorman	LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței
		LEA 400 kV București Sud – Pelicanu
		LEA 400 kV Domnești – Urechești
		LEA 400 kV Slatina – București Sud
		LEA 400 kV Domnești – Brazi Vest
		LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord
		LEA 220 kV Brazi Vest – Fundeni d.c.
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi derivație Tâncăbești
		LEA 110 kV Icoana – Hârlești
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV Preajba – Mozăceni
		CT 110 kV Turnu Măgurele
B1	Giurgiu Teleorman	LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord
		LEA 110 kV Icoana – Hârlești
		LEA 110 kV Preajba – Mozăceni
		LEA 110 kV Mihăilești – Domnești
		LEA 110 kV Jilava – Copăceni
		LEA 110 kV Jilava – Colibași
		CT 110 kV Turnu Măgurele
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru
		AT1, 2, 3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele
B2	București Ilfov	LEA 110 kV Mihăilești – Domnești
		LEA 110 kV Jilava – Copăceni
		LEA 110 kV Jilava – Colibași
		LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV București Nord – București Centru
		LEA 110 kV Cotroceni – Panduri
		LEA 110 kV Grozăvești – Filaret
		LEA 110 kV Vulcan – Sălaj

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		CL 110 kV Pajura
		CT 110 kV București Nord
		CT 110 kV Răzoare
		CT 110 kV Progresu
		Trafo 1, 2, 3 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești
B3	București Ilfov	LEA 110 kV Grozăveşti – Filaret
		LEA 110 kV Vulcan – Sălaj
		LEA 110 kV București Nord – București Centru
		LEA 110 kV FCME – Republica
		LEA 110 kV Solex – Fundulea
		CT 110 kV Progresu
		CL 110 kV Mihai Bravu
		CL 110 kV Faur
		CT 110 kV Solex
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV București Sud
B4	București Ilfov	LEA 110 kV Titan – Republica
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi derivație Tâncăbești
		CL 110 kV Faur
		CL 110 kV Mihai Bravu
		CT 110 kV București Nord
		CL 110 kV Pajura
		CT 110 kV Solex
		AT1, 2 – 400 MVA 220/110 kV Fundeni
C	Argeș Buzău Dâmbovița Prahova Vâlcea	LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest
		LEA 220 kV Brazi Vest – Fundeni d.c.
		LEA 400 kV Bradu – Țânțăreni
		LEA 400 kV Brașov – Bradu
		LEA 400 kV Brazi Vest – Domnești
		LEA 110 kV Pojaru – Berbești
		LEA 110 kV Mozăceni – Preajba
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV CET Brazi – Tâncăbești derivație Fundeni
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
		LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Brădișor
		CT 110 kV Drăgășani
C1	Buzău Prahova	LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
		LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV CET Brazi – Tâncăbești derivație Fundeni
		LEA 110 kV Gura Ocniței – Păstârnacu
		CT 110 kV Doftana
		AT 200 MVA, 220/110 kV Teleajen
		AT 200 MVA, 220/110 kV Stâlpu
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest
C2	Dâmbovița	LEA 110 kV Gura Ocniței – Păstârnacu
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Drăgăiești – Pătroaia
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Doftana
		AT1, 2, 3 – 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște
C3	Arges Valcea	LEA 110 kV Drăgăiești – Pătroaia
		LEA 110 kV Mozăceni – Preajba
		LEA 110 kV Poiana Lacului – Căzănești
		LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea
		LEA 110 kV Valea Danului – Cornetu derivație Gura Lotrului
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu
		LEA 110 kV Pojaru – Berbești
		CT 110 kV Drăgășani
		CT 110 kV Brădișor
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Stupărei
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Râureni
D	Dolj Gorj Mehedinți Olt	LEA 400 kV Urecheşti – Domneşti
		LEA 400 kV Slatina – Bucureşti Sud
		LEA 400 kV Ţânţăreni – Sibiu Sud
		LEA 400 kV Ţânţăreni – Bradu
		LEA 400 kV Porţile de Fier – Djerdap
		LEA 400 kV Ţânţăreni – Kozlodui d.c.
		LEA 220 kV Porţile de Fier – Reşiţa d.c.
		LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
		LEA 220 kV Urecheşti – Târgu Jiu Nord
		LEA 110 kV Turnu Severin – Topleţ d.c.
		LEA 110 kV Pojaru – Berbeşti
		LEA 110 kV Icoana – Hârleşti
		CT 110 kV zona Turnu Măgurele
		CT 110 kV Drăgăşani
		AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
D1	Olt Dolj	LEA 110 kV Craiova Nord – Bals d.c.
		LEA 110 kV Bals – Craiova Est derivație Olcit
		LEA 110 kV Icoana – Hârleşti
		LEA 110 kV Bechet – Horezu Poenari
		LEA 110 kV Caracal Vest – Jianca
		CT 110 kV Drăgăşani
		CT 110 kV Turnu Măgurele
		AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște
		Trafo 4 – 250 MVA, 220/110 kV Drăgănești Olt
D2	Dolj Gorj Mehedinți Olt	LEA 110 kV Pojaru – Berbeşti
		LEA 110 kV Craiova Nord – Bals d.c.
		LEA 110 kV Bals – Craiova Est derivație Olcit
		LEA 110 kV Caracal Vest – Jianca
		LEA 110 kV Bechet – Horezu Poenari
		CT 110 kV Banovița
		CT 110 kV CET Drobeta 1A – 2A
		CL 110 KV CET Drobeta 2A – 2B
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
		AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Isalnița
		AT 200 MVA, 220/110 kV Urechești
		AT 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești
D3/E3	Mehedinți	LEA 110 kV Turnu Severin – Topleţ circ. 2
		CT 110 kV Toplet
		CT 110 kV Banovița
		CT 110 kV CET Drobeta 1A – 2A
		CL 110 KV CET Drobeta 2A – 2B
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
		AT 200 MVA, 220/110 kV Calafat
		AT 200 MVA, 220/110 kV Cetate
		AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est
D4/E4	Mehedinți	CT 110 kV Basarabi
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
		AT 200 MVA, 220/110 kV Calafat
		AT 200 MVA, 220/110 kV Cetate
E	Caraș – Severin Mehedinți Timiș	LEA 400 kV Porţile de Fier – Djerdap
		LEA 400 kV Portile de Fier – Urecheşti –
		LEA 400 kV Portile de Fier – Slatina
		LEA 400 kV Resița – Pancevo circ. 1+2
		LEA 220 kV Calea Aradului – Arad

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		LEA 220 kV Timișoara – Arad
		LEA 220 kV Timișoara – Mintia
		LEA 110 kV Oțelu Roșu – Retezat derivație Ruschița
		LEA 110 kV Oțelu Roșu – Baru Mare
		LEA 110 kV Fântânele – Orțișoara
		LEA 110 kV Sînnicolau Mare – Lovrin
		CT 110 kV Banovița
		CT 110 kV CET Drobeta 1A – 2A
		CL 110 KV CET Drobeta 2A – 2B
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
E1	Timiș	LEA 110 kV Fântânele – Orțișoara
		LEA 110 kV Sînnicolau Mare – Lovrin
		LEA 110 kV Mosnița Nouă – Gătaia
		CL 110 kV Lugoj
		AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Timișoara
		AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Săcălaz
E2	Caraș – Severin	LEA 110 kV Oțelu Roșu – Retezat derivație Ruschița
		LEA 110 kV Oțelu Roșu – Baru Mare
		LEA 110 kV Turnu Severin – Topleț circ. 1
		LEA 110 kV Mosnița Nouă – Gătaia
		CT 110 kV Topleț
		CL 110 kV Lugoj
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Resița
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Resița
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz
F	Arad Hunedoara	LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud
		LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud
		LEA 400 kV Arad – Sandorfalva
		LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba
		LEA 220 kV Mintia – Alba Iulia
		LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord
		LEA 220 kV Mintia – Timișoara
		LEA 220 kV Arad – Timișoara
		LEA 220 kV Arad – Calea Aradului
		LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș
		LEA 110 kV Brad – Gura Roșiei
		LEA 110 kV Orăștie – Cugir derivație Șibot
		LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu
		LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu derivație Ruschița
		LEA 110 kV Fîntânele – Orțișoara
		LEA 110 kV Sînnicolau Mare – Lovrin
		CT 110 kV Vașcău
F1	Arad	LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș
		LEA 110 kV Sînnicolau Mare – Lovrin

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		LEA 110 kV Fîntânele – Orțișoara
		LEA 110 kV CFR Vărădia – CFR Câmpuri Surduc
		AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arad
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Arad
F2	Hunedoara	LEA 110 kV Brad – Gura Roșiei
		LEA 110 kV Orăștie – Cugir derivație Șibot
		LEA 110 kV Hășdat – Laminoare d.c.
		LEA 110 kV CFR Vărădia – CFR Câmpuri Surduc
		CT 110 kV Vascău
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș
F3	Hunedoara	LEA 110 kV Hășdat – Laminoare d.c.
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 1 derivație CHE Ostrovul Mare
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 2 derivație CHE Ostrovul Mic
		CL 110 kV Baru Mare
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat
F4	Hunedoara	LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu
		LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu derivație Ruschița
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 1 derivație CHE Ostrovul Mare
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 2 derivație CHE Ostrovul Mic
		CL 110 kV Baru Mare
		AT 200 MVA, 220/110 kV Parosșeni
		AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare
G	Alba Brașov Covasna Sibiu	LEA 400 kV Brașov – Gutinas
		LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest
		LEA 400 kV Brașov – Bradu
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Țânțăreni
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Mintia
		LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
		LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia
		LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului
		LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș
		LEA 110 kV Tăuni – Blaj
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivație IMA
		LEA 110 kV Gura Roșie – Brad
		LEA 110 kV Orăștie – Cugir derivație Șibot
		CT 110 kV Brădișor
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Hoghiz
		CL 110 kV Ocna Mureș
G1	Brașov	LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
	Covasna	LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Hoghiz
		Trafo 2 – 250 MVA, 400/110kV Dârste
		Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Brașov
G2	Alba Sibiu Brașov	LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz
		LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș
		LEA 110 kV Tăuni – Blaj
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivație IMA
		LEA 110 kV Gura Roșie – Brad
		LEA 110 kV Sadu V – CHE Lotru derivație Jidoaia
		LEA 110 kV Orlat –Cugir derivație Șibot
		CL 110 kV Ocna Mureș
		Trafo 3, 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Alba Iulia
G3	Vâlcea (partea de Nord)	LEA 110 kV Sadu V – CHE Lotru derivație Jidoaia
		CT 110 kV Brădișor
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Lotru
H	Bihor Bistrița – Năsăud Cluj Maramureș Sălaj Satu Mare	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
		LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab
		LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
		LEA 220 kV Ungheni – Iernut circ.1
		LEA 220 kV Ungheni – Iernut circ.2
		LEA 110 kV Chișineu Criș – Salonta
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivație IMA
		LEA 110 kV Deda – Lechința
		CT 110 kV Iernut
		CT 110 kV Vașcău
		CL 110 kV Ocna Mureș
		AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Iernut
H1	Bihor	LEA 110 kV Chișineu Criș – Salonta
		LEA 110 kV Șimleu – Suplac
		LEA 110 kV Sărmășag – Suplac
		LEA 110 kV Huedin – Munteni derivație Săcuieu
		CT 110 kV Vașcău
		Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud
H2	Sălaj	LEA 110 kV Suplac – Șimleu
		AT 200 MVA, 220/110 kV Tihău
		AT 200 MVA, 220/110 kV Sălaj
H3	Maramureș Satu Mare	LEA 110 kV Suplac – Sărmășag
		LEA 110 kV Baciu – Baia Mare 3
		LEA 110 kV Dej – Șomcuta
		AT 200 MVA, 220/110 kV Vetiș

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Baia Mare 3
H4	Cluj Bistrița-Năsăud	LEA 110 kV Șomcuța – Dej
		LEA 110 kV Baia Mare 3 – Baciu
		LEA 110 kV Munteni – Huedin derivație Săcuieu
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivaţie IMA
		LEA 110 kV Deda – Lechința
		CL 110 kV Ocna Mureş
		CT 110 kV Iernut
		Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Câmpia Turzii
I	Harghita Mureș	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni
		LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1
		LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 2
		LEA 110 kV Lechința – Deda
		LEA 110 kV Bolovăniș – Miercurea Ciuc
		LEA 110 kV Valea Crișului – Tușnad
		LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș
		LEA 110 kV Blaj – Tăuni
		CT 110 kV Iernut
		CT 110 kV Hoghiz
I1	Mureș	LEA 110 kV Lechința – Deda
		LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița
		LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș
		LEA 110 kV Blaj – Tăuni
		CT 110 kV Iernut
		CT 110 kV Hoghiz
		AT3 – 200 MVA, 220 kV Iernut
		AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni
		AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni
		AT 200 MVA, 220/110 kV Fântânele
I2	Harghita	LEA 110 kV Bolovăniș – Miercurea Ciuc
		LEA 110 kV Valea Crișului – Tușnad
		LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni
J	Bacău Botoșani Iași Neamț Suceava Vaslui Vrancea	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
		LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
		LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru
		LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest
		LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Bolovăniș
		LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
		CT 110 kV Liești
J1	Botoșani Neamț(zona Nord-	CT 110 kV Stejaru
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Suceava

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
	Vest) Suceava	AT 200 MVA, 220/110 kV Suceava
		AT 200 MVA, 220/110 kV Stejaru
J2	Neamț(fara zona Nord-Vest)	LEA 110 kV CHE Costișa – CHE Buhuși
		LEA 110 kV Roman Laminor – Filipești
		LEA 110 kV Roman Laminor – Mărgineni
		LEA 110 kV Roman Nord – Războieni
		LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos
		CT 110 kV Stejaru
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Roman Nord
		AT 1(2) – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava
J3	Iași Vaslui	LEA 110 kV Roman Nord – Războieni
		LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos
		LEA 110 kV Bârlad - Glăvănești
		AT 1(2) – 200 MVA, 220/110 kV FAI
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Munteni
J4	Bacău Vrancea	LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Bolovănis
		LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
		LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești
		LEA 110 kV CHE Costișa – CHE Buhuși
		LEA 110 kV Roman Laminor – Filipești derivație Roman Vest
		LEA 110 kV Roman Laminor – Mărgineni
		CT 110 kV Liești
		AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Borzești
		AT 3(4) – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Focșani Vest
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Bacău Sud

Anexa 2
Construirea cazurilor şi analiza regimurilor de funcţionare în vederea dimensionării RET

A. Construirea cazurilor de funcţionare în vederea dimensionării RET

Performanţele de funcţionare a RET se stabilesc prin analiza unui număr mare de regimuri de funcţionare care pot apărea în condiţii normale de funcţionare a SEN interconectat sincron cu sistemul electroenergetic european continental .

Analiza dimensionării RET la diferite orizonturi de prognoză este realizată în conformitate cu prevederile Normativului pentru proiectarea sistemului energetic national (PE026/1992) și cu regulile din prezentul document.

În vederea realizării calculelor şi analizelor de sistem se elaborează modele de reţea corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcţionare a RET;
- cazuri care conduc la regimurile de funcţionare cele mai dificile care pot apărea în condiţii normale de funcţionare a SEN şi la care reţeaua trebuie să facă faţă - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB şi RD se construiesc pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineaţa vară (VDV), vârf de consum dimineată iarnă (VDI) şi gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare din cele 3 orizonturi de prognoză: An0+1, An0+5, An 0+10 (An0 fiind ultimul an anterior perioadei analizate) .

Regulile de elaborare atât pentru RMB cât şi pentru RD sunt stipulate în PE 026/1992.

Deoarece documentul menţionat nu are prevederi pentru centralele eoliene și fotovoltaice, având în vedere caracterul stocastic al regimului de funcţionare al acestor centrale, prevederile PE 026/1992 au fost completate pentru acestea cu reguli specifice, prezentate mai jos.

<u>Construirea regimurilor medii de bază (RMB)</u>

Regimul mediu de bază se construieşte de către Transelectrica pentru scenariul de bază privind evoluția capacităţilor instalate. Acest scenariu de bază este stabilit pentru Planul de Dezvoltare a RET în concordanță cu PNIESC și cu Strategia Energetică a României.

În scenariul de bază se consideră instalate, în afară de centralele puse în funcțiune, grupurile/centralele noi eoliene sau fotovoltaice având contract de racordare sau ATR valabil, în ordinea semnării acestora, până la atingerea țintelor din PNIESC.

Notă: Dacă în momentul realizării RMB nu se pot atinge țintele respective în acest fel, doar pentru studiile de Dezvoltare a RET, se pot modela și centrale suplimentare, care au studiu de soluție avizat sau în curs de avizare, care au cerere de racordare depusă recent, care au solicitat informare preliminară sau care au avut în trecut contract de racordare. Pentru studiile de soluție nu se vor modela astfel de centrale suplimentare. Deci, dacă este cazul, Transelectrica va realiza

modele de rețea RMB de două categorii: pentru studiile de Dezvoltare RET și pentru studii de soluție.

Grupurile noi termoelectrice şi hidroelectrice, prevăzute în strategia energetică a guvernului şi având studii de soluţie avizate, se consideră instalate în scenariul de bază al etapei respective, chiar dacă nu au Contract de racordare sau ATR, la termenele de punere în funcţiune anunţatate, conform comunicărilor Transelectrica.

De exemplu, conform informaţiilor din momentul elaborării acestui document:

- U3 și U4 700 MW Cernavodă se consideră instalate din 2030 respectiv 2031.

În scenariul de bază incărcarea grupurilor se face respecând criteriul minimizării costurilor variabile, în condiţiile satisfacerii condiţiilor de sistem impuse, pornind de la rezultatele programului Plexos de modelare a pieței de electricitate rulat de Transelectrica, în care:

- Centralele hidroelectrice sunt încărcate pentru condiţii de hidraulicitate medie;
- CEE onshore sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 20% la VDV și GNV și 30% la VSI și VDI);
- CEE offshore sunt încărcate la 95% Pi la VSI, VDV, VDI și GNV;
- Centralele fotoelectrice (CEF) se consideră funcţionând doar la VDV și VDI şi sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 65% la VDV și 15% la VDI);
- Centralele termoelectrice și centralele bazate pe alte resurse regenerabile (biomasă, biogaz) sunt încărcate pe baza ordinii de merit.
- Instalațiile de stocare independente se consideră că produc 50% din puterea aprobată la VDV și VSI și consuma 50% din puterea aprobată pentru consum la GNV.

B. Analiza regimurilor de funcţionare în vederea dimensionării RET

Analizele se realizează considerându-se sistemul electroenergetic al României interconectat sincron cu sistemul electroenergetic european continental.

Se realizează analizele solicitate conform temei de studiu sau a caietului de sarcini dedicat studiului suport respectiv pentru Planul de Dezvoltare a RET.

În continuare sunt prezentate câteva principii generale.

1. Regimurile staţionare

Se analizează regimurile medii de bază şi regimurile de dimensionare, la palierele curbei de sarcină VSI, VDV, VDI şi GNV, în schema N şi N-1, prin calcule de regim staţionar.

Verificarea criteriului N-1 se va face şi pentru declanşarea liniilor de interconexiune. La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10km. Pentru liniile din stația 400kV Cernavodă se va verifica criteriul N-2.

Se identifică, aplicându-se criteriile de dimensionare conform PE 026/1992, regulilor de mai sus şi Codului tehnic al RET, zonele în care nu se îndeplinesc condiţiile tehnice normate privind calitatea energiei electrice şi siguranţa funcţionării SEN şi se stabilesc soluţii de rezolvare.

Regimurile staţionare sunt analizate din punct de vedere al:

- gradului de încărcare a elementelor RET şi RED (110 kV);
- nivelului de tensiune în nodurile RET şi RED (110 kV);
- nivelului pierderilor de putere activă în RET.

Gradul de încărcare admis este determinat de caracteristicile echipamentelor.

Benzile admisibile de tensiune admise, în acord cu legislaţia în vigoare, sunt:

- Reţeaua de 400 kV: 380 kV şi 420 kV;
- Reţeaua de 220 kV: 198 kV şi 242 kV;
- Reţeaua de 110 kV: 99 kV şi 121 kV.

În aceste calcule, se modelează T şi AT pe plotul nominal, considerându-se posibilitatea de utilizare a reglajului ca o rezervă pentru operarea reţelei în cazurile care exced regimurile de dimensionare. Într-o abordare similară, nu se utilizează posibilitatea de funcţionare a grupurilor în regim inductiv, caracterizat de absorbţie de putere reactivă.

1. Verificarea dimensionării RET la condiţii de stabilitate statică - Determinarea puterilor maxime admisibile în secţiunile caracteristice

Pentru determinarea regimului critic şi a valorii maxime admisibile a puterii tranzitate printr-o secţiune a SEN din considerente de stabilitate statică, se modifică în paşi succesivi regimul iniţial, în sensul creşterii deficitului sau excedentului, de o parte şi alta a secţiunii analizate, prin creşteri/ scăderi de consum/ producţie.

Calculul se opreşte la apariţia primului regim instabil şi se consideră regim critic ultimul regim stabil. În raport cu regimul critic, în configuraţie N şi N-1, se determină regimul admisibil, caracterizat prin rezervă normată de 20% în configuraţie cu N elemente şi 8% în configuraţie cu N-1 elemente.

Se calculează limitele de stabilitate statică în secţiunile caracteristice şi puterile admisibile prin secţiuni care asigură rezervele normate faţă de limite, în scheme de durată complete (toate elementele în funcţiune) şi, pentru identificarea cazurilor de retrageri din exploatare condiţionate, în scheme de durată cu fiecare element din secţiune retras, pe rând, din exploatare.

Puterile admisibile pentru secţiunile caracteristice ale SEN trebuie să asigure rezerva normată - adică, simultan:

- 20% faţa de limita de stabilitate calculată pentru configuraţia de durată (completă sau cu un element retras)

şi

- 8% faţa de limita de stabilitate calculată pentru configuraţia de scurtă durată rezultată în urma contingenţelor semnificative aplicate la configuratia de durată (linie, T/AT, grup generator sau consum concentrat) (verificarea criteriului N-1).

Deci, pentru fiecare configuratie de durată (completă sau cu un element din secţiune retras), se stabileşte valoarea admisibilă prin secţiune ca fiind minima dintre: valoarea admisibilă prin secţiune cu rezerva de 20% şi valorile admisibile prin secţiune calculate cu fiecare dintre

celelalte elemente din secţiune declanşate suplimentar, pe rând, faţă de care se asigură o rezervă de 8%.

2. Analiza condiţiilor de stabilitate tranzitorie

Pentru centrale, se verifică stabilitatea tranzitorie, cu încarcarea grupurilor la maximum. Analiza se face pe secţiunea de evacuare din centrală, pentru configuraţie normală şi configuraţii cu un element retras din exploatare de durată. Se analizează şi scurtcircuite trifazate pe barele staţiilor.

Pentru determinarea soluţiei tehnice din punct de vedere al performanţei necesare a echipamentelor de reglaj, comutaţie şi protecţie, în regimurile staţionare cu rezervă normată de stabilitate statică asociate fiecărei secţiuni caracteristice a SEN, se calculează:

(1) timpul critic de eliminare a defectului pe liniile electrice de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul analizat, lângă staţie - la scurtcircuit permanent trifazat, eliminat prin acţionarea corectă a protecţiei de bază şi a întreruptoarelor, cu considerarea dispozitivelor RAR; pentru scenariul la care s-a identificat timpul critic, se reia simularea cu extinderea intervalului de simulare la 20-30 secunde, pentru a identifică eventuala necesitate a echipării cu PSS pentru amortizarea oscilaţiilor;

(2) timpul critic de eliminare a defectului pe barele de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul (separate de această bara printr-o linie, un transformator sau o cuplă) - la scurtcircuit trifazat; se identifică eventualele situaţii de neamortizare a oscilaţiilor;

(3) timpul critic de eliminare a defectului pe bara de 400 kV sau 220 kV la care se racordează grupul - la scurtcircuit trifazat, pentru verificarea efectului asupra grupurilor existente.

Ţinând seama de prevederile Codului tehnic al RET şi PE 026 / 1992 – Normativ pentru proiectarea SEN, verificarea condiţiilor de stabilitate tranzitorie pe secţiunile caracteristice ale SEN se efectuează în următoarele condiţii şi pentru următoarele perturbaţii:

- În regimurile staţionare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzatoare fiecărei secţiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configuraţie de durata (completă şi respectiv cu câte un element din secţiune retras programat, pe rând): scurtcircuit polifazat permanent (bifazat cu pamantul sau trifazat) pe o linie din RET, eliminat prin acţionarea corectă a protecţiei de bază şi a întreruptoarelor, fără RAR (RAR anulat) și cu RAR nereușit;
- În regimurile staţionare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzatoare fiecărei secţiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configuraţie de scurtă durată cu un element declanșat (rezultată în urma contingenţelor semnificative aplicate, pe rând, la configurația completă): scurtcircuit monofazat pe o altă linie din RET, eliminat prin acţionarea corectă a protecţiei de bază şi a întrerupătoarelor, urmat de RARM reuşit.

Se verifică astfel faptul că încărcarea fiecăreia dintre secţiuni la valoarea puterii limită de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate nu prezintă risc de pierdere a stabilităţii grupurilor generatoare din SEN la solicitări de scurtcircuit simetric şi nesimetric în RET.

Calculele se realizează considerându-se apariţia scurtcircuitului, pe rând, la ambele capete ale liniilor.

Pentru zonele în care este instalată o putere semnificativă în centrale eoliene, scenariile de declanşare pentru verificarea criteriului N-1 iau în considerare, ca variantă pentru identificarea situaţiilor periculoase, şi declanşarea grupurilor eoliene în regimul tranzitoriu determinat de declanşarea elementului de reţea.

În funcţie de tipul instalaţiilor de RAR şi teleprotecţiei cu care este echipată linia respectivă, se utilizeaza următoarele scenarii de evoluţie a regimului tranzitoriu:

- În cazul în care linia nu este prevăzută cu teleprotecţie şi RAR trifazat, scurtcircuitul trifazat este eliminat definitiv prin protecţia de distanţă.
- În cazul în care linia este prevăzută cu RART, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat prin protecţia de distanţă, cu reconectarea pe defect din capătul în care dispozitivul RART este prevăzut cu "control lipsă tensiune", după care linia este deconectată definitiv prin acţionarea protecţiei.
- În cazul liniilor fără instalaţii de teleprotecţie, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat de protecţia de distanţă în trepte, cu o temporizare de 0,4 s între acţionarea celor două întreruptoare de la capetele liniei respective.
- În cazul liniilor echipate cu instalaţii de teleprotecţie, scurtcircuitul trifazat este eliminat prin protecţie la ambele capete, cu considerarea timpului de transmisie a semnalului de deblocare.
- În cazul unui scurtcircuit pe bare, se consideră acţionarea corectă a protecţiei diferenţiale de bare.

4. Evaluarea solicitărilor la scurtcircuit

Valorile curenţilor de scurtcircuit sunt calculate în conformitate cu prevederile PE 134 / 1995 – "Normativ privind metodologia de calcul al curenţilor de scurtcircuit în reţeelele electrice cu tensiunea peste 1 kV", normativ elaborat în conformitate cu prevederile CEI.

Se determină valorile curenţilor de scurtcircuit trifazat, monofazat şi bifazat cu pământul în staţiile de 400 kV şi 220 kV din RET, şi în staţiile de 110 kV aflate în administrarea Transelectrica S.A.

Calculele sunt efectuate utilizând metoda simplificată în care se admit următoarele:

- egalitatea în modul şi argument a tuturor tensiunilor electromotoare din nodurile reţelei;
- neglijarea rezistenţei reţelei;
- neglijarea sarcinilor din noduri.
- în regimul iniţial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Aceste simplificări pot conduce la o eroare de cca. 10% în raport cu rezultatele obţinute printr-un calcul exact, eroare considerată admisibilă.

Calculele de dimensionare a echipamentelor şi aparatajului din instalaţiile electrice, a prizelor de pământ şi a protecţiei liniilor de telecomunicaţie se efectuează pentru regimul maxim de funcţionare. Acesta este caracterizat prin:

- Toate generatoarele, liniile şi unităţile de transformare ale reţelei, în funcţiune;
- Toate autotransformatoarele 400/220 kV şi 220/110 kV, şi transformatoarele 400/110 kV considerate cu neutrele legate la pământ;
- Toate transformatoarele de bloc din staţiile centralelor funcţionează cu neutrul legat la pământ;
- Reţeaua de 400, 220 şi 110 kV buclată, cuplele conectate.

Valorile curenţilor de scurtcircuit servesc la:

- verificarea instalaţiilor existente şi determinarea etapei în care, eventual, sunt depăşite performanţele acestora, stabilirea performanţelor echipamentelor şi aparatajului ce urmează a fi asimilate în perspectivă;
- dimensionarea noilor instalaţii la solicitări dinamice şi termice care pot apărea în reţea;
- stabilirea reglajelor pentru protecţiile prin relee şi automatizările de sistem;
- determinarea influenţei liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicaţii şi a curenţilor prin prizele staţiilor.

Anexa 3 - Tabelul centralizator al regimurilor de dimensionare ale rețelelor electrice

Regim	CNE	Gaze	CHE	CEE	CEF	IS	CEM(CEF=IS 4h)	centrale mixte CEF+IS	centrale mixte CEE+IS (+CEF)
			procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum
RMB Transelectrica conform ținte PNIESC									
VDV	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	65%	100%	100%	100%	100%
VDI	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	15%	100%	100%	100%	100%
VSI	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	0	100%	100%	100%	100%
GNV	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	0	-100%	-50%	-50%	-50%
RD Regenerabile									
VDV	100%	Plexos	90%	70% RET, 85% RED	80%	50%	100%	100%	100%
VDI	100%	Plexos	90%	70% RET, 85% RED	30%	50%	100%	100%	100%
VSI	100%	Plexos	90%	70% RET, 85% RED	0	50%	100%	100%	100%
GNV	100%	Plexos	50%	70% RET, 85% RED	0	-50%	-50%	-50%	100%
RD Stocare									
VDV	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	65%	50%	100%	100%	100%
VDI	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	15%	50%	100%	100%	100%
VSI	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	0	50%	100%	100%	100%
GNV	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	0	-50%	-50%	-50%	-50%
RD Gaze									
VDV	100%	100%	Hidraulicitate medie	20%	65%	50%	100%	100%	100%
VDI	100%	100%	Hidraulicitate medie	30%	15%	50%	100%	100%	100%
VSI	100%	100%	Hidraulicitate medie	30%	0	50%	100%	100%	100%
GNV	100%	100%	Hidraulicitate medie	20%	0	-50%	-50%	-50%	-50%

	Anexa B-1 -Consumuri realizate pe stații - Iulie 2024																
NOD	NUME_BARA	SIMBOL	DET	SD	T	VD_14_PC	VD_14_QC	VD_14_QB	VS_22_PC	VS_22_QC	VS_22_QB	GN_04_PC	GN_04_QC	GN_04_QB	GS_4_PC	GS_4_QC	GS_4_QB
2155	Ocna Mures	OCNAM11	5	AB	1												
2156	Ocna Mures	OCNAM12	5	AB	1	4,60	2,44		7,67	0,60		5,30	0,59		3,98	1,05	
2162	Petresti	PETRE11	5	AB	1	5,00	2,10		4,90	1,90		4,90	2,00		4,60	1,90	
2163	Gilceag	GILCE11	5	AB	1	0,80	0,20		0,90	0,20		0,40	0,10		0,40	0,10	
2167	Cugir	CUGIR11	5	AB	1	12,60	4,30		11,20	3,00		9,30	3,00		8,30	3,00	
2170	Sebes PIANU	SEBES11	5	AB	1	18,38	3,80	2,40	15,80	3,90		16,20	4,00		14,30	1,20	
2171	Barabant	BARAB11	5	AB	1	18,60	2,60		19,30	2,10		13,30	1,80		14,80	0,30	
2172	Blaj	BLAJ 11	5	AB	1	11,00	3,00		12,90	2,70		9,70	1,80		6,50	3,00	
2173	Cimpeni	CIMPE11	5	AB	1	3,67	0,71		3,10	0,22		1,81	0,30		2,12	0,38	
2174	Aiud	AIUD 11	5	AB	1	7,70	3,44		7,67	0,60		5,30	0,59		3,98	1,05	
2175	Turnatoria Alba Iulia	TURAI11	5	AB	1												
2176	Zlatna	ZLATN11	5	AB	1	2,35	0,62		2,71	0,69		1,82	0,23		1,83	0,31	
2178	Baia de Aries	BAIAA11	5	AB	1	1,00	0,30		0,90	0,60		0,60	0,60		0,50	0,40	
2181	Teius	TEIUS11	5	AB	1	8,09	4,95		10,20	3,79		6,80	2,31		4,65	0,64	
2182	Lupsa	LUPSA11	5	AB	1	3,03	0,29		3,35	0,29		3,02	0,20		3,20	0,65	
2183	Cariera Rosia Poieni	CROSI11	5	AB	1	0,10	0,10		0,60	0,10		0,60	0,10		0,10	0,10	
2185	Uz.de Prep. Rosia Poieni	UPROS11	5	AB	1	2,90	1,80		8,30	1,30		6,40	1,50		6,90	1,80	
2186	Gura Rosie	GURRO11	5	AB	1	1,73	0,80		1,34	0,70		0,95	0,50		1,41	0,15	
2188	MDF Sebes	MDFSE11	5	AB	1	23,20	13,00		30,60	15,70		29,40	15,80		23,00	13,90	
2189	Alba Iulia	AIULI11	5	AB	1	9,32	1,01		9,00	1,00		6,00	1,00		6,00	1,00	
2252	CFR Teius	CFTEI11	5	AB	1	0,67	0,40		1,90	0,80		1,98	0,90		1,75	2,10	
2253	Sibot CFR	SIBOT11	5	AB	1	0,00	0,00		1,00	0,90		0,00	0,00		0,60	0,90	
2256	Tauni	TAUNI11	5	AB	1	1,90	0,94		2,30	0,91		2,50	1,10		2,40	1,50	
2278	Turnatoria Alba Iulia B2	TURAI12	5	AB	1	1,70	0,80		3,70	1,70		1,70	0,70		4,30	1,70	
2279	Alba Iulia B2-110	AIULI12	5	AB	1												
2266	Sasciori	SASCI11	5	AB	1												
2026	Sebes Zona Industriala	SEBESZI	5	AB	1	8,80	0,10		8,50	0,20		7,50	0,20		7,50	0,10	
2090	Brasov	BRASO11	5	BV	1												
2092	Dirste	DIRST11	5	BV	1												
2093	Astra	ASTRA11	5	BV	1												
2094	Astra	ASTRA12	5	BV	1	2,11	1,01	0,00	1,88	0,68	0,00	1,52	0,56	0,00	1,06	0,46	0,00
2095	Metrom	METRO11	5	BV	1	2,84	1,33	0,00	2,16	-0,28	0,00	1,51	0,08	0,00	1,35	0,14	0,00
2096	Metrom	METRO12	5	BV	1												
2099	IA Brasov	UAB 11	5	BV	1	1,39	0,79	0,00	1,61	0,33	0,00	0,92	0,26	0,00	0,92	0,20	0,00
2100	IA Brasov	UAB 12	5	BV	1												
2101	Zizin	ZIZIA11	5	BV	1	23,15	1,57	0,00	22,68	-0,98	0,00	15,32	-2,41	0,00	0,00	0,00	0,00
2104	Sacele	SACEL11	5	BV	1	6,42	1,11	0,00	7,59	-0,20	0,00	4,96	-0,78	0,00	4,38	-0,99	0,00
2105	TFST	TFST 11	5	BV	1	10,55	3,83	0,00	9,53	2,25	0,00	6,11	0,93	0,00	5,67	0,59	0,00
2106	TFST	TFST 12	5	BV	1												
2107	Rulmentul	RULME11	5	BV	1												
2108	Rulmentul	RULME12	5	BV	1	2,59	0,43	0,00	2,54	0,56	0,00	1,35	0,71	0,00	1,60	1,25	0,00
2109	Tractorul	TRACT11	5	BV	1												
2110	Tractorul	TRACT12	5	BV	1	3,92	-0,43	0,00	3,16	-0,61	0,00	1,85	-0,65	0,00	1,75	-0,67	0,00
2111	Brasov Centru	BRASC11	5	BV	1	13,03	-0,57	0,00	10,99	1,86	0,00	6,75	1,43	0,00	6,25	1,26	0,00
2112	Brasov Centru	BRASC12	5	BV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2113	ICA Ghimbav	ICAGH11	5	BV	1	16,44	4,10	0,00	14,52	2,75	0,00	12,68	2,28	0,00	9,46	0,67	0,00
2114	Bartolomeu	BARTO11	5	BV	1	20,15	0,65	1,24	17,40	1,99	0,00	11,65	0,54	0,00	9,06	0,47	0,00
2115	Codlea	CODLE11	5	BV	1	12,77	3,22	0,00	12,48	1,52	0,00	9,65	0,60	0,00	7,91	0,18	0,00

2116	FS Risnov	FSRIS11	5	BV	1	6,23	-0,62	1,10	6,85	-0,41	0,37	4,62	-0,51	0,00	3,85	-0,69	0,00
2118	Ciment Hoghiz	CIHOG11	5	BV	1			0,00			0,00			0,00			0,00
2119	Ciment Hoghiz	CIHOG12	5	BV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2120	Hoghiz 1B+2	HOGHI11	5	BV	1	3,61	-0,64	1,14	4,51	-0,20	0,00	2,91	-0,29	0,00	2,81	-0,31	0,00
2123	Fagaras	FAGAR11	5	BV	1	12,63	2,74	0,00	12,34	1,41	0,00	7,99	0,32	0,00	6,29	-0,19	0,00
2124	UCEA	UCEA 11	5	BV	1	4,07	0,22	0,00	4,62	0,16	0,00	3,62	-0,07	0,00	3,32	-0,19	0,00
2125	UCEA	UCEA 12	5	BV	1												
2126	CCH Victoria Tr.1	CCHVI11	5	BV	1												
2127	Tohan	TOHAN11	5	BV	1	21,36	3,15	0,00	22,85	3,78	0,00	18,48	3,15	0,00	18,03	2,30	0,00
2128	Uzina R	UZROT11	5	BV	1	0,55	0,10	0,00	0,40	-0,13	0,00	0,38	-0,13	0,00	0,18	0,03	0,00
2130	Hidromecanica	HIDRO11	5	BV	1	1,89	0,63	0,00	2,38	0,44	0,00	1,85	0,25	0,00	1,08	0,06	0,00
2131	Hidromecanica	HIDRO12	5	BV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2132	IUS Brasov	IUSBV11	5	BV	1	8,26	-0,92	0,00	6,94	-1,42	0,00	3,37	-2,36	0,00	3,16	-2,52	0,00
2133	IUS Zizin	IUSBV12	5	BV	1	0,49	-1,55	0,00	0,20	-1,63	0,00	0,01	-1,64	0,00	0,02	-1,70	0,00
2135	Predeal	PREDE11	5	BV	1	2,15	-0,66	0,00	2,29	-0,77	0,00	1,68	-0,86	0,00	1,65	-0,84	0,00
2136	Ghimbav	GHIMB11	5	BV	1	11,90	5,15	0,00	13,21	4,33	0,00	10,90	3,39	0,00	5,66	0,22	0,00
2137	Prejmer	PREJM11	5	BV	1	7,33	0,76	1,12	8,83	0,96	0,47	5,61	0,15	0,00	3,95	-0,51	0,00
2138	IUC Fagaras	IUCFA11	5	BV	1	0,57	0,22	0,00	0,36	0,15	0,00	0,34	0,07	0,00	0,39	0,05	0,00
2139	IUC Fagaras	IUCFA12	5	BV	1												
2144	CFR Rupea	CFRUP11	5	BV	1	3,82	0,70	0,00	5,11	0,59	0,00	2,82	-0,44	0,00	2,38	-0,67	0,00
2145	CFR Rupea	CFRUP12	5	BV	1												
2146	CFR Maierus	CFMAI11	5	BV	1			0,00			0,00			0,00			0,00
2147	CFR Maierus	CFMAI12	5	BV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2148	CFR Predeal	CFPRE11	5	BV	1												
2149	Azot Fagaras	AZOTF11	5	BV	1	0,04	-0,05	0,00	0,04	-0,05	0,00	0,04	-0,04	0,00	0,05	-0,03	0,00
2150	Azot Fagaras	AZOTF12	5	BV	1												
2245	Racadau	RACAD11	5	BV	1	6,81	-1,24	0,00	5,94	-0,39	0,00	3,64	-0,83	0,00	3,35	-0,90	0,00
2261	Pompe Olt	POOLT11	5	BV	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2277	CCH Victoria Tr.2	CCHVI12	5	BV	1												
2280	Hoghiz 1A-110	HOGHIZ12	5	BV	1												
2285	CCH Victoria Tr.3	CCHVI13	5	BV	1	0,52	-0,01	0,00	0,49	-0,02	0,00	0,41	0,01	0,00	0,05	-0,07	0,00
2287	Stupini	STUPI11	5	BV	1	15,64	4,41	0,00	21,71	3,29	0,00	18,03	1,81	0,00	16,77	1,18	0,00
2288	Noua	NOUA11	5	BV	1	8,30	0,86	0,00	7,51	0,17	0,17	5,26	-0,38	0,00	4,40	-0,64	0,00
2303	Cristian B1	CRISTI11	5	BV	1	8,79	3,49	0,00	7,52	2,64	0,00	6,45	2,06	0,00	3,33	0,33	0,00
2304	Cristian B2	CRISTI12	5	BV	1	18,23	6,92	0,00	18,43	7,41	0,00	17,84	7,23	0,00	9,80	2,37	0,00
2305	Poiana Brasov	PBRASOV1	5	BV	1	3,42	-1,22	0,00	2,82	-1,69	0,00	1,89	-2,01	0,00	1,72	-2,00	0,00
2152	Harman	HARMAN	5	BV	1	4,96	-0,09	0,00	6,44	-0,44	0,00	5,11	-0,53	0,00	2,63	-1,77	0,00
2311	**Racos**	**RACOS11**	**5**	**BV**	1	**0,31**	**-0,35**	**0,00**	**1,21**	**-0,28**	**0,00**	**0,22**	**-0,85**	**0,00**	**0,32**	**-0,71**	**0,00**
2097	CFR Sf. Gheorghe	CFSGH11	5	CV	1	0,43	0,00	0,00	0,07	-0,13	0,00	0,17	-0,13	0,00	0,30	0,00	0,00
2098	Sf. Gheorghe B1-110	SGHEO11	5	CV	1	4,72	-0,73	1,24	5,35	-0,49	0,41	3,43	-0,49	0,00	3,96	-0,76	0,00
2102	Tg. Secuiesc	TGSEC11	5	CV	1	8,03	-0,67	2,20	9,67	0,03	0,88	5,85	-0,34	0,00	4,85	-0,87	0,00
2103	Covasna	COVAS11	5	CV	1	5,20	-0,51	1,10	5,11	-0,40	0,33	2,85	-0,62	0,00	2,49	-0,75	0,00
2117	Capeni	CAPEN11	5	CV	1	3,52	1,05	0,00	3,90	0,87	0,00	2,60	0,41	0,00	2,07	0,04	0,00
2129	Intorsura Buzaului	INTOB11	5	CV	1	2,54	-0,46	1,22	2,84	-0,87	1,22	1,69	-0,05	0,00	1,74	-0,02	0,00
2134	IMASA Sf. Gheorghe	IMASG11	5	CV	1												
2142	Cimpu Frumos Sf. Gh.	CIMPF11	5	CV	1			1,06			0,36			0,00			0,00
2143	Cimpu Frumos Sf. Gh.	CIMPF12	5	CV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2260	Valea Crisului	VCRIS11	5	CV	1	6,35	0,56	1,11	3,69	0,32	0,41	1,93	0,05	0,00	1,49	0,01	0,00
2276	Sf.Gheorghe B2-110	SGHEO12	5	CV	1	2,05	-1,19	1,25	6,93	-0,73	0,42	4,29	-0,86	0,00	3,04	-1,06	0,00
2257	Reci	RECI	5	CV	1	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

2051	Gheorghieni	GHEOR11	5	HR	1	9,16	3,86	0,00	10,40	1,44	0,00	6,58	0,59	0,00	5,89	0,10	0,00
2052	Odorhei	ODORH11	5	HR	1	3,83	1,09	0,00	10,64	1,45	0,00	6,87	0,97	0,00	6,64	0,52	0,00
2053	Miercurea Ciu	MIERC11	5	HR	1	7,61	0,48	0,00	12,02	0,35	0,00	8,64	0,84	0,00	5,76	0,05	0,00
2054	Fagul Cetatii	FAGUC11	5	HR	1	1,35	0,78	0,00	2,32	0,78	0,00	1,53	0,40	0,00	1,43	0,32	0,00
2055	Ciceu	CICEU11	5	HR	1	0,05	0,15	0,00	0,67	0,08	0,00	0,39	0,04	0,00	0,14	0,18	0,00
2056	Vaslobeni	VOSLO11	5	HR	1	0,58	0,13	0,00	0,42	0,07	0,00	0,25	0,06	0,00	0,17	0,09	0,00
2057	Toplita	TOPLI11	5	HR	1	4,45	1,28	0,00	3,60	0,06	0,00	2,38	0,26	0,00	2,27	0,34	0,00
2065	Tusnad	TUSNA11	5	HR	1	2,58	0,63	0,00	3,09	0,85	0,00	1,90	0,39	0,00	0,75	0,13	0,00
2066	Vlahita	VLAHI11	5	HR	1	2,82	1,19	0,00	3,12	0,59	0,00	1,98	0,40	0,00	1,73	0,05	0,00
2071	Balan	BALAN11	5	HR	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2072	Oltul Miercur	OLTUL11	5	HR	1	3,73	1,52	0,00	4,88	0,40	0,00	2,98	0,33	0,00	2,28	0,83	0,00
2073	Tabara	TABAR11	5	HR	1	0,48	0,04	0,00	0,60	0,02	0,00	0,35	0,07	0,00	0,33	0,09	0,00
2074	Homorod	HOMOR11	5	HR	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2075	Tractorul Mc.	TRAMC11	6	HR	1	4,26	0,30	0,00	3,73	0,29	0,00	2,46	0,45	0,00	1,97	0,63	0,00
2077	Cristurul Sec	CRISS11	5	HR	1	1,39	2,67	0,00	5,43	1,40	0,00	3,45	0,68	0,00	2,07	0,14	0,00
2281	Bucin	BUCIN 11	5	HR	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2292	Borsec	BORSE11	5	HR	1	3,41	1,36	0,00	3,85	0,95	0,00	3,17	0,69	0,00	3,26	0,19	0,00
2046	Sighisoara	SIGHI11	5	MS	1	11,36	3,14		15,50	2,26		12,02	1,40		9,99	0,47	
2047	Fintinele	FINTI11	5	MS	1	4,30	1,75		4,69	1,09		3,23	0,81		3,52	0,90	
2048	Fintinele	FINTI12	5	MS	1												
2049	Ungheni	UNGHE11	5	MS	1	2,81	0,00		3,90	0,00		2,76	0,00		5,72	0,00	
2050	Ungheni	UNGHE12	5	MS	1	12,18	3,00		17,29	3,00		13,27	2,00		14,12	2,00	
2058	Tirnaveni	TIRNA11	5	MS	1	7,57	1,00	1,35	10,16	0,59	1,33	7,04	0,54	1,36	5,87	0,24	
2059	Tirnaveni	TIRNA12	5	MS	1												
2061	Tirgu Mures	TGMUR11	5	MS	1	13,50	0,65		11,40	0,00		7,76	0,00		7,72	0,00	
2062	Reghin	REGHI11	5	MS	1	24,84	7,30	0,88	28,60	4,77	0,88	23,30	4,85	0,90	20,71	4,13	
2063	Mureseni	MURES11	5	MS	1	14,97	1,61		12,48	0,01	0,59	8,90	0,00		5,79	0,00	
2064	CIC Tg. Mures	CICTM11	5	MS	1	24,37	13,61		24,42	13,82		24,49	13,81		22,35	13,05	
2067	Baraj	BARAJ11	5	MS	1	7,60	0,49		6,51	0,51		4,40	0,96		3,50	1,08	
2068	Baraj	BARAJ12	5	MS	1	5,45	0,11	0,44	6,23	0,25		4,39	0,52		4,39	0,82	
2069	Ludus	LUDUS11	5	MS	1	8,00	0,82		9,00	0,36		5,96	0,33		5,26	0,54	
2070	Deda	DEDA 11	5	MS	1	0,17	0,04		0,68	0,21		0,08	0,13		0,13	0,06	
2076	Livezeni	LIVE 11	5	MS	1	14,83	4,68		19,48	2,86		12,84	1,65		10,84	0,84	
2078	Sovata	SOVAT11	5	MS	1	8,02	3,46		9,95	2,34		5,78	1,09		5,58	0,90	
2079	Mureni CFR	CFMUR11	5	MS	1												
2080	Danes	DANES11	5	MS	1	5,41	0,10		5,27	0,11		5,36	0,79		5,54	0,99	
2246	Corunca	CORUN11	5	MS	1												
2270	Rastolita	RASTO11	5	MS	1	1,52	0,95		2,88	0,88		2,07	0,77		1,62	0,52	
2282	Raciu B1-110	RACIU 11	5	MS	1	6,41	0,91		3,07	0,82		2,25	0,65		2,11	0,53	
2283	Band B1-110	BAND 12	5	MS	1												
2284	Band B2-110	BAND 12	5	MS	1	2,88	0,19		2,86	0,12		2,88	0,25		2,82	0,28	
2306	Sanpaul	SANP	5	MS	1	10,52	0,54		5,03	0,43		4,17	0,20		2,74	0,42	
2154	Dumbraveni	DVENI11	5	SB	1	2,13	-0,12	1,07	2,90	0,07	0,00	1,85	-0,12	0,00	1,72	-0,22	0,00
2157	Sibiu Sud	SIBIS11	5	SB	1	18,10	4,95	0,00	15,98	3,32	0,00	12,72	2,52	0,00	6,43	-0,52	0,00
2158	Sibiu Sud	SIBIS12	5	SB	1	12,66	2,70	0,00	5,39	0,64	0,00	3,72	0,34	0,00	3,39	0,14	0,00
2159	Sibiu Nord	SIBIN11	5	SB	1	25,93	-0,90	5,02	29,80	3,63	0,00	18,53	-0,32	0,00	13,73	-2,78	0,00
2160	Aeroport Sibiu	AEROS11	5	SB	1	37,56	10,61	1,19	37,20	9,51	0,00	29,90	6,76	0,00	19,88	2,13	0,00
2161	Orlat	ORLAT11	5	SB	1	3,03	0,51	0,00	7,39	1,03	0,00	4,53	0,17	0,00	3,85	-0,13	0,00
2164	Cisnadie	CISNA11	5	SB	1	7,50	-0,08	2,19	8,32	1,03	0,00	5,79	-0,26	0,00	5,26	-0,42	0,00
2165	Mirsa	MIRSA11	5	SB	1	3,18	0,13	1,12	3,64	0,13	0,00	2,34	-0,13	0,00	2,07	-0,21	0,00

2166	Cirtisoara	CIRTI11	5	SB	1	1,30	0,72	0,00	2,22	0,27	0,00	1,30	0,02	0,00	1,36	0,67	0,00
2168	Copsa Mica	COPSM11	5	SB	1	0,58	1,06	0,00	3,19	0,59	0,00	2,08	0,28	0,00	1,91	0,17	0,00
2169	Medias	MEDIA11	5	SB	1	9,97	0,69	1,20	9,83	0,46	0,00	6,24	-0,30	0,00	5,97	-0,63	0,00
2179	Aurel Vlaicu Medias	AVLAI11	5	SB	1	4,95	0,23	0,00	4,94	0,03	0,00	3,18	-0,23	0,00	2,28	-0,24	0,00
2180	Agnita	AGNIT11	5	SB	1	3,90	-0,17	1,33	4,65	0,13	0,00	2,80	-0,36	0,00	2,59	-0,48	0,00
2184	SR Copsa Mica	SRCOP11	5	SB	1												
2187	Independenta Sibiu	INDEP11	5	SB	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2190	Micasasa CFR	CFMIC11	5	SB	1	0,83	0,24	0,00	0,61	0,25	0,00	1,82	1,21	0,00	0,28	-0,07	0,00
2191	CFR Dumbraveni	CFDUM11	5	SB	1	1,34	0,55	0,00	1,40	0,32	0,00	0,97	0,36	0,00	0,73	0,17	0,00
2192	Dumbrava	DUMVA11	5	SB	1	18,93	-1,03	2,51	17,75	-0,24	0,00	10,19	-1,62	0,00	9,78	-2,07	0,00
2060	Miercurea Sibiului	MiercSib	5	SB	1	2,46	0,71	0,00	2,99	0,22	0,00	2,08	0,04	0,00	1,69	-0,13	0,00
1512	Varfuri	VIRFU11	4	BH	1	0,45	0,08		0,60	0,20		0,33	0,10		1,50	0,10	
1600	Oradea Sud	ORADS11	4	BH	1	10,42	0,00		9,00	0,00		5,00	1,00		5,00	1,00	
1601	Salonta	SALON11	4	BH	1	15,74	0,86		13,12	-0,72		11,18	1,63		9,50	0,10	
1602	Oradea Centru	ORADC11	4	BH	1	17,30	0,04		15,00	0,00		13,00	0,00		13,00	0,00	
1603	Velenta	VELEN11	4	BH	1	9,96	0,75	2,50	10,41	-0,34	2,50	9,20	0,04	2,50	2,95	0,27	2,50
1604	Alesd	ALESD11	4	BH	1	5,87	1,33		3,70	0,38		1,04	0,27		0,45	0,00	
1605	Voivozi	VOEVO11	4	BH	1	4,10	1,10		3,73	-0,79		3,00	0,65		0,85	0,00	
1606	Sacuieni	SACUE11	4	BH	1	10,19	4,88		2,37	-1,66		5,06	0,87		4,92	0,85	
1607	Vascau	VASCA11	4	BH	1	0,82	0,10		0,50	0,00		0,20	0,00		0,59	0,00	
1608	Baita B1-110	BAITA11	4	BH	1	1,60	0,07		0,95	0,06		0,90	0,03		0,90	0,36	
1609	STEI	STEI 11	4	BH	1	4,00	0,00		4,00	0,00		4,00	0,00		4,00	0,00	
1613	STEI	STEI 12	4	BH	1	0,73	0,53		2,50	-0,10		1,50	0,00		1,50	0,00	
1610	Suplacu de Barcau	SUPLA11	4	BH	1	2,63	0,98		0,66	-0,29		0,59	0,20		0,88	0,20	
1611	Tileagd	TILEA11	4	BH	1	2,85	0,93		3,13	-0,47		1,76	0,20		2,13	0,10	
1696	Oradea Vest	ORADV1	4	BH	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
1614	Palota	PALOT11	4	BH	1	9,49	0,88	2,50	7,00	-2,31	2,50	5,25	2,77	2,50	4,40	0,60	2,50
1616	Beius	BEIUS11	4	BH	1	9,50	1,00		9,50	-1,00		9,50	1,00		5,50	0,28	
1617	Crisul	CRISU11	4	BH	1	14,60	0,20		14,60	-0,20		14,60	0,20		14,60	0,20	
1618	Oradea Nord	ORADN11	4	BH	1	16,70	0,73		14,43	0,52		9,84	1,39		9,20	1,71	
1619	Suncuius	SUNCU11	4	BH	1	6,62	0,58		7,87	-1,54		6,34	1,05		3,07	0,30	
1620	Marghita	MARGH11	4	BH	1	7,90	3,93	2,50	8,81	0,55	2,50	6,86	0,77	2,50	6,86	0,77	2,50
1621	Mecanica	MECAN11	4	BH	1	0,76	0,51		0,44	-0,25		0,55	0,22		0,55	0,22	
1623	SRA Suplac	SRCOM11	4	BH	1	1,56	0,60		1,55	-0,70		1,49	0,66		2,00	1,00	
1625	CLA Alesd	CALES11	4	BH	1	24,83	5,61		24,73	-6,13		22,52	3,32		22,52	3,32	
1696	CET 2 Oradea	ORADVC1	4	BH	1	13,52	0,48		10,52	-1,00		7,90	1,60		9,40	1,20	
1626	CHE Remeti	REMET11	4	BH	1	1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00	
1705	SRA 2 Suplac	SR2SU11	4	BH	1	8,46	3,31		9,20	-3,71		9,30	3,70		10,10	4,00	
1714	CET 2 Oradea	TORAD12	4	BH	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
1615	Iosia	IOSIA11	4	BH	1	15,30	0,19		12,78	0,61		9,00	1,12		9,60	1,10	
1622	Sudrigiu	SUDRI11	4	BH	1	9,70	4,50		9,60	4,30		8,20	3,10		1,30	0,00	
1737	Aeroport Oradea	AEROR11	4	BH	1	12,53	0,19		10,28	-0,77		7,51	1,37		8,14	1,21	
1742	Biharia	BIHARIA	4	BH	1	7,04	0,29		6,77	0,05		4,70	0,57		5,06	0,58	
1743	Eurobusiness	EUROBSN	4	BH	1	10,40	0,00		10,40	0,00		10,40	0,00		10,40	0,00	
2215	Nasaud	NASAU11	5	BN	1	5,04	2,01	0,00	7,64	0,81	0,00	4,82	0,65	0,00	5,52	0,30	0,00
2216	Rodna	RODNA11	5	BN	1	6,10	1,00	1,20	7,80	1,93	0,00	5,80	1,30	0,00	5,00	1,00	0,00
2217	Bistrita	BISTR11	5	BN	1	10,30	2,40	1,80	12,80	0,80	0,00	8,70	0,50	0,00	8,20	1,10	0,00
2222	Beclean	BECLE11	5	BN	1	6,90	0,40	1,20	10,60	0,63	0,00	4,22	0,30	0,00	4,30	0,30	0,00
2223	CFR Coldau	COLDA11	5	BN	1	0,70	0,00		0,80	0,00		0,50	0,00		0,70	0,00	
2224	CFR Sarata	CFSAR11	5	BN	1	1,20	0,00		1,30	0,00		0,90	0,00		0,90	0,00	

2225	Viisoara	VIISO11	5	BN	1	12,20	2,60	0,00	14,10	2,70	0,00	11,00	1,80	0,00	5,30	0,30	0,00
2232	Prundul Birgaului	PBIRG11	5	BN	1	1,40	0,40	1,20	6,80	0,60	0,00	4,00	0,10	0,00	3,60	0,30	0,00
2236	Laminor Beclean	LAMIB11	5	BN	1	0,30	0,10	0,00	0,05	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00
2248	Lechinta	LECHI11	5	BN	1	1,80	2,40	0,00	4,50	1,00	0,00	2,80	0,50	0,00	2,60	0,50	0,00
2267	Unirea	BISTS11	5	BN	1	7,40	0,40	1,80	9,00	0,90	0,00	5,50	0,80	0,00	4,70	0,40	0,00
2273	CFR Lesul Ilvei	CFRLI11	5	BN	1	1,10	0,00		1,10	0,00		0,90	0,00		0,70	0,00	
2308	TERAPLAST	TERAPLAST	5	BN	1	6,00	2,00	0,00	7,00	2,00	0,00	7,00	2,00	0,00	5,00	1,00	0,00
2200	Cluj Floresti	CLUJF11	5	CJ	1	14,70	4,00		14,90	3,00		17,90	4,00		17,40	3,50	
2202	Cluj Sud	CLUJS11	5	CJ	1	18,20	2,80		15,54	1,03		8,90	0,80		8,70	0,90	
2203	Manastur	MINAS11	5	CJ	1	11,30	1,50		11,24	1,24		6,30	0,30		5,80	0,20	
2204	Cluj Centru b1	CLUJC11	5	CJ	1	22,30	4,40		14,44	1,50		9,00	0,40		8,20	0,00	
2301	Cluj Centru b2	CLUJC12	5	CJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2205	Cluj Nord	CLUJN11	5	CJ	1	4,20	0,40		4,26	0,00		2,48	0,10		2,71	0,15	
2206	Aghires	AGHIR11	5	CJ	1	4,10	2,15		4,40	1,10		2,25	1,10		3,10	0,50	
2207	Cluj Est	CLUJE11	5	CJ	1	22,00	0,50		22,80	0,00		15,50	3,00		16,00	0,00	
2208	Jucu	JUCU 11	5	CJ	1	15,87	5,56		24,20	2,58		17,60	1,28		14,75	0,80	
2209	Turda	TURDA11	5	CJ	1	9,00	1,00		7,80	0,20		5,00	0,00		3,00	0,00	
2210	Mihai Viteazu	MIHVI11	5	CJ	1	8,56	2,17		12,94	1,40		9,90	0,85		6,82	0,03	
2211	Poiana	POIUL11	5	CJ	1	7,80	2,34		7,50	2,00		5,55	1,60		4,72	1,20	
2212	Campia Turzii	CTURZ11	5	CJ	1	13,97	3,03		10,20	2,00		10,20	2,00		8,20	0,00	
2213	Dej	DCUZD11	5	CJ	1	10,22	1,67		9,40	0,00		5,90	0,30		5,30	0,80	
2214	Baciu	BACIU11	5	CJ	1	14,57	2,70		15,30	0,90		8,43	1,25		8,00	1,10	
2218	UC Turda	ICTUR11	5	CJ	1		0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2219	Clujana	CLUJA11	5	CJ	1	3,74	0,11		2,44	0,38		1,95	0,52		1,67	0,58	
2221	Huedin	HUEDI11	5	CJ	1	8,07	1,00		7,20	0,90		4,90	0,62		3,40	0,50	
2226	Campului	CIMPU11	5	CJ	1	7,10	1,10		6,75	0,70		3,90	0,20		3,50	0,20	
2227	Nadas	NADAS11	5	CJ	1		0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2228	Gherla	GHERL11	5	CJ	1	7,85	4,70		10,82	2,70		7,20	1,40		4,70	0,10	
2229	Baisoara	BAISO11	5	CJ	1	1,00	0,30		1,00	0,10		5,00	0,00		0,40	0,00	
2233	Comb.utilaj greu Cluj	CUGCJ11	5	CJ	1	1,00	0,00		1,00	0,00		0,30	0,00		0,30	0,00	
2234	Alverna	ALVER11	5	CJ	1	24,26	2,95		21,90	2,60		12,60	2,00		11,60	1,53	
2235	Ind. Sirmei+SRA C.Turzii	ISIRM11	5	CJ	1	1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00	
2237	CCH Dej	CCHDE11	5	CJ	1	0,13	0,06		0,44	0,12		0,28	0,18		0,36	0,00	
2238	Taga	TAGA 11	5	CJ	1	0,70	0,10		0,70	0,10		0,70	0,20		0,70	0,20	
2239	Polus	POLUS11	5	CJ	1	4,50	0,30		1,16	0,50		1,00	0,10		1,00	0,00	
2249	CFR Apahida	APAHI11	5	CJ	1	0,40	0,20		1,00	0,40		0,50	0,10		0,90	0,40	
2251	CFR Bunesti	BUNES11	5	CJ	1	0,70	0,10		0,90	0,40		0,00	0,00		0,10	0,20	
2254	CFR Calarasi	CFCAL11	5	CJ	1	1,30	0,70		1,00	0,40		0,90	0,40		0,30	0,30	
2255	Celuloza	CELUL11	5	CJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2289	Stadion	STAD11	5	CJ	1	8,70	2,15		5,44	1,16		3,85	0,72		3,30	0,61	
2259	Sacuieu	SACUI11	5	CJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00		4,70	0,00		4,70	0,00	
2302	Dej Sud	DJSUD11	5	CJ	1	8,15	3,01		7,93	2,70		6,10	2,66		6,80	2,00	
2309	Arc Parc	ARCPARC	5	CJ	1	1,10	1,10		1,57	1,00		1,98	0,90		1,50	0,70	
2310	MG TEC	MGTEC	5	CJ	1	6,06	1,67		6,28	1,70		6,32	0,92		6,46	1,56	
2003	Baia Mare 2	BAIM211	5	MM	1	2,90	0,39	-	2,52	-0,08	-	1,82	-0,19	-	1,29	-0,33	-
2004	Baia Mare 1	BAIM111	5	MM	1	4,15	1,04	-	4,03	0,42	-	2,43	0,44	-	2,27	0,24	-
2005	Baia Mare 4	BAIM411	5	MM	1	17,93	3,40	0,75	15,01	2,11	0,00	10,60	1,34	0,00	8,44	0,24	0,00
2006	Baia Mare 5	BAIM511	5	MM	1	16,96	0,60	2,40	18,66	2,39	0,00	13,47	1,47	0,00	12,10	0,70	0,00
2007	Targu Lapus	TGLAP11	5	MM	1	4,28	1,72	-	6,51	11,07	-	4,09	0,65	-	4,01	0,36	-
2009	Somcuta	SOMCU11	5	MM	1	5,00	-0,63	1,80	5,73	0,99	0,00	3,46	0,40	0,00	3,28	0,19	0,00

2010	Seini	SEINI11	5	MM	1	9,88	3,15	-	10,13	1,06	-	7,52	0,24	-	6,28	-0,55	-
2013	Baia Sprie	BSPRI11	5	MM	1	1,45	0,29	-	1,80	0,16	-	1,10	0,06	-	0,99	-0,02	-
2015	Cavnic	CAVNI11	5	MM	1	0,52	0,30	-	0,62	0,33	-	0,47	0,36	-	0,46	0,38	-
2018	Sighet	SIGHE11	5	MM	1	9,86	2,34	-	12,43	1,30	-	7,26	0,07	-	6,84	-0,33	-
2019	Viseu	VISEU11	5	MM	1	5,59	-0,90	2,40	5,30	0,27	0,00	3,21	0,00	0,00	3,16	0,00	0,00
2020	Baia Borsa	BBORS11	5	MM	1	0,77	0,20	-	0,70	0,00	-	0,40	0,00	-	0,40	0,30	-
2021	Sighet CEIL	CEISI11	5	MM	1	11,78	5,17	-	10,80	3,53	-	5,60	1,33	-	2,26	0,01	-
2027	Ferneziu	FERNE11	5	MM	1	1,21	-0,07	-	1,38	-0,10	-	1,00	0,07	-	0,23	0,07	-
2035	Horea	HOREA11	5	MM	1	1,07	0,38	-	0,63	0,25	-	0,61	0,28	-	0,26	0,13	-
2036	Sasar	SASAR11	5	MM	1	7,46	1,42	-	6,07	0,64	-	4,90	0,26	-	3,65	-0,23	-
2039	Pietrosul	POSUL11	5	MM	1	3,63	-0,34	1,50	3,92	0,21	0,00	2,25	0,03	0,00	2,04	-0,03	0,00
2258	Nistru	NISTR11	5	MM	1	2,50	0,32	-	3,05	0,12	-	2,16	-0,05	-	1,45	-0,42	-
2241	Tocila Baiut	TOCBAI1	5	MM	1	0,70	0,39	-	0,29	-0,20	-	0,19	-0,21	-	0,17	-0,27	-
2300	Dumbravita	DVITA11	5	MM	1	4,75	1,97	-	3,91	1,56	-	4,06	1,54	-	3,87	1,68	-
2030	Leordina	LEORDNA	5	MM	1	4,62	-0,29	0,00	5,75	-0,61	0,00	3,44	-1,05	0,00	3,39	-1,16	0,00
2011	Satu Mare 1	SATM111	5	SM	1	10,60	1,00	2,40	8,30	0,70	0,00	5,10	0,80	0,00	4,70	1,00	0,00
2012	Turt	TURT 11	5	SM	1	2,70	0,60	0,00	4,10	0,50	0,00	1,10	0,10	0,00	1,30	0,00	0,00
2014	Vetis	VETIS11	5	SM	1	8,40	5,20	0,00	11,10	3,10	0,00	8,00	2,00	0,00	6,00	2,00	0,00
2016	Carei	CAREI11	5	SM	1	6,70	1,50	0,00	6,70	0,70	0,00	4,50	0,30	0,00	3,60	0,10	0,00
2017	Tasnad	TASNA11	5	SM	1	6,00	0,60	1,20	5,20	0,70	0,00	3,50	0,50	0,00	3,10	0,10	0,00
2025	Satu Mare 2	SATM211	5	SM	1	10,00	3,00	0,00	9,00	2,00	0,00	6,00	1,00	0,00	5,00	1,00	0,00
2033	Abator Satu Mare	ABASM11	5	SM	1	4,40	0,70	1,20	5,30	0,20	0,00	4,10	0,20	0,00	3,50	0,30	0,00
2034	Carei Unio	UNIOC11	5	SM	1	3,00	1,30	0,00	3,60	0,60	0,00	2,30	0,60	0,00	1,20	0,20	0,00
2037	Negresti	NEGR 11	5	SM	1	6,30	0,20	0,00	9,50	0,10	0,00	6,80	0,50	0,00	6,40	1,00	0,00
2040	Carpati Satu Mare	CARSM11	5	SM	1	12,10	3,30	0,00	14,40	1,00	0,00	9,80	0,10	0,00	9,40	0,10	0,00
2291	Satu Mare 5	SATUM511	5	SM	1	6,80	2,40	0,00	5,50	1,80	0,00	5,40	1,70	0,00	3,00	0,50	0,00
2008	Jibou	JIBOU11	5	SJ	1	9,50	3,70	0,00	9,90	2,10	0,00	6,20	1,00	0,00	5,80	0,70	0,00
2022	Sarmasag	SARMA11	5	SJ	1	3,40	1,00	0,00	4,20	0,70	0,00	2,70	0,40	0,00	2,10	0,10	0,00
2023	Simleu	SIMLE11	5	SJ	1	10,40	2,40	0,00	13,10	1,00	0,00	9,20	0,60	0,00	6,50	0,40	0,00
2024	Zalau	ZALAU11	5	SJ	1	12,40	1,50	0,00	9,20	0,10	0,00	6,30	0,90	0,00	5,70	1,20	0,00
2028	Cehu Silvaniei	CEHUS11	5	SJ	1	4,10	1,50	0,00	5,50	1,10	0,00	4,80	0,70	0,00	2,70	0,20	0,00
2029	Porolissum	POROL11	5	SJ	1	6,20	0,10	0,00	6,40	0,50	0,00	3,70	0,90	0,00	3,30	1,10	0,00
2031	Tevi Zalau	TEVIZ11	5	SJ	1	14,90	3,00	0,00	15,70	3,80	0,00	13,70	2,70	0,00	6,40	3,60	0,00
2032	Anvelope	ANVEL11	5	SJ	1	8,70	2,60	0,00	6,70	1,70	0,00	6,60	2,10	0,00	5,10	1,50	0,00
2038	Salaj	SALAJ11	5	SJ	1	3,40	0,60	0,00	3,10	0,20	0,00	2,10	0,40	0,00	1,70	0,80	0,00
2290	Micheline Zalau	MICHE11	5	SJ	1	10,20	0,90	0,00	10,90	1,20	0,00	9,30	0,40	0,00	8,70	0,20	0,00
193	Lacu Sarat B1-110	LACUS11	1	BR	1	1,91	1,70	0,00	1,53	0,00	0,00	1,59	0,00	0,00	1,20	0,20	0,00
194	CCH Chiscani B1-110	CCHCH11	1	BR	1	1,32	0,92	0,00	1,45	0,67	0,00	1,21	0,49	0,00	0,94	0,40	0,00
195	CFA Braila B1-110	CFABR11	1	BR	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
196	Brailita B1-110	BRAIL11	1	BR	1	4,33	1,30	0,00	4,00	1,20	0,00	2,40	0,80	0,00	2,10	0,70	0,00
197	Pisc B1-110	PISC 11	1	BR	1	8,13	2,97	0,00	8,11	1,53	0,00	5,11	1,57	0,00	4,07	1,47	0,00
198	Port Braila B1-110	PBRAI11	1	BR	1	8,70	1,20	0,00	7,70	1,00	0,00	5,00	0,50	0,00	3,90	1,30	0,00
199	Hipodrom B1-110	HIPOD11	1	BR	1	19,10	1,20	0,00	16,60	1,20	0,00	9,60	1,20	0,00	8,10	0,80	0,00
200	Braila Sud B1-110	BRAIS11	1	BR	1	16,30	4,30	0,00	14,50	2,80	0,00	8,20	1,10	0,00	6,00	0,70	0,00
201	Urleasca B1-110	URLEA11	1	BR	1	7,29	3,50	0,00	8,40	3,82	0,00	5,62	3,00	0,00	6,47	3,06	0,00
202	Bordei Verde B1-110	BORDV11	1	BR	1	3,00	1,10	0,00	2,30	1,00	0,00	2,70	0,90	0,00	3,20	1,20	0,00
203	Faurei B1-110	FAURE11	1	BR	1	2,60	0,50	0,00	4,80	1,00	0,00	2,70	0,30	0,00	3,40	0,50	0,00
204	CFR Faurei B1-110	CFFAU11	1	BR	1	0,06	0,04	0,00	0,15	0,00	0,00	0,38	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00
205	Ianca B1-110	IANCA11	1	BR	1	7,08	3,33	0,00	8,04	3,10	0,00	7,08	3,10	0,00	6,58	2,70	0,00
206	Jugureanu B1-110	JUGUR11	1	BR	1	1,19	0,57	0,00	1,80	0,40	0,00	1,20	0,41	0,00	1,56	0,47	0,00

207	Coltea B1-110	COLTE11	1	BR	1	1,10	0,00	0,00	1,10	0,00	0,00	0,90	0,00	0,00	1,20	0,00	0,00
208	Dudesti B1-110	DUDE 11	1	BR	1	1,93	3,00	0,00	2,41	2,90	0,00	2,61	4,80	0,00	4,50	3,30	0,00
209	Baraganu B1-110	BARAG11	1	BR	1	1,01	0,56	0,00	1,17	0,37	0,00	0,80	0,37	0,00	2,24	0,30	0,00
210	Romanu B1-110	ROMANU11	1	BR	1	3,70	1,60	0,00	3,90	1,60	0,00	3,50	1,20	0,00	3,00	1,00	0,00
211	Maxineni B1-110	MAXIN11	1	BR	1	4,20	2,20	0,00	4,20	1,90	0,00	3,60	1,80	0,00	4,70	2,00	0,00
212	Gropeni B1-110	GROPE11	1	BR	1	5,90	1,40	0,00	4,10	1,00	0,00	3,90	0,90	0,00	4,00	1,10	0,00
213	Cuza Voda B1-110	CUZAV11	1	BR	1	8,67	4,41	0,00	9,65	4,64	0,00	7,84	4,13	0,00	8,46	3,69	0,00
214	Insuratei B1-110	INSUR11	1	BR	1	3,33	0,92	0,00	3,88	1,86	0,00	2,56	1,83	0,00	3,34	1,55	0,00
215	KM. 221 B1-110	KM22111	1	BR	1	4,97	4,15	0,00	4,90	3,73	0,00	6,90	4,10	0,00	9,28	6,91	0,00
216	Spiru Haret B1-11O	SHARE11	1	BR	1	12,86	9,48	0,00	15,19	10,80	0,00	12,84	9,36	0,00	18,16	13,65	0,00
217	SRP1 A Braila B1-110	SRP1B11	1	BR	1	2,47	1,23	0,00	2,80	1,68	0,00	2,80	1,69	0,00	4,17	2,58	0,00
218	Lunca B1-110	LUNCA11	1	BR	1	7,70	2,40	0,00	8,10	2,60	0,00	5,50	1,70	0,00	9,30	3,90	0,00
219	Lebada B1-110	LEBAD11	1	BR	1	6,50	0,00	0,00	4,30	0,00	0,00	3,90	0,00	0,00	1,50	0,00	0,00
220	Zatna B1-110	ZATNA11	1	BR	1	5,26	2,47	0,00	5,35	2,21	0,00	5,15	2,40	0,00	4,56	2,24	0,00
221	CFR Lacu Sarat B1-110	CFLAS11	1	BR	1	0,22	0,16	0,00	1,48	0,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,06	0,00
257	Jirlau (Braila) B1-110	JIRLA11	1	BR	1	2,10	1,10	0,00	3,20	1,00	0,00	2,30	1,00	0,00	1,90	0,90	0,00
272	CFR Murgeanca B1-110	CFMUR11	1	BR	1	2,53	0,70	0,00	0,40	0,20	0,00	2,08	1,16	0,00	0,59	0,14	0,00
284	Brailita B2-110	BRLIT12	1	BR	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
845	Buzau Nord	BUZAN11	2	BZ	1	23,19	6,27	0,00	24,13	4,75	0,00	15,90	2,83	0,00	14,03	2,50	0,00
846	Buzau Sud	BUZAS11	2	BZ	1	23,87	7,81	0,00	23,65	7,06	0,00	20,21	4,71	0,00	15,50	2,59	0,00
847	Buzau Est	BUZAE11	2	BZ	1	10,61	2,24	0,00	9,29	1,15	0,00	5,71	0,49	0,00	5,00	0,27	0,00
848	Mase Plastice	MPBUZ11	2	BZ	1	4,55	1,75	0,00	4,65	1,61	0,00	4,33	1,45	0,00	4,45	1,55	0,00
849	Conctactoare	COBUZ11	2	BZ	1	9,58	0,83	0,00	8,27	0,26	0,00	4,95	0,00	0,00	3,67	0,00	0,00
850	Patirlagele	PATIR11	2	BZ	1	4,17	1,28	0,00	4,31	0,50	0,00	2,66	0,20	0,00	2,69	0,25	0,00
851	Rm. Sarat	RIMNS11	2	BZ	1	10,13	2,10	0,00	8,68	0,82	0,00	6,45	0,46	0,00	6,18	0,51	0,00
852	CFR Rm. Sarat	CFRIS11	2	BZ	1	1,20	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00	1,90	0,00	0,00	2,90	0,40	0,00
853	Satuc	SATUC11	2	BZ	1	4,09	0,80	0,00	6,20	1,04	0,00	3,89	0,60	0,00	3,72	0,61	0,00
854	Beceni	BECEN11	2	BZ	1	3,28	1,05	0,00	3,85	0,99	0,00	2,77	0,89	0,00	2,55	0,77	0,00
855	Metalurgica	METAL11	2	BZ	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
856	Costieni	COSTI11	2	BZ	1	4,83	0,00	0,00	5,77	0,39	0,00	2,87	0,06	0,00	3,01	0,00	0,00
857	Buzau Cring	CRINB11	2	BZ	1	6,68	0,00	0,00	5,44	0,00	0,00	3,25	0,00	0,00	3,44	0,80	0,00
858	CFR Cring Buzau	CFCRB11	2	BZ	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
859	Pogoanele	POGOA11	2	BZ	1	6,63	2,23	0,00	2,13	1,59	0,00	2,15	1,14	0,00	3,66	1,11	0,00
860	Stilpu	STILP11	2	BZ	1	5,32	2,12	0,00	7,53	1,20	0,00	5,65	0,85	0,00	5,34	0,35	0,00
861	FUM Buzau	FUMBU11	2	BZ	1	5,84	3,38	0,00	5,54	2,45	0,00	4,99	2,04	0,00	3,39	1,44	0,00
885	Nehoiasu	SIRIU11	2	BZ	1	2,65	0,00	0,00	2,41	0,04	0,00	1,55	0,14	0,00	1,47	0,04	0,00
904	Maxenu	MAXEN11	2	BZ	1	9,16	4,65	0,00	9,30	3,67	0,00	9,74	3,74	0,00	5,40	1,73	0,00
909	Vernesti	VERNE11	2	BZ	1	1,01	0,53	0,00	1,04	0,40	0,00	0,88	0,34	0,00	0,95	0,39	0,00
910	Sahateni	SAHAT11	2	BZ	1	1,41	0,62	0,00	2,43	0,65	0,00	2,35	0,90	0,00	0,76	0,07	0,00
920	Stilpu	STILP12	2	BZ	1												
921	Buzau Nord	BUZAN12	2	BZ	1												
944	Buzau Sud B2-110	BUZSD12	2	BZ	1												
824	Tirgoviste	TIRGO11	2	DB	1	4,00	2,00		6,00	1,00		4,00	1,00		4,00	1,00	
825	Dumbrava	DUMBR11	2	DB	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
826	Dumbrava	DUMBR12	2	DB	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
827	Pucioasa	PUCIO11	2	DB	1	2,70	0,20		3,40	0,10		1,80	0,50		1,80	0,60	
828	Cuptoarele 1+3	13CTG21A	2	DB	0	15,00	10,00		0,00	0,00		15,00	10,00		15,00	10,00	
829	Cuptorul 2	2CUTG21B	2	DB	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
830	Dragaesti	DESTI11	2	DB	1	4,50	0,70		4,50	1,40		3,80	0,20		3,70	0,10	
831	Teis	TEIS 11	2	DB	1	3,20	0,60		3,10	0,80		2,60	0,20		2,60	0,20	

832	Teis	TEIS 12	2	DB	1												
833	Valea Voievozilor	VVOIE11	2	DB	1	4,30	0,30		7,30	1,00		4,50	0,30		4,60	0,10	
834	Romlux	ROMLU11	2	DB	1	14,60	1,80		14,10	1,20		10,50	0,40		10,10	0,10	
835	Moreni	MOREN11	2	DB	1	7,40	2,00		7,50	1,40		4,50	1,40		4,40	1,10	
836	Fieni	FIENI11	2	DB	1	14,00	4,50		5,00	2,00		16,00	3,00		12,80	3,00	
837	Aninoasa	ANINO11	2	DB	1	1,00	0,40		2,10	0,10		1,00	0,30		1,20	0,30	
838	Lespezi	LESPE11	2	DB	1	1,20	0,10		1,10	0,10		1,00	0,10		1,00	0,10	
839	Gaesti	GAEST11	2	DB	1	6,50	2,00		6,00	1,00		5,80	0,80		6,00	1,00	
840	Mavrodin	MAVRO11	2	DB	1	13,20	2,40		10,00	1,00		6,50	1,80		6,80	2,00	
841	Titu	TITU 11	2	DB	1	6,30	2,30		6,00	2,00		2,50	1,50		6,50	2,50	
842	Mija	MIJA 11	2	DB	1	2,10	1,00		2,00	1,00		2,00	1,00		1,80	0,50	
843	Gura Ocnitei	GOCNI11	2	DB	1	6,50	2,00		7,50	2,00		6,00	2,00		6,00	2,00	
844	Potlogi	POTLO11	2	DB	1	7,80	2,10		8,40	1,90		3,90	0,90		3,70	0,70	
863	Crovu	CROVU11	2	DB	1	7,70	2,60		4,00	0,50		4,00	0,90		3,20	0,80	
864	UUP Tirgoviste	UUPTI11	2	DB	1	5,00	3,00		8,00	3,00		6,00	3,00		6,00	3,00	
883	SRAIES Titu	SRATI11	2	DB	1	7,00	0,00		7,00	0,00		7,00	0,00		7,00	1,00	
955	BUTIMANU	BUTIM11	2	DB	1	15,80	4,80		15,00	3,00		16,50	4,20		16,40	4,50	
1338	ULMI	ULMI11	2	DB	1	2,11	1,40		3,07	1,51		2,19	0,62		0,58	0,01	
165	Smirdan 110 kV B1-110	SMIRD11	1	GL	1	1,50	0,30	0,00	1,30	0,20	0,00	0,90	0,21	0,00	0,70	0,20	0,00
166	Smirdan 110 kV B2-110	SMIRD12	1	GL	1	30,00	-15,00		30,00	-10,00		25,00	-15,00		25,00	-15,00	
173	Combinat 3 (1A)	3SCOM11	1	GL	1	20,00	-5,00		20,00	0,00		20,00	-5,00		20,00	-5,00	
176	Filesti B1-110	FILES11	1	GL	1	11,56	1,26	0,00	8,32	0,74	0,00	5,32	0,42	0,00	3,75	0,33	0,00
177	SN. Galati B1-110	SNGAL11	1	GL	1	4,20	1,20	0,00	3,27	0,46	0,00	2,91	0,24	0,00	1,96	0,27	0,00
178	Galati Nord B1-110	GALAN11	1	GL	1	10,96	1,98	0,00	10,56	1,19	0,00	6,47	0,50	0,00	3,66	0,06	0,00
179	Laminor Galati B1-110	LAGAL11	1	GL	1	8,20	2,20	0,00	6,10	1,50	0,00	4,90	1,20	0,00	3,10	0,10	0,00
180	INETOF B1-110	INETO11	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
181	Dunarea B1-110	DUNA 11	1	GL	1	12,17	0,71	0,00	6,50	0,00	0,00	5,00	0,00	0,00	5,00	0,00	0,00
182	Port CSG B1-110	POCSG11	1	GL	1	1,26	0,00	0,00	1,21	0,00	0,00	1,26	0,00	0,00	0,98	0,00	0,00
183	CFR Barbosi B1-110	CFBAR11	1	GL	1	0,80	0,20	0,00	0,80	0,20	0,00	0,80	0,20	0,00	0,80	0,20	0,00
184	Abator Galati B1-110	ABGAL11	1	GL	1	3,06	0,70	0,00	3,98	0,50	0,00	2,77	0,50	0,00	2,17	0,40	0,00
185	Schela B1-110	SCHEL11	1	GL	1	7,60	3,20	0,00	9,00	5,30	0,00	7,40	2,15	0,00	6,80	2,06	0,00
186	Liesti B1-110	LIEST11	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
187	ICM Tecuci B1-110	ICMTE11	1	GL	1	1,30	0,20	0,00	1,60	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00	0,80	0,10	0,00
188	Tecuci B1-110	TECUC11	1	GL	1	21,67	7,60	0,00	20,88	7,35	0,00	13,16	3,65	0,00	11,79	2,52	0,00
189	Ionasesti B1-110	IONAS11	1	GL	1	3,80	1,80	0,00	2,20	1,10	0,00	3,80	1,80	0,00	2,10	0,40	0,00
190	Vinatori B1-110	VINAT11	1	GL	1	6,20	1,50	0,00	7,00	1,40	0,00	6,80	1,40	0,00	5,00	0,60	0,00
191	Foltesti B1-110	FOLTE11	1	GL	1	2,20	0,60	0,00	3,00	0,00	0,00	2,00	1,00	0,00	2,40	1,00	0,00
192	Bujoru B1-110	BUJO 11	1	GL	1	4,00	0,70	0,00	5,00	0,80	0,00	1,70	0,00	0,00	1,80	0,00	0,00
232	SPA Dunarea (Gl) B1-110	SPADU11	1	GL	1	0,40	0,10	0,00	0,40	0,10	0,00	0,40	0,10	0,00	0,40	0,10	0,00
233	SRP1 Vinatori(Gl) B1-110	SRP1V11	1	GL	1	10,00	2,00	0,00	16,00	0,00	0,00	14,00	0,00	0,00	10,00	0,00	0,00
234	Pechea (Gl) B1-110	PECHE11	1	GL	1	4,00	0,70	0,00	5,20	1,10	0,00	4,20	0,60	0,00	2,30	0,40	0,00
251	Ivesti (Gl) B1-110	IVEST11	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
252	Cudalbi (Gl) B1-110	CUDAL11	1	GL	1	2,20	0,00	0,00	2,20	0,70	0,00	1,50	0,70	0,00	1,30	0,00	0,00
254	SRP2 T.Vladim. B1-110	SRP2V11	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
256	SRP5-Frumusita B1-110	SRP5F11	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
259	Chiraftei SRA 7 B1-110	SR7CH11	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
267	Liesti B2-110	LIEST12	1	GL	1	7,70	2,20	0,00	7,30	1,90	0,00	5,30	0,30	0,00	4,50	1,10	0,00
270	Uzina Apa Galati B1-110	UZAGL11	1	GL	1	0,80	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00
277	Combinat Galati SC11	SCCOM11B	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
278	Filesti B2-110	FILES12	1	GL	1	15,26	0,02	0,00	12,22	0,00	0,00	7,72	0,00	0,00	6,01	0,00	0,00

279	SN Galati B2-110	SNGAL12	1	GL	1	4,20	1,10	0,00	3,00	0,00	0,00	2,90	0,20	0,00	1,90	0,30	0,00
280	Laminor Galati B2-110	LAMGL12	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
281	INETOF Galati B2-110	INETGL12	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
282	Port CSGalati B2-110	PORTGL12	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
283	SPA Dunarea(Gl) B2-110	SPADUN12	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
302	Galati Centru	GALAC11	1	GL	1	16,70	1,30	0,00	13,90	1,10	0,00	8,30	0,00	0,00	7,00	0,28	0,00
303	Laminor Galati B3	LAGAL13	1	GL	1	8,20	2,20	0,00	6,00	1,10	0,00	4,90	1,20	0,00	3,10	0,10	0,00
305	Tecuci Est	TECUEST	1	GL	1	1,68	0,12	0,00	2,00	0,27	0,00	1,15	0,35	0,00	1,10	0,36	0,00
499	Baleni	BALENI1	1	GL	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
785	Azuga	AZUGA11	2	PH	1	1,30	0,30		2,20	0,20		2,00	0,10		1,80	0,20	
786	Busteni	BUSTE11	2	PH	1	4,22	1,40		4,53	1,40		3,20	1,40		1,63	0,50	
787	Sinaia	SINAI11	2	PH	1	4,80	1,40		3,90	0,70		2,50	0,20		2,20	0,20	
788	Valea Larga	VLARG11	2	PH	1	4,27	1,10		2,69	1,08		1,88	1,12		1,50	0,90	
789	Valea Larga	VLARG12	2	PH	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
790	Breaza	BREAZ11	2	PH	1	3,10	1,00	0,00	3,50	0,80	0,00	1,80	0,30	0,00	1,70	0,30	0,00
791	Cimpina	CIMPI11	2	PH	1	8,70	2,00		10,10	2,30		5,80	1,30		4,60	1,00	
792	Doftana	DOFTA11	2	PH	1	7,82	2,86		7,67	3,00		5,05	1,35		4,40	1,52	
793	Floresti	FLORE11	2	PH	1	7,30	1,90		6,00	3,00		2,60	0,30		2,20	0,30	
794	IAV Floresti	IAVFL11A	2	PH	1	2,00	0,00		2,00	1,00		2,00	0,00		1,00	0,00	
795	IAV Floresti	IAVFL11B	2	PH	1	2,00	0,00		2,00	0,00		2,00	1,00		1,80	0,00	
796	Baicoi	BAICO11	2	PH	1	2,23	2,21		4,71	1,61		2,25	0,97		2,10	0,72	
797	Ploiesti Nord	PLOIN11	2	PH	1	31,80	7,00		28,00	5,40		19,70	3,20		15,50	1,00	
798	Ploiesti Est	PLOIE11	2	PH	1	5,90	2,00	0,00	5,50	1,90	0,00	3,20	1,20	0,00	3,00	1,20	0,00
799	Ploiesti Sud	PLOIS11	2	PH	1	8,60	2,00	0,00	11,30	2,30	0,00	6,78	1,40	0,00	5,60	1,40	0,00
800	Scaieni	SCAEN11	2	PH	1	6,70	1,60		8,70	2,00		5,20	1,20		4,50	1,00	
801	Scaieni	SCAEN12	2	PH	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
802	Valeni	VALEN11	2	PH	1	7,21	1,90		7,70	1,40		4,60	0,70		3,80	0,60	
803	Plopeni	PLOPE11	2	PH	1	3,08	1,10		2,20	0,60		1,40	0,40		1,80	0,60	
804	Valea Calugareasca	VCALU11	2	PH	1	4,50	0,70		4,00	0,60		3,20	0,50		2,80	0,40	
805	RA Valea Calugareasca	RVCAL11	2	PH	1												
806	Mizil	MIZIL11	2	PH	1	6,50	2,50		8,00	2,80		4,30	1,30		3,50	1,10	
807	CFR Mizil	CFMIZ11	2	PH	1	0,00	0,00	0,00	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	0,30	0,00
808	Brazi (1S)	BRAZI11S	2	PH	1	1,50	0,00		1,30	0,00		1,30	0,00		1,30	0,00	
809	Brazi (2S)	BRAZI12S	2	PH	1												
810	Brazi (SB)	BRAZI1SB	2	PH	1												
811	GIP Ploiesti	GIPPL11	2	PH	1												
812	Columbia	COLUM11	2	PH	1	27,00	3,00		24,40	2,30		16,00	0,30		13,20	0,40	
813	Postirnacu	POSTI11	2	PH	1	4,90	1,20		5,50	1,40		2,90	0,90		2,50	0,80	
814	Pleasa	PLEAS11	2	PH	1	1,90	0,40		2,30	0,50		1,50	0,40		1,30	0,40	
815	Berceni	BERCE11	2	PH	1	2,70	0,80		3,50	0,90		2,50	0,60		2,10	0,50	
816	Teleajen	TELEA11	2	PH	1												
817	Mineciu	MINEC11	2	PH	1	5,00	0,60		5,30	0,60		3,50	0,40		2,90	0,30	
818	Vega	VEGA 11	2	PH	1	9,20	2,70		8,70	2,30		6,70	1,90		4,50	1,80	
819	Tatarani	TATNI11	2	PH	1												
820	Urlati	URLAT11	2	PH	1	13,90	4,00		16,70	3,20		11,30	2,40		8,90	2,10	
821	Baltesti	BALTE11	2	PH	1	5,70	0,90		6,16	1,20		4,50	1,10		3,90	1,00	
822	Aricesti	ARICESTI	2	PH	1	6,72	2,06		5,77	1,82		5,65	1,90		3,40	1,20	
823	U Petrom	UPETR11	2	PH	1												
862	Comarnic	COMAR11	2	PH	1	4,80	1,40		4,20	1,30		2,50	0,90		2,10	0,80	
865	IUM Filipesti	IUMFI11	2	PH	1												

866	Rafinaria Teleajen	RTELE11	2	PH	1	19,40	9,10		19,50	12,90		17,20	10,50		17,62	10,90	
867	Rafinarie Teleajen B2-110	PTELE11	2	PH	1	12,20	3,95		12,50	6,20		11,20	4,10		12,30	5,50	
868	Ploiesti Crang	PLCRANG	2	PH	1	22,60	4,60		19,50	4,20		17,80	3,90		15,20	3,70	
884	Olteni	OLTE 11	2	PH	1	11,43	2,33		11,37	2,12		8,38	1,64		6,98	1,57	
901	Dezvolt.rafin. Brazi	DRAFB11	2	PH	1												
902	Negoiesti	NEGO 11	2	PH	1												
940	Ploiesti Nord B2-110	PLOIN12	2	PH	1												
941	GIP Brazi B2-110	GIPPL12	2	PH	1												
942	Urlati B2-110	URLAT12	2	PH	1												
943	Cauciuc Brazi B2-110	CAUCB12	2	PH	1												
945	Petroch.Teleajen B1-110	PTELE11	2	PH	1	3,00	1,00		2,00	1,00		2,00	1,00		2,00	1,00	
946	Petroch.Teleajen B2-110	PTELE12	2	PH	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
947	PETROBRAZI	PETRO	2	PH	1	40,70	15,20		40,00	14,10		39,50	14,50		38,90	15,70	
980	Movila vulpii	Movilav	2	PH	1	15,40	2,70		10,10	1,80		8,60	1,50		8,40	1,50	
992	CFR Ploiesti Vest	CFRPLV	2	PH	1	2,25	0,14		3,18	0,27		0,50	1,35		2,63	0,68	
114	Adjud B1-110	ADJUD11	1	VN	1	6,51	2,20	0,00	6,89	1,83	0,00	5,84	1,68	0,00	4,16	0,22	0,00
136	Vidra B1-110	VIDRA11	1	VN	1	5,36	0,00	0,00	6,40	0,00	0,00	4,17	0,62	0,00	3,86	1,52	0,00
137	Gugesti B1-110	GUGES11	1	VN	1	5,15	1,98	0,00	8,89	1,49	0,00	5,06	0,99	0,00	4,35	0,47	0,00
138	Focsani Nord B1-110	FOCSA11	1	VN	1	9,40	1,50	0,00	8,50	0,30	0,00	4,10	0,40	0,00	3,80	0,20	0,00
139	Vulturu B1-110	VULTU11	1	VN	1	2,04	0,92	0,00	4,09	0,76	0,00	2,65	0,45	0,00	2,43	0,39	0,00
140	Marasesti B1-110	MARAS11	1	VN	1	2,04	3,30	0,00	7,41	2,27	0,00	5,62	1,51	0,00	5,29	1,79	0,00
141	Focsani Vest B1-110	FOCSV11	1	VN	1	4,64	2,21	0,00	7,75	1,12	0,00	4,83	0,95	0,00	4,22	0,75	0,00
237	Tataranu B1-110	TATARN11	1	VN	1	2,08	0,55	0,00	3,16	0,69	0,00	2,45	0,69	0,00	2,42	0,64	0,00
266	Focsani Vest B2-110	FOCSV12	1	VN	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
291	CCH Adjud B1-110	CCHADJ11	1	VN	1	1,99	1,30	0,00	7,86	1,69	0,00	7,32	1,35	0,00	7,12	1,78	0,00
292	CEIL Focsani B1-110	CEILFC11	1	VN	1	7,39	1,69	0,00	8,48	3,26	0,00	6,20	3,14	0,00	7,72	3,59	0,00
294	Magura B 1-110	MAGUR11	1	VN	1	11,32	1,43	0,00	12,92	0,66	0,00	8,22	1,54	0,00	7,15	0,53	0,00
295	CFR Adjud B1-110	CFRADJ11	1	VN	1	0,84	0,06	0,00	1,68	0,64	0,00	1,27	0,25	0,00	0,10	0,10	0,00
241	Laminorul	LAMINO11	1	VN	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
244	CFR Focsani Nord	CFRFON11	1	VN	1	0,40	0,03	0,00	1,67	0,77	0,00	2,82	0,65	0,00	1,84	0,57	0,00
100	Borzesti 110 kV B1-110	BORZE11	1	BC	1	9,54	3,90		9,56	3,91		9,50	3,80		7,32	3,30	
101	Borzesti 110 kV B2-110	BORZE12	1	BC	1	3,47	2,83		3,46	2,85		3,33	2,77		3,43	3,00	
102	Gutinas B1-110	GUTIN11	1	BC	1	11,00	5,00		9,00	4,00		9,00	3,00		7,00	3,00	
103	Gutinas B2-110	GUTIN12	1	BC	1	9,51	4,37		9,54	3,83		9,50	3,70		7,28	3,24	
104	Darmanesti B1-110	DARMA11	1	BC	1	0,34	0,15		0,34	0,12		0,29	0,10		0,25	0,11	
105	Moinesti B1-110	MOINE11	1	BC	1	4,29	2,25		6,67	1,89		5,56	1,74		6,52	1,81	
106	Tarata B1-110	TARIT11	1	BC	1	1,70	0,00		2,30	0,00		2,00	0,00		1,70	0,00	
107	Onesti B1-110	ONEST11	1	BC	1	10,54	6,11		7,76	5,00		7,48	4,69		6,68	4,60	
108	Tg. Ocna B1-110	TGOCN11	1	BC	1	7,47	3,57		4,95	2,14		4,70	2,33		4,33	1,86	
109	Margineni B1-110	MARGI11	1	BC	1	8,24	3,80		6,56	2,76		7,32	3,03		6,30	2,53	
110	Gheraesti B1-110	GHERA11	1	BC	1	13,59	3,15		12,50	1,76		13,51	2,77		11,96	2,80	
111	Bacau Sud B1-110	BACAS11	1	BC	1	33,20	9,84		33,00	6,00		23,00	5,00		18,00	3,00	
112	Glavanesti B1-110	GLAVA11	1	BC	1	2,96	1,45		3,04	1,15		2,79	1,30		2,61	1,11	
113	Siscani B1-110	SISCA11	1	BC	1	5,56	0,33		3,17	0,81		3,31	6,50		2,63	0,63	
115	Buhusi B1-110	BUHUS11	1	BC	1	4,11	0,70		5,24	0,50		5,34	0,50		2,60	0,40	
116	Filipesti B1-110	FILIP11	1	BC	1	3,50	0,40		3,50	0,50		3,00	0,40		2,90	0,40	
82	Filipesti CFR	FILIPCF	1	BC	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
117	Tg.Trotus CFR B1-110	CFTTR11	1	BC	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,44	0,44	
118	Asau CFR B1-110	CFASA11	1	BC	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,44	0,44		0,44	0,44	
119	Bolovanis B1-110	BOLOV11	1	BC	1	1,76	1,14		1,14	0,91		1,17	0,86		1,14	0,87	

309	Bolovanis B1-111	BOLOVCF	1	BC	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
120	Faraoani CFR B1-110	CFFAR11	1	BC	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
121	Comanesti B1-110	COMAN11	1	BC	1	7,36	3,30		6,22	2,01		5,88	1,97		3,31	1,81	
142	Racaciuni B1-110	RACA 11	1	BC	1	3,44	0,42		2,88	0,42		2,57	0,42		2,45	0,42	
236	Contesti (Bc) B1-110	CONTE11	1	BC	1	0,68	0,33		1,05	0,26		0,95	0,26		0,87	0,26	
293	Siscani B2-110	SISCA12	1	BC	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
260	CET Bacau	TBACA11	1	BC	1	5,80	3,00		8,00	4,00		6,30	3,00		8,20	3,00	
12	Bucecea B1-110	BUCEC11	1	BT	1	1,75	0,44		1,60	0,46		1,40	0,53		1,26	0,42	
13	Dorohoi B1-110	DOROH11	1	BT	1	8,44	1,19		6,71	1,03		6,24	1,30		5,39	0,68	
14	Darabani B1-110	DARAB11	1	BT	1	3,15	0,16		2,97	0,41		2,72	0,54		2,37	0,31	
23	Botosani B1-110	BOTOS11	1	BT	1	3,80	0,59		7,41	0,97		7,21	1,34		6,34	0,65	
24	Catamaresti B1-110	CATAM11	1	BT	1	2,64	0,41		2,42	0,03		2,73	0,33		1,91	0,13	
25	Blocuri B1-110	BLOCU11	1	BT	1	9,39	0,58		5,66	0,62		5,38	0,56		4,46	0,97	
26	Saveni B1-110	SAVEN11	1	BT	1	3,74	0,07		3,23	0,81		3,00	0,78		2,72	0,63	
27	Trusesti B1-110	TRUSE11	1	BT	1	3,21	0,00		2,85	0,80		2,55	0,85		2,46	0,66	
28	Stanca B1-110	STINC11	1	BT	1	7,00	2,00		7,00	2,00		7,00	2,00		0,00	0,00	
29	Ripiceni B1-110	RIPIC11	1	BT	1	1,70	0,50		2,00	0,60		2,40	0,70		1,70	0,50	
40	Mitoc B1-110	MITOC11	1	BT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
41	Abator Botosani B1-110	ABABO11	1	BT	1	3,48	0,87		4,82	1,29		4,50	1,38		4,14	1,15	
42	Hudum B1-110	HUDUM11	1	BT	1	12,77	3,72		10,42	1,78		9,35	1,90		8,55	1,12	
44	Halaucesti B1-110	HALAU11	1	IS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
45	Pascani B1-110	PASCA11	1	IS	1	14,05	4,26		9,26	0,90		9,74	2,16		8,83	1,63	
46	Vatra B1-110	VATRA11	1	IS	1	3,26	0,19		2,84	0,15		2,82	0,01		4,74	0,59	
47	Hirlau B1-110	HIRLA11	1	IS	1	0,14	0,45		1,04	0,75		3,03	1,02		1,42	0,96	
48	Tg. Frumos B1-110	TGFRU11	1	IS	1	8,64	1,45		7,52	0,67		8,10	1,47		6,22	1,93	
49	Belcesti B1-110	BELCE11	1	IS	1	1,97	0,07		1,80	0,20		1,53	0,07		1,41	0,17	
50	Podul Iloaiei B1-110	PILOA11	1	IS	1	3,38	0,74		3,03	0,41		3,29	0,70		3,04	0,64	
51	FAI 110 kV I B1-110	F A I11	1	IS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
52	FAI 110 kV II B2-110	F A I12	1	IS	1	10,20	3,40		8,30	1,40		6,20	1,10		5,20	0,60	
53	SRA IA Iasi B1-110	SRIAI11	1	IS	1	1,10	0,40		1,10	0,30		1,10	0,30		0,70	0,10	
54	Regie B1-110	REGIE11	1	IS	1	12,53	0,04		8,30	0,97		7,97	0,68		8,11	1,22	
55	Centru B1-11O	CENTR11	1	IS	1	20,81	1,43		11,70	1,45		10,60	1,41		10,88	1,68	
56	Bahlui 4 B1-110	BAHL411	1	IS	1	12,47	1,39		7,17	3,41		7,10	2,37		6,44	0,46	
57	Galata I B1-110	GALAT11	1	IS	1	12,13	1,54		7,81	2,65		6,79	2,40		6,28	2,50	
58	Galata II B2-110	GALAT12	1	IS	1	12,20	1,00		7,37	2,17		7,19	1,94		6,40	2,32	
59	SRA CUG Iasi B1-110	SRCUG11	1	IS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
60	Manta Rosie B1-110	MROSI11	1	IS	1	13,30	0,79		8,14	1,89		7,54	1,76		6,65	2,22	
61	Bularga I B1-110	BULAR11	1	IS	1	10,54	1,97		5,17	0,26		5,94	0,51		5,26	0,15	
62	Bularga II B2-110	BULAR12	1	IS	1	10,67	1,78		6,02	0,78		6,46	1,07		5,54	0,65	
63	SRA CFS2 B1-110	SCFS211	1	IS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
64	CET Iasi I B1-110	TIASI11	1	IS	1	0,70	0,50		0,62	0,43		0,66	0,44		0,62	0,45	
65	CET Iasi II B2-110	TIASI12	1	IS	1	3,78	0,32		3,81	0,33		3,82	0,34		3,90	0,35	
66	Tatarasi B1-110	TATSI11	1	IS	1	13,71	0,00		8,02	1,70		7,72	1,56		6,92	0,85	
67	Laminor (IMI2) B1-110	LAMIA11	1	IS	1	0,20	0,10		0,30	0,10		0,20	0,00		0,20	0,00	
68	Iasi sud B1-110	IASIS11	1	IS	1	8,70	2,70		9,00	1,00		7,00	0,40		5,90	0,50	
70	SRA IMI B1-110	SRIMI11	1	IS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
72	Tutora B1-110	TUTOR11	1	IS	1	2,65	0,55		2,10	0,31		2,26	0,40		2,53	0,11	
73	Raducaneni B1-110	RADUC11	1	IS	1	1,40	0,30		1,80	0,30		1,20	0,50		1,30	0,52	
74	SRA Ulei B1-110	SRULE11	1	IS	1	5,52	0,15		3,72	0,79		4,42	0,48		3,29	0,78	
75	SRA Tehnoton B1-110	SRTEH11	1	IS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	

76	Breazu B1-110	BREA 11	1	IS	1	8,52	1,39		5,24	1,09		6,65	0,94		4,66	1,14	
77	Trifesti B1-110	TRIFE11	1	IS	1	12,10	4,90		5,00	3,00		4,00	2,00		4,00	1,80	
93	Vladeni B1-110	VLADE11	1	IS	1	3,50	1,00		2,80	1,00		2,60	0,80		2,50	0,80	
94	Tibanesti B1-110	TIBAN11	1	IS	1	2,03	0,47		1,77	0,34		1,57	0,26		1,47	0,18	
96	Comarna B1-110	COMA 11	1	IS	1	1,10	0,54		1,40	0,40		1,10	0,30		1,10	0,30	
97	Gorban B1-110	GORBA11	1	IS	1	1,02	0,26		0,95	0,83		0,90	0,92		1,89	1,03	
240	Sculeni (Is) B1-110	SCULE11	1	IS	1	0,43	0,79		0,43	0,78		0,43	0,78		0,43	0,78	
250	Razboieni (Iasi) B1-110	RAZBO11	1	IS	1	0,40	0,10		0,44	0,10		0,13	0,10		0,00	0,00	
253	Cetatuia B1-110	SOCOL11	1	IS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
271	Dancu B1-110	DANCU11	1	IS	1	1,30	0,30		1,90	0,60		1,40	0,40		1,70	0,50	
175	DELPHI	DELHP11	1	IS	1	12,92	3,75		9,80	2,29		10,78	2,94		8,55	1,90	
122	Dumbrava(SRA+CET Savi)	DUMB 11	1	NT	1	14,00	3,00		13,00	2,00		12,00	2,00		11,00	2,00	
123	Roman	ROMAN11	1	NT	1	26,00	6,50		28,70	1,40		18,90	2,40		21,10	4,30	
124	Tupilati B1-110	TUPIL11	1	NT	1	1,60	0,20		1,80	0,20		1,60	0,20		1,40	0,60	
125	Ciritei B1-110	CIRIT11	1	NT	1	4,16	0,87		3,55	0,38		3,81	0,42		3,61	0,56	
128	Stejaru B1-110	STEJA11	1	NT	1	24,00	6,00		13,00	3,00		19,00	4,00		19,00	5,00	
130	Roznov B1-110	ROZNO11	1	NT	1	5,42	1,77		4,11	0,95		4,14	1,15		3,56	0,81	
131	Sarata B1-110	SARAT11	1	NT	1	0,59	0,10		1,13	0,80		0,84	0,35		1,79	0,51	
132	Piatra Neamt Cen. B1-110	PNEAC11	1	NT	1	5,01	0,27		3,56	0,08		3,63	0,09		3,42	0,21	
133	Tg. Neamt B1-110	TGNEA11	1	NT	1	11,91	4,83		10,83	2,80		10,41	3,04		9,68	2,47	
134	Izvoare B1-110	IZVOA11	1	NT	1	10,64	3,29		9,06	1,35		9,98	2,33		9,21	1,54	
135	Poiana Teiului B1-110	PTIUL11	1	NT	1	2,62	1,33		2,45	0,74		3,61	0,35		1,82	0,58	
247	Roman Vest B1-110	ROMAV11	1	NT	1	3,40	0,20		3,60	0,20		3,10	0,20		1,50	0,60	
263	Roman Nord B1-110	ROM NR11	1	NT	1	1,00	0,00		6,00	4,00		3,00	1,00		1,00	0,00	
268	CFR Timisesti B1-110	CFTIM11	1	NT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
276	Sarata B2-110	SARAT12	1	NT	1	7,25	1,00		6,45	1,20		7,82	2,00		4,42	0,46	
1	Suceava 110 kV B1-110	SUCEA11	1	SV	1	4,30	2,00		7,30	0,70		4,20	0,40		3,60	0,10	
2	Suceava 110 kV B2-110	SUCEA12	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
3	Tricotaje RA B1-110	TRICO11	1	SV	1	3,79	0,44		2,29	0,20		2,39	0,07		2,14	0,19	
4	Mirauti B1-110	MIRAU11	1	SV	1	8,00	1,00		7,00	0,00		0,89	1,43		0,84	1,28	
5	Combinat Suceava B1-110	COMSV11	1	SV	1	6,00	2,00		3,00	1,00		3,00	1,00		2,00	1,00	
6	Itcani B1-110	ITCAN11	1	SV	1	8,72	0,34		7,46	0,69		6,85	0,95		5,76	0,07	
7	Automecanica B1-110	AUTSV11	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
8	CFR - Itcani B1-110	CFITC11	1	SV	1	0,72	1,65		0,30	0,67		0,17	0,45		0,13	0,44	
9	Combinat - Itcani B1-110	COMIT11	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
10	Conexiuni Suceava B1-110	CONSV11	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
11	Radiatoare B1-110	RADSV11	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
15	Burdujeni B1-110	BURDU11	1	SV	1	0,80	1,80		0,42	1,54		0,30	1,17		0,16	1,04	
17	Falticeni B1-110	FALTI11	1	SV	1	16,27	3,75		11,95	3,06		11,85	3,62		11,15	3,24	
18	Pal Falticeni B1-110	PFALT11	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
19	Mirauti B2-110	MIRAU12	1	SV	1	1,18	2,91		0,97	1,24		0,89	1,43		0,84	1,28	
20	Frasin B2-110	FRASI12	1	SV	1	6,16	1,42		4,11	1,10		3,99	1,39		3,63	1,13	
21	Barnar B1-110	BARNA11	1	SV	1	0,80	0,40		0,80	0,40		0,60	0,30		0,60	0,30	
22	Cimpulung Mold. B1-110	CLMOL11	1	SV	1	5,49	1,89		4,79	1,54		4,10	1,79		1,54	0,84	
30	Dolhasca - CFR B1-110	CFDOL11	1	SV	1	0,85	0,38		1,26	0,14		0,77	0,48		1,16	0,36	
31	Vatra Dornei B1-110	VDORN11	1	SV	1	8,14	2,69		6,85	2,06		6,85	2,43		5,85	2,61	
33	Veresti B1-110	VERES11	1	SV	1	6,20	0,80		5,30	0,99		4,61	1,10		4,10	0,82	
34	Solca B1-110	SOLCA11	1	SV	1	4,05	0,05		3,17	0,37		2,58	0,44		2,37	0,14	
35	Radauti B1-110	RADAU11	1	SV	1	14,23	1,89		9,70	1,32		8,39	1,93		8,13	1,18	
36	Siret B1-110	SIRET11	1	SV	1	4,02	0,05		3,04	0,44		2,82	0,60		2,60	0,32	

37	Tarnita (Sv) B1-110	TARSV11	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
38	Iacobeni B1-110	IACOB11	1	SV	1	1,00	0,30		0,90	0,30		0,70	0,20		0,80	0,30	
39	Delnita B1-110	DELNI11	1	SV	1	1,20	0,40		0,90	0,14		0,60	0,10		0,70	1,10	
230	Vicov (Sv) B1-110	VICOV11	1	SV	1	2,47	0,41		1,73	0,45		1,64	0,36		1,46	0,34	
231	Dolhasca (Sv) B1-110	DOLHA11	1	SV	1	4,00	0,14		2,80	0,59		2,57	0,69		2,39	0,54	
235	Gura Humorului B1-110	GURAH11	1	SV	1	6,85	1,49		5,70	1,84		5,56	1,83		5,17	1,68	
249	Rulmentul (Sv) B1-110	RULMS11	1	SV	1	0,58	0,08		0,32	0,11		0,51	0,01		0,54	0,01	
255	Paltinoasa (Sv) B1-110	PALTI11	1	SV	1	0,21	0,04		0,05	0,09		0,32	0,90		0,44	0,15	
262	Pojorita B1-110	POJ0R11	1	SV	1	0,21	0,04		0,05	0,09		0,32	0,09		0,44	0,15	
264	CFR Cosna B1-110	COSNA11	1	SV	1	0,29	0,53		0,56	0,25		0,35	0,27		0,33	0,42	
265	E.Hurmuzachi B1-110	HURRD11	1	SV	1	2,77	0,04		1,45	0,28		1,64	0,21		1,51	0,33	
273	Tricotaje Suceava B2-110	TRICO12	1	SV	1	12,00	2,00		9,00	0,00		6,00	1,00		5,00	1,00	
274	Combinat Suceava B2-110	COMSV12	1	SV	1	5,80	1,00		3,00	0,80		2,20	0,70		2,10	0,70	
299	MIRAUTI Itcani B1-110	MIRIT11	1	SV	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
301	EGGER (Sv) B1 110	EGGER11	1	SV	1	9,25	3,94		8,52	2,46		8,79	2,69		8,89	2,66	
78	Delea B1-110	DELEA11	1	VS	1	3,93	0,12		2,83	0,33		2,71	0,22		2,54	0,30	
79	Vaslui B1-110	VASLU11	1	VS	1	7,11	0,74		4,81	0,91		3,82	0,59		3,50	0,31	
80	Munteni I B1-110	MUNTE11	1	VS	1	7,90	2,10		7,00	1,20		5,00	0,80		4,20	0,00	
81	Munteni II B2-110	MUNTE12	1	VS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
83	Stanilesti B1-110	STANI11	1	VS	1	2,18	0,73		1,45	0,40		1,47	0,52		1,52	0,45	
84	Vetrisoaia B1-110	VETRI11	1	VS	1	1,86	0,67		1,58	0,57		1,64	0,65		1,74	0,64	
85	Husi B1-110	HUSI 11	1	VS	1	7,52	0,23		5,27	0,59		5,84	0,09		4,93	0,30	
86	Rediu B1-110	REDIU11	1	VS	1	1,50	0,10		2,10	0,30		1,30	0,00		1,20	0,10	
87	Negresti B1-110	NEGRE11	1	VS	1	4,95	1,65		4,18	1,03		4,07	1,10		3,77	0,97	
88	Birlad B1-110	BIRLA11	1	VS	1	9,26	1,48		6,72	0,34		6,43	0,44		5,92	0,18	
89	SRA IR Birlad B1-110	SRBIR11	1	VS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
90	Simila B1-110	SIMIL11	1	VS	1	2,90	1,60		3,50	1,70		1,40	0,90		2,30	1,70	
91	Murgeni B1-110	MURGE11	1	VS	1	2,74	1,13		2,14	0,54		2,06	0,72		1,91	0,56	
92	Cring Is. B1-110	CRINI11	1	VS	1	7,73	0,32		6,19	1,03		6,01	0,89		5,76	0,88	
95	Rosiesti B1-110	ROSIE11	1	VS	1	4,92	1,75		3,66	1,01		3,50	1,02		2,79	0,79	
242	CT Vaslui B1-110	CTVAS11	1	VS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
243	Falciu B1-110	FALCI11	1	VS	1	0,67	0,28		0,58	0,19		0,58	0,20		0,55	0,21	
1124	Petrochimie 1 Bradu	PCH1B11B	3	AG	1	0,14	4,40		0,10	4,40	0,00	0,10	4,50	0,00	0,10	4,50	0,00
1125	Petrochimie 4 Bradu	PCH4B12B	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1126	Petrochimie 2 Pit. Sud	PCH2P11	3	AG	1	0,00	4,00		0,00	4,00	0,00	0,00	4,00	0,00	0,00	4,00	0,00
1127	Petrochimie 3 Pit. Sud	PCH3P11	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1128	CET 1 Bradu	CET1B11B	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1129	Rafinarie 3 Bradu	RAF3B12B	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1130	CET 2 Pit. Sud	CET2P11	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1131	Rafinarie 4 Pit. Sud	RAF4P11	3	AG	1	0,30	0,20		0,30	0,20	0,00	0,30	0,20	0,00	0,30	0,20	0,00
1132	Rafinarie 5 Pit. Sud	RAF5P11	3	AG	1	0,20	0,10		0,20	0,10	0,00	0,20	0,10	0,00	0,20	0,10	0,00
1133	Pitesti Nord	PITEN11	3	AG	1	17,31	4,67		21,00	3,83	0,00	15,00	2,30	0,00	10,00	0,30	0,00
1134	Poiana Lacului	PLACU11	3	AG	1	8,65	2,13		10,10	2,53	0,00	8,81	2,20	0,00	8,06	2,01	0,00
1135	Pitesti Vest	PITEV11	3	AG	1	14,60	1,53		12,85	1,03	0,00	7,80	0,10	0,00	6,95	0,51	0,00
1136	Prundu	PRUDU11	3	AG	1	12,50	2,60		13,00	2,70	0,00	7,50	1,50	0,00	5,70	1,24	0,00
1137	Textila	TEXTI11	3	AG	1	3,20	1,41		2,35	1,14	0,00	1,45	0,60	0,00	1,26	0,49	0,00
1138	IME Pitesti	IMEPI11	3	AG	1	18,63	6,20		15,70	2,50	0,00	9,60	1,00	0,00	7,90	0,95	0,00
1139	Topoloveni	TOPO 11	3	AG	1	5,81	2,33		8,65	2,10	0,00	5,35	0,81	0,00	4,21	0,10	0,00
1140	Valcele	VILCL11	3	AG	1	7,72	2,20		8,50	0,80	0,00	8,40	1,70	0,00	7,42	1,46	0,00
1141	Arges Sud	ARGES11	3	AG	1	3,68	0,65		4,37	0,35	0,00	2,95	0,17	0,00	2,58	0,10	0,00

1145	Valea Danului	VDANU11	3	AG	1	2,20	0,40		2,30	0,20	0,00	1,41	0,23	0,00	0,90	0,20	0,00
1146	Electroarges	EARGE11	3	AG	1	9,50	1,35		9,00	0,72	0,00	6,60	0,60	0,00	4,30	0,46	0,00
1148	Campulung	CLUNG11	3	AG	1	5,77	2,62		8,24	0,79	0,00	6,89	0,37	0,00	3,20	0,80	0,00
1150	CLC Campulung	CLC 11	3	AG	1	27,46	11,60		28,63	11,84	0,00	28,85	11,51	0,00	27,92	10,96	0,00
1152	IMM Campulung	IMMC 11	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1155	Schitu Golesti	SCHIT11	3	AG	1	10,10	4,40		12,40	2,95	0,00	7,70	1,37	0,00	6,80	0,65	0,00
1156	Rucar	RUCAR11	3	AG	1	1,70	0,20		2,00	0,03	0,00	1,05	0,27	0,00	1,07	0,29	0,00
1157	Mioveni	MIOVE11	3	AG	1	21,02	5,63		22,15	4,37	0,00	16,76	2,72	0,00	10,35	0,82	0,00
1158	IA Pitesti	IAPIT11	3	AG	1	46,90	18,35		46,10	18,10	0,00	44,70	17,60	0,00	20,43	6,57	0,00
1160	Turnatoria IAP	TURIA11	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1161	IRNE	IRNE 11	3	AG	1	1,45	0,61		1,04	0,44	0,00	0,96	0,42	0,00	0,42	0,15	0,00
1162	Patroaia	PATRO11	3	AG	1	9,23	3,66		8,41	1,42	0,00	5,24	0,71	0,00	4,84	0,35	0,00
1163	Mozaceni	MOZAC11	3	AG	1	4,20	3,00		4,86	0,77	0,00	3,00	0,30	0,00	2,70	0,13	0,00
1164	Costesti	COSTE11	3	AG	1	5,00	0,50		5,67	1,42	0,00	3,81	0,95	0,00	3,85	0,96	0,00
1270	SPA Golesti	IRARG11	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1313	Bradu (B2-110)	BRADU12	3	AG	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1315	IMM Schitu Golesti	IMMC 12	3	AG	1	0,52	0,02		0,48	0,13	0,00	0,36	0,23	0,00	0,05	0,42	0,00
1321	Bradu -trafo T2	BRADUT2	3	AG	1	1,50	0,50		3,00	0,10	0,00	1,60	0,10	0,00	1,30	0,40	0,00
1147	Aref	AREF 11	3	AG	1	1,50	0,20		1,80	0,20	0,00	1,00	0,20	0,00	1,00	0,10	0,00
1319	Pitesti Sud TRAFO1	PITEST1	3	AG	1	10,00	4,80		15,20	5,40	0,00	14,40	5,40	0,00	5,10	0,30	0,00
1335	OARJA	OARJA11	3	AG	1	2,40	0,00		9,90	1,70	0,00	11,80	2,90	0,00	4,00	0,50	0,00
1044	CFR Jianca	CFJIA11	3	DJ	1	1,22	0,61		1,52	0,80	0,00	0,21	0,06	0,00	0,34	0,06	0,00
1045	CFR Cernele	CFCER11	3	DJ	1	3,00	1,00		5,00	2,00	0,00	5,00	2,00	0,00	0,10	0,00	0,00
1050	Segarcea	SEGAR11	3	DJ	1	4,00	2,00		4,80	2,20	0,00	3,00	1,50	0,00	3,60	1,80	0,00
1051	Bailesti	BAILE11	3	DJ	1	6,50	0,90		8,05	1,00	0,00	5,11	0,90	0,00	3,50	0,50	0,00
1070	Basarabi	BASBI12	3	DJ	1	4,24	1,42		5,39	1,04	0,00	3,77	0,86	0,00	3,62	0,88	0,00
1052	Basarabi	BASBI11	3	DJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1053	RA Basarabi	RABAS11	3	DJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1054	Turnatoria Bailesti	TURNB11	3	DJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1055	Galicea	GALIC11	3	DJ	1	1,70	0,20		2,00	0,20	0,00	1,28	0,10	0,00	1,57	0,15	0,00
1056	Calafat Sud	CALAS11	3	DJ	1	6,56	2,33		5,97	0,22	0,00	2,91	0,36	0,00	2,72	0,38	0,00
1059	CT Calafat	TCALA11	3	DJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1060	Cetate	CETAT12	3	DJ	1	1,20	0,40		0,60	0,20		0,60	0,20	0,00	0,60	0,20	0,00
1061	SPA 2 Cetate	SPCET11	3	DJ	1	0,00	0,00		1,20	0,60	0,00	1,20	0,60	0,00	1,20	0,60	0,00
1062	Plenita	PLENI11	3	DJ	1	3,16	0,81		5,40	0,92	0,00	3,55	0,53	0,00	2,91	0,54	0,00
1063	Horezu Poenari	HOREP11	3	DJ	1	3,40	1,70		3,40	1,70	0,00	1,20	0,60	0,00	1,20	0,60	0,00
1064	Nedeia	NEDEI11	3	DJ	1	7,40	3,70		7,40	3,70	0,00	7,40	3,70	0,00	4,60	2,30	0,00
1065	Bechet	BECHE11	3	DJ	1	3,60	1,20		3,40	1,20	0,00	1,60	0,80	0,00	1,40	1,20	0,00
1066	Amarasti	AMARA11	3	DJ	1	4,50	1,50		4,80	2,00	0,00	2,70	1,50	0,00	3,00	1,50	0,00
1067	Ocolna	OCOLN11	3	DJ	1	1,20	0,60		0,80	0,40	0,00	0,60	0,30	0,00	0,60	0,30	0,00
1068	Dabuleni	DABUL11	3	DJ	1	2,80	1,00		3,00	2,00	0,00	2,80	1,00	0,00	1,00	0,60	0,00
1069	Filiasi	FILIA11	3	DJ	1	4,90	0,80		7,70	0,40	0,00	4,70	0,10	0,00	4,30	0,10	0,00
1072	Moflesti	MOFLE11	3	DJ	1	1,40	0,70		2,47	1,10	0,00	1,70	0,80	0,00	1,30	0,20	0,00
1073	Almaj	ALMAJ11	3	DJ	1	4,20	1,00		6,50	1,20	0,00	4,10	0,50	0,00	3,50	0,50	0,00
1074	Ghercesti	GHERC11	3	DJ	1	5,40	1,00		9,50	0,70	0,00	5,80	0,30	0,00	5,20	0,30	0,00
1075	Podari	PODAR11	3	DJ	1	3,50	1,20		4,00	1,50	0,00	3,00	1,00	0,00	2,50	1,00	0,00
1076	Craiova Centru	CRAIC11	3	DJ	1	24,40	4,20		24,38	4,20	0,00	11,96	3,40	0,00	9,61	3,20	0,00
1077	Electroputere	ELECP11	3	DJ	1	2,60	1,30		1,40	0,70	0,00	0,80	0,40	0,00	0,60	0,30	0,00
1078	Electroputere	ELECP12	3	DJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1079	Craiova Est	CRAIE11	3	DJ	1	12,94	1,86		12,94	1,86	0,00	12,94	1,86	0,00	11,20	1,80	0,00

1080	Craiovita	CRVIT11	3	DJ	1	8,57	2,00		8,67	2,00	0,00	8,33	2,00	0,00	8,17	2,00	0,00
1081	Craiova Sud	CRAIS11	3	DJ	1	13,79	2,32		12,90	0,76	0,00	7,49	0,02	0,00	6,89	0,07	0,00
1083	DIF	DIFCR11	3	DJ	1	6,80	1,17		10,78	0,75	0,00	6,39	0,74	0,00	5,08	0,70	0,00
1085	Olcit	OLCIT11	3	DJ	1	21,94	8,94		23,10	9,76	0,00	21,93	8,77	0,00	12,77	4,26	0,00
1086	Prefabricate	PREFA11	3	DJ	1	9,60	2,00		13,30	1,90	0,00	8,80	1,40	0,00	6,20	1,60	0,00
1087	CCh Isalnita	CCHIS11	3	DJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1088	CCh Craiova Nord	CCHCN11	3	DJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1277	Leu	LEU 11	3	DJ	1	1,60	0,80		3,54	1,10	0,00	1,90	0,80	0,00	1,72	0,80	0,00
1337	Zona Ind. de Est Craiova	ZIECV	3	DJ	1	2,60	0,80		4,70	0,40	0,00	3,30	0,60	0,00	2,40	1,00	0,00
1008	Motru	MOTRU11	3	GJ	1	5,56	2,02		7,59	2,02	0,00	5,58	1,02	0,00	5,63	0,87	0,00
1009	Lupoaia	LUPOA11	3	GJ	1	2,11	2,14		2,06	2,20	0,00	3,49	3,61	0,00	0,00	0,00	0,00
1010	Valea Mare	VALMA11	3	GJ	1	0,10	0,00		0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00
1025	Rogojelu	ROGOJ11	3	GJ	1	4,00	2,00		5,10	2,00	0,00	5,00	3,00	0,00	3,00	1,00	0,00
1027	Jilt	JILT 11	3	GJ	1	8,73	11,85		10,89	15,46	0,00	12,13	18,41	0,00	14,00	16,99	0,00
1028	Rosia de Jiu	ROSIJ11	3	GJ	1	6,58	4,77		9,04	7,99	0,00	10,85	10,95	0,00	12,50	9,59	0,00
1029	Tg. Jiu Sud	TJIUS11	3	GJ	1	12,24	3,00		12,12	2,03	0,00	7,66	0,86	0,00	6,70	0,61	0,00
1030	Targu Jiu Nord	TGJIUN11	3	GJ	1	2,30	0,40		4,00	0,20	0,00	3,00	0,30	0,00	3,00	1,00	0,00
1032	Birsesti 2	BIRS211	3	GJ	1	3,13	2,10		9,10	1,93	0,00	4,43	0,14	0,00	3,17	0,21	0,00
1033	Paring IRE	PARIN11	3	GJ	1	2,03	0,41		3,53	0,55	0,00	3,03	0,63	0,00	1,83	0,90	0,00
1034	IUM Tg. Jiu	IUMTJ11	3	GJ	1	5,05	1,78		5,89	1,22	0,00	4,10	0,73	0,00	3,36	0,25	0,00
1035	Godinesti	GODIN11	3	GJ	1	2,91	1,08		4,23	0,74	0,00	2,81	0,27	0,00	3,07	0,07	0,00
1036	SRA Cauciuc Tg. Jiu	SRCTJ11	3	GJ	1	1,40	0,78		1,96	0,75	0,00	0,93	0,48	0,00	0,92	0,45	0,00
1038	Pesteana	SRPES11	3	GJ	1	1,58	1,05		2,13	1,31	0,00	1,34	0,98	0,00	1,49	0,81	0,00
1040	Barbatesti	BARBA11	3	GJ	1	2,02	0,00		2,63	0,00	0,00	2,34	0,00	0,00	2,27	0,00	0,00
1042	Carbunesti	CARBU11	3	GJ	1	1,15	1,28		4,11	0,00	0,00	2,66	0,00	0,00	2,36	0,00	0,00
1043	Turburea	TURBU11	3	GJ	1	3,54	0,86		3,90	0,73	0,00	4,71	0,69	0,00	3,25	0,45	0,00
1048	CFR Barbatesti	CFBAR11	3	GJ	1	0,05	0,00		0,29	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00
1049	CFR Paring	CFPAR11	3	GJ	1	0,09	0,00		0,56	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
1278	Timiseni	TSENI11	3	GJ	1	1,65	0,80		4,51	2,40	0,00	1,55	0,29	0,00	0,79	0,60	0,00
1279	Dragotesti	DRAGT11	3	GJ	1	0,92	0,31		1,30	0,35	0,00	0,82	0,25	0,00	0,77	0,26	0,00
1284	Seciuri-Alim. din St.Pojaru	SECIU11	3	GJ	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1286	CFR Plopsor	CFPLO11	3	GJ	1	0,24	0,00		0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	1,07	0,00	0,00
1292	Stoina	STOIN11	3	GJ	1	1,72	0,70		2,62	0,60	0,00	2,21	0,43	0,00	2,20	0,41	0,00
1293	Rosiuta	ROSIU11	3	GJ	1	5,05	4,45		1,42	0,62	0,00	7,87	8,14	0,00	0,64	0,51	0,00
1302	Pinoasa	PINOS11	3	GJ	1	4,47	6,21		0,33	1,49	0,00	4,86	4,71	0,00	3,52	2,57	0,00
1041	Pojaru	POJAR11	3	GJ	1	3,07	1,48		3,05	1,48	0,00	3,69	1,50	0,00	3,61	0,60	0,00
1037	Sardanesti	SARDA11	3	GJ	1	2,30	0,50		3,10	0,60		2,40	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
1001	Tr.Severin	TSECE11	3	MH	1	14,30	1,20		14,60	1,30	0,00	8,40	1,30	0,00	7,10	1,30	0,00
1002	Sant. Naval Drobeta	SNATS11	3	MH	1	2,80	1,00		2,80	1,00	0,00	2,00	0,50	0,00	2,00	0,50	0,00
1003	Aeroport Drobeta	AERTS11	3	MH	1	5,80	2,50		6,90	3,00	0,00	4,00	2,00	0,00	4,00	2,00	0,00
1004	Gura Vaii	GVAII11	3	MH	1	0,60	0,30		0,60	0,30	0,00	0,50	0,20	0,00	0,50	0,20	0,00
1005	Vinju Mare	VINJU11	3	MH	1	2,60	0,20		4,00	0,50	0,00	2,60	0,20	0,00	2,20	0,20	0,00
1006	Burila	BURIL11	3	MH	1	1,65	0,50		2,46	0,50	0,00	1,62	0,50	0,00	1,63	0,50	0,00
1007	Tiganasi	TIGAN11	3	MH	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1011	CCH Drobeta Tr. Severin	CCHTS11	3	MH	1	7,87	4,69		7,63	4,46	0,00	6,33	3,31	0,00	5,98	3,02	0,00
1012	Anvelope Drobeta Tr.Sev.	ANVTS11	3	MH	1	0,06	0,11		0,06	0,11	0,00	0,06	0,11	0,00	0,04	0,11	0,00
1014	Gruia	GRUIA11	3	MH	1	0,87	0,10		1,00	0,01	0,00	0,65	0,05	0,00	0,56	0,07	0,00
1015	Pristol	PRIST11	3	MH	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1016	Cujmir	CUJMI11	3	MH	1	2,70	0,90		3,70	0,40	0,00	2,50	0,40	0,00	2,30	0,10	0,00
1017	Forje Drobeta Tr. Sev	FORTS11	3	MH	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

1018	Strehaia	STREH11	3	MH	1	2,86	0,60		3,55	0,49	0,00	2,37	0,29	0,00	2,24	0,28	0,00
1019	Armaturi	ARMTS11	3	MH	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1020	Husnicioara	HUSNI11	3	MH	1	3,09	1,00		4,05	1,00	0,00	1,65	0,50	0,00	1,65	0,50	0,00
1022	Laminor Dr. T. Sev.	LAMTS11	3	MH	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1323	Banovita	BANOV12	3	MH	1	3,74	1,97		5,56	0,63	0,00	3,53	0,34	0,00	3,23	0,36	0,00
1023	Banovita	BANOV11	3	MH	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1024	ROMAG	ROMAG11	3	MH	1	1,00	1,00		1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00
1047	CFR Valea Alba	CFVAA11	3	MH	1	0,06	0,02		0,66	0,26	0,00	1,49	0,54	0,00	0,45	0,02	0,00
1170	SRA Al. Etapa 6-AT3	SRAE611	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1165	SRA Al. Etapa 6-AT4	SRAE611	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1166	SRA Et 6-L3(Milcov)	SRAE612	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1167	Gradiste ST	GRAD 12	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1168	Intrep. Al. Slatina	SRIAS21	3	OT	1	115,00	50,00		115,00	50,00	0,00	115,00	50,00	0,00	110,00	20,00	0,00
1169	Intrepr. Al. Slatina	SRIAS22	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1171	Gradiste SD Electrica	GRAD 11	3	OT	1	7,20	2,30		12,20	3,80	0,00	6,70	2,10	0,00	5,80	1,80	0,00
1172	IPC 1 Slatina-Milcov	IPC1S11	3	OT	1	0,14	0,02		0,16	0,01	0,00	0,15	0,01	0,00	0,16	0,01	0,00
1173	IPC 2 Slatina	IPC2S12	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1174	IPA 1	IPA1 11	3	OT	1	7,52	0,91		6,58	5,60	0,00	9,52	4,54	0,00	7,47	0,53	0,00
1175	IPA 2 +SRA6Al(L 2)	IPA2 12	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1176	Slatina Nord	SLATN11	3	OT	1	3,64	0,88		7,87	0,05	0,00	4,87	0,49	0,00	4,71	0,56	0,00
1177	IPTAPA	IPTAP11	3	OT	1	1,00	0,00		1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
1178	Scornicesti	SCORN11	3	OT	1	7,44	2,30		9,36	1,89	0,00	6,43	0,78	0,00	5,76	0,29	0,00
1179	Draganesti Olt	DRAG11	3	OT	1	6,61	2,20		9,20	2,20	0,00	5,50	1,10	0,00	4,30	0,70	0,00
1180	CFR Draganesti Olt	CFDRO12	3	OT	1	0,20	0,00		1,51	0,60	0,00	2,66	1,06	0,00	2,80	1,12	0,00
1181	Caracal Sud	CARAS11	3	OT	1	11,25	2,44		13,00	1,99		8,36	0,63	0,00	8,36	0,63	0,00
1182	Vagoane Caracal	VAGOC11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1183	Anvelope Caracal	ANVEC11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1184	Caracal Vest	CARAV11	3	OT	1	3,97	2,71		6,23	0,28	0,00	3,58	0,14	0,00	3,71	0,07	0,00
1185	Studina	STUDI11	3	OT	1	4,15	1,39		6,59	1,46	0,00	3,74	0,64	0,00	3,39	0,53	0,00
1186	Corabia	CORAB11	3	OT	1	7,09	1,98		10,37	1,69	0,00	5,74	0,93	0,00	5,74	0,93	0,00
1187	IFP Corabia	IFPCO11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1188	Celei	CELEI11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1189	Potelu	POTEL11	3	OT	1	1,38	0,48		2,06	0,39	0,00	1,22	0,25	0,00	1,13	0,31	0,00
1190	Bals	BALS 11	3	OT	1	4,84	3,40		7,56	0,10	0,00	4,52	0,10	0,00	4,03	0,10	0,00
1191	Prelucrare IOB Bals	PRELB11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1192	Otelaria 1 IOB	OTE1B11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1194	Iancu Jianu	IANCU11	3	OT	1	0,94	0,07		1,87	0,10	0,00	1,11	0,11	0,00	1,15	0,14	0,00
1195	Icoana	ICOAN11	3	OT	1	4,40	2,29		6,85	2,18	0,00	4,76	1,60	0,00	4,15	1,54	0,00
1196	Curtisoara	CURTI11	3	OT	1	1,55	0,46		2,66	0,35	0,00	1,66	0,17	0,00	1,63	0,17	0,00
1197	Mamura	MAMUR11	3	OT	1	1,22	0,97		2,80	0,32	0,00	1,75	0,02	0,00	1,75	0,02	0,00
1280	SRP Caracal	SRPCA11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1281	Caracal Nord	CARAN11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1282	SPA Farcasele	SPAFA11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1283	Intr. de Tevi Slatina	ITSLA11	3	OT	1	7,54	3,01		6,27	2,50	0,00	6,79	2,71	0,00	5,79	2,31	0,00
1288	SPA Ipotesti	SPAIP11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1296	SPA Sprancenata	SPASP11	3	OT	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1304	Coteana	COTEA11	3	OT	1	0,00	0,00		2,28	0,06	0,00	1,23	0,08	0,00	1,39	0,04	0,00
1305	Milcov	MILCO11	3	OT	1	7,11	0,85		8,25	1,86	0,00	6,42	0,86	0,00	6,38	0,88	0,00
1330	Pirelli	PIREL1	3	OT	1	51,18	16,28		42,86	13,44	0,00	44,59	13,30	0,00	45,77	14,58	0,00
577	ALEXANDRIA	ALEXA11	2	TR	1	2,67	0,66		4,46	0,37	0,00	2,40	0,10	0,00	2,00	0,10	0,00

580	AMONIAC	AMONI11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
581	AZOT	AZOT 11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
585	BOGDANA	BOGDA11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
586	BLEJESTI	BLEJE11	2	TR	1	2,20	0,90		2,23	0,80	0,00	2,10	0,80	0,00	1,99	0,80	0,00
597	CONTESTI + BUJORU	CONBU11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
600	CIUPERCENI	CIUPE11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
601	DRAGANESTI VL.	DRVCU11	2	TR	1	1,10	0,40		1,80	0,30	0,00	1,10	0,20	0,00	1,00	0,20	0,00
622	HIRLESTI	HIRLE11	2	TR	1	3,80	1,10		5,50	1,20	0,00	3,60	0,84	0,00	4,00	0,88	0,00
633	MAGURA	MAGUR11	2	TR	1	13,95	1,54		10,20	1,30	0,00	8,33	1,20	0,00	6,50	1,00	0,00
635	OLT	OLT 11	2	TR	1	3,20	0,60		2,73	0,24	0,00	1,67	0,12	0,00	1,71	0,10	0,00
639	PORT ZIMNICEA	PZIMN11	2	TR	1	1,00	0,45		1,20	0,24	0,00	0,43	0,09	0,00	0,43	0,09	0,00
646	PIRITE	PIRIT11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
649	ROSIORI	ROSIO11	2	TR	1	9,90	2,60		11,20	2,50	0,00	7,10	1,69	0,00	6,34	1,48	0,00
650	CFR ROSIORI	CFROS11	2	TR	1	4,12	0,54		1,60	0,50	0,00	2,60	1,20	0,00	2,35	1,00	0,00
651	RULMENTUL	RULM 11	2	TR	1	10,10	2,95		8,51	2,00	0,00	6,00	1,30	0,00	2,54	0,50	0,00
656	SYBETRA	SIBET11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
658	SEGARCEA DEAL	SEGAD11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
674	VIISOARA	VIIS 11	2	TR	1	0,80	0,30		1,35	0,35	0,00	0,93	0,27	0,00	0,91	0,23	0,00
669	VIDELE	VIDE11	2	TR	1	5,00	1,20		5,60	1,00	0,00	3,50	0,70	0,00	3,10	0,20	0,00
670	CFR VIDELE	CFVID11	2	TR	1	1,70	1,20		1,60	1,50	0,00	1,50	1,60	0,00	2,80	3,00	0,00
671	VEDEA	VEDEA11	2	TR	1	5,31	0,46		6,43	0,47	0,00	3,71	0,30	0,00	2,94	0,40	0,00
675	VIISOARA RA	RAVII11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
676	ZIMNICEA	ZIMN11	2	TR	1	3,00	1,00		4,00	1,00	0,00	3,00	1,00	0,00	3,00	1,00	0,00
743	POIANA	POIANA11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
751	PANCIU	PANCIU11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
887	TR.MAGURELE	TRMAG13	2	TR	1	5,90	1,80		7,60	2,20	0,00	4,80	1,60	0,00	4,60	1,50	0,00
888	PREAJBA	PREAJ11	2	TR	1	3,50	1,12		4,22	1,38	0,00	3,40	0,50	0,00	3,23	0,30	0,00
894	TRAIANU	TRAI 11	2	TR	1	4,00	0,90		4,50	0,50	0,00	4,10	0,40	0,00	3,70	0,30	0,00
899	VIDELE VEST 1	VIDEV11	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
916	VIDELE VEST 2	VIDEV12	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
938	RULM. ALEXANDRIA	RULMA12	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
939	VEDEA	VEDEA12	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
948	ALEXANDRIA	ALEXA12	2	TR	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1199	Traian	TRAIN11	3	VL	1	2,40	0,50		3,30	0,20	0,00	2,10	0,50	0,00	1,90	0,20	0,00
1200	Petrochimie Stuparei	PETST11	3	VL	1	2,00	0,00		1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00
1201	Petrochimie Raureni	PCHRI11	3	VL	1	6,00	1,00		5,00	1,00	0,00	5,00	1,00	0,00	6,00	1,00	0,00
1202	Amine CET Govora	AMCET11	3	VL	1	3,20	0,10		3,30	0,20	0,00	3,20	0,10	0,00	3,00	0,10	0,00
1203	Amine Raureni	AMIRI11	3	VL	1	2,00	2,00		2,00	1,00	0,00	2,00	1,00	0,00	2,00	1,00	0,00
1204	Soda Stuparei	SODST11	3	VL	1	0,00	0,00		0,20	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00
1205	Soda Raureni	SODRI11	3	VL	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1206	Cazanesti	CAZA 11	3	VL	1	7,40	2,50		6,50	2,20	0,00	5,00	1,70	0,00	3,70	1,30	0,00
1207	IUCF Rm. Valcea	IURMV11	3	VL	1	1,80	0,60		1,80	0,60	0,00	1,80	0,60	0,00	1,80	0,60	0,00
1208	Ramnicu Valcea Nord	RVILN11	3	VL	1	18,60	1,70		18,00	0,60	0,00	11,90	0,60	0,00	8,90	1,20	0,00
1209	Ramnicu Valcea Sud	RVILS11	3	VL	1	12,90	2,90		17,70	1,20	0,00	11,50	0,50	0,00	9,90	1,30	0,00
1210	Marcea	MARCE11	3	VL	1	4,50	1,70		6,30	1,30	0,00	4,80	1,00	0,00	4,20	0,80	0,00
1211	Dragasani	DSANI11	3	VL	1	8,30	2,70		7,20	2,40	0,00	4,60	1,70	0,00	4,60	1,70	
1212	Dragasani	DSANI12	3	VL	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1213	Ladesti	LADES11	3	VL	1	1,80	0,70		2,30	0,20	0,00	1,50	0,10	0,00	1,40	0,10	0,00
1214	Berbesti	BERBE11	3	VL	1	2,30	1,90		3,60	1,00	0,00	3,30	0,90	0,00	1,30	0,10	0,00
1215	Alunu	ALUNU11	3	VL	1	2,20	0,90		0,60	0,10	0,00	1,40	0,40	0,00	0,40	0,10	0,00

1216	Horezu	HOREZ11	3	VL	1	4,20	1,30		5,20	0,70	0,00	3,80	0,30	0,00	3,30	0,10	0,00
1217	Jiblea	JIBLE11	3	VL	1	3,30	0,80		3,90	0,30	0,00	2,40	0,30	0,00	2,50	0,60	0,00
1219	Brezoi	BREZO11	3	VL	1	1,90	0,30		2,50	0,20	0,00	1,40	0,40	0,00	1,20	0,30	0,00
1271	Balcesti	BALCE11	3	VL	1	2,20	1,10		3,60	0,80	0,00	2,30	0,70	0,00	2,30	0,60	0,00
1262	Bradisor-Trafo	BRADSTR	3	VL	1	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1143	Jidoaia	JIDOA11	3	VL	0	0,30	0,00		13,70	0,00	0,00	18,80	0,00	0,00	23,10	0,00	0,00
1144	Balintru Lotru Aval	BALIN11	3	VL	0	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1320	Platforma Govora	PLATFGOV	3	VL	0	50,00	0,00		50,00	0,00	0,00	50,00	0,00	0,00	50,00	0,00	0,00
563	Gura Ialomitei	GIALO12	2	IL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
582	Barbulesti	BARBU11	2	IL	1	0,85	0,41		2,20	0,40		1,30	0,30		1,20	0,30	
587	Bordusani	BORDU11	2	IL	1	1,80	0,70		2,80	0,60		2,30	0,50		1,50	0,00	
590	Bucsa	BUCSA11	2	IL	1	4,20	1,00		3,70	0,80		3,70	0,90		4,40	1,10	
593	Cazanesti	CAZAN11	2	IL	1	3,50	4,10		4,10	5,40		2,90	3,70		2,80	3,30	
611	Fetesti	FETES11	2	IL	1	9,70	2,10	0,00	11,20	2,30	0,00	8,10	1,70	0,00	6,00	1,10	0,00
612	CFR Fetesti	CFFET11	2	IL	1	11,40	3,60		13,80	5,20		4,10	3,10		2,80	3,60	
615	Gh. Doja	GHDOJ11	2	IL	1	1,80	0,40		2,80	0,70		1,80	0,60		1,40	0,30	
616	Gura Ialomitei	GIALO11	2	IL	1	6,02	2,60		5,00	2,19		3,86	1,97		3,24	1,81	
621	Hagiesti	HAGIE11	2	IL	1	1,90	0,00		2,20	0,00		1,50	0,20		1,10	0,00	
648	Rasi	RASI 11	2	IL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
653	Slobozia Nord	SLOBN11	2	IL	1	11,85	0,00	0,00	15,50	0,22	0,00	5,00	0,02	0,00	4,80	0,02	0,00
654	Slobozia Sud	SLOBS11	2	IL	1	4,60	2,30		5,60	2,74		4,00	2,00		3,60	1,70	
655	Slobozia Sud	SLOBS12	2	IL	1	2,83	1,20		2,80	1,30		1,70	0,70		1,60	0,60	
665	Tandarei	TANDA11	2	IL	1	7,10	1,40		11,80	2,30		5,40	0,90		8,00	1,80	
668	Urziceni	URZIC11	2	IL	1	12,15	1,80	0,00	13,00	1,31	0,00	8,40	1,11	0,00	7,30	1,01	0,00
896	Movilita	MOVIL11	2	IL	1	12,74	2,00		8,40	1,66		4,90	0,86		4,90	0,86	
583	Budesti	BUDES11	2	CL	1	10,99	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	6,70	0,00	0,00	5,90	0,14	0,00
588	Baraj	BARA 11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
592	Calarasi	CALAR11	2	CL	1	23,10	4,90		25,40	4,14		18,60	3,64		17,10	3,06	
599	Ciornuleasa	CIORN11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
602	Dunarea	DUNAR11	2	CL	1	4,90	0,40		5,45	0,30		4,75	0,40		4,85	0,40	
603	Dorobantu	DOROB11	2	CL	1	4,24	2,00		4,89	1,98		4,17	2,01		1,70	0,20	
606	Dragalina	DLINA11	2	CL	1	0,00	1,10		4,90	1,20		3,80	1,10		3,00	0,00	
607	CFR Ciulnita	CFCIU11	2	CL	1	9,80	3,80		12,10	3,40		3,30	1,20		1,50	1,80	
608	Dor Marunt	DOR M11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
609	Dragos Voda	DRAGV11	2	CL	1	0,40	0,00		0,50	0,00		0,20	0,00		0,30	0,00	
613	Frasinet	FRAS 11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
614	Gurbanesti	GURBA11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
627	Jegalia	JEGAL11	2	CL	1	1,80	0,50		2,30	1,00		2,20	1,00		1,20	0,50	
628	Lehliu	LEHLI11	2	CL	1	2,43	2,00		4,80	0,27		3,20	0,18		2,20	0,00	
629	CFR Lehliu	CFLEH11	2	CL	1	6,30	2,50		5,40	3,80		2,70	1,40		1,60	1,20	
630	Mircea Voda	MIRCV11	2	CL	1	13,00	-4,40	0,00	10,60	-1,20	0,00	6,90	-2,10	0,00	6,30	0,00	0,00
632	Mostistea	MOSTI11	2	CL	1	12,85	0,40		1,50	0,71		1,00	0,71		1,00	0,72	
636	Oltenita Sud	OLTES11	2	CL	1	1,50	0,90	0,00	8,80	0,00	0,00	5,30	0,00	0,00	4,40	-0,60	0,00
637	Oltenita Nord	OLTEN11	2	CL	1	3,80	0,80		4,10	0,20		2,50	0,10		2,10	0,00	
638	Pelicanu csc2	PELIcsc2	2	CL	1	16,00	6,00		17,00	6,00		17,00	7,00		16,00	6,00	
643	Pietroiu	PIET 11	2	CL	1	3,70	0,00		7,40	0,00		6,20	0,00		3,60	0,00	
652	Solacolu	SOLAC11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
659	Sultana	SULTA11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
661	Stefan Cel Mare	STEFM11	2	CL	1	5,60	1,20	0,00	4,60	0,30	0,00	4,20	0,20	0,00	1,20	-0,30	0,00
663	Tamadau	TAMAD11	2	CL	1	3,12	0,20	0,00	4,20	0,27	0,00	3,00	0,26	0,00	2,60	0,01	0,00

666	Turnatoria Oltenita	TUROL11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
672	Vlad Tepes	VTEPE11	2	CL	1	4,90	0,00		5,40	0,00		4,00	0,00		2,80	0,00	
673	Vlad Tepes RA	RAVTE11	2	CL	1	0,62	0,30		0,62	0,30		0,62	0,30		0,00	0,00	
882	Fundulea	FUNDU11	2	CL	1	2,80	0,00		3,30	0,00		2,20	0,00		1,80	0,00	
895	Faurei (Calarasi)	FAURE11	2	CL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
958	Pelicanu csc12 Donasid	PELIcsc1	2	CL	1	65,00	8,00		0,00	0,00		70,00	20,00		0,00	-1,00	
959	Saint Gobain	SGOBAIN	2	CL	1	10,40	10,60		10,10	5,20		10,10	6,10		10,60	4,40	
682	Port IV Constanta	PORT411	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
685	Basarabi	BASAR11	2	CT	1	12,10	2,00		13,60	1,50		6,90	0,00		0,00	0,00	
686	Basarabi	BASAR12	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		7,30	0,00	
690	Topalu	TOPAL11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
691	Lumina	LUMIN11	2	CT	1	4,56	2,23		5,34	2,61		3,25	1,59		2,75	1,34	
692	Lumina	LUMIN12	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
693	Sinoe	SINOE11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
694	Mihai Viteazu	MVITE11	2	CT	1	3,00	0,00		2,00	1,05		2,00	1,00		2,00	1,00	
695	Sacele	SACE 11	2	CT	1	0,80	0,30		0,80	0,30		0,80	0,30		0,70	0,30	
696	Petrol Cta	PETRC11	2	CT	1	9,00	0,50		9,20	0,40		6,30	-0,20		5,20	-0,40	
697	Port Constanta	PORTC11	2	CT	1	2,60	1,10		2,70	1,00		2,30	1,10		2,20	0,70	
698	Port Conatanta	PORTC12	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
699	S.N. CONSTANTA	SNAVC11	2	CT	1	5,89	2,85		4,82	2,33		4,25	2,06		4,25	2,06	
700	Constanta Centru	CONSC11	2	CT	1	26,70	1,60		21,80	1,10		13,20	0,70		10,50	0,00	
701	Depozite Constanta	DEPOC11	2	CT	1	7,90	0,90		6,60	0,00		4,70	0,00		5,70	0,00	
702	Hirsova	HIRSO11	2	CT	1	4,00	-1,10		4,00	0,20		1,00	1,20		3,00	0,00	
703	Hirsova	HIRSO12	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
706	Mircea Voda	MIRCE11	2	CT	1	5,00	0,50		3,00	1,11		4,00	1,66		5,00	2,02	
707	Medgidia	MEDG111	2	CT	1	3,39	0,24		3,08	0,28		1,10	0,00		1,08	0,00	
708	Medgidia Nord	MEDGN11	2	CT	1	5,90	2,70		5,80	2,10		4,40	1,80		4,70	2,00	
709	Palas Sud	PALSU11	2	CT	1	6,80	4,40		6,60	3,50		5,40	3,00		4,00	2,10	
710	Poarta Alba	PALBA11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
711	Baneasa	BANEA11	2	CT	1	5,00	1,40		5,10	1,60		4,30	1,20		2,20	1,20	
712	Eforie Nord	EFORN11	2	CT	1	7,00	0,50		7,00	0,10		4,00	-0,50		3,00	0,00	
714	Tataru	TATAR11	2	CT	1	2,00	0,00		3,00	0,00		1,00	0,00		2,00	0,00	
715	Neptun	NEPTU11	2	CT	1	12,60	2,00		12,40	1,40		6,70	0,70		6,70	0,60	
716	S.N. Mangalia	SNAVM11	2	CT	1	13,73	6,71		15,82	7,73		9,88	4,83		10,71	5,23	
724	Tomis Nord	TOMIN11	2	CT	1	7,90	0,00		9,00	0,00		5,50	-0,30		4,80	0,00	
725	Tomis Nord	TOMIN12	2	CT	1	20,10	3,40		20,60	2,90		12,10	1,50		10,20	1,20	
726	RAUSAS	RUSAS11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
727	Sitorman	SITOR11	2	CT	1	8,00	2,98		6,59	2,43		7,00	2,23		2,34	0,45	
728	Pelinu	PELIN11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
729	Cuza Voda	CUZA 11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
730	Capidava	CAPID11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
731	Dorobantu	DOROB11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
732	Fintinele	FINT 11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
734	N. Balcescu	BALCE11	2	CT	1	2,00	0,40		2,00	0,00		2,00	0,00		0,80	0,00	
735	Nisipari	NISIP11	2	CT	1	0,50	0,00		0,80	0,00		0,40	0,00		0,30	0,00	
736	Mangalia Nord	MANGN11	2	CT	1	15,70	3,60		12,80	2,60		6,90	1,90		7,10	0,00	
737	Abator Constanta	ABATC11	2	CT	1	17,40	1,00		17,20	1,00		9,80	-0,90		7,50	-1,70	
738	Rasova	RASOV11	2	CT	1	0,70	0,00		0,80	0,00		0,60	0,00		0,30	0,00	
744	CFR Mircea Voda	CFMIR11	2	CT	1	6,80	4,10		3,20	1,60		0,60	0,00		5,00	1,10	
745	Faclia	FACLI11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	

747	CFR Palas	CFPAL11	2	CT	1	2,30	0,50		0,80	0,10		2,60	0,50		1,60	0,40	
748	Siriu	SIRI 11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	-0,20		-1,80	0,70		0,00	-0,30	
752	Nazarcea	NAZAR11	2	CT	1	1,80	0,00		1,90	0,00		1,80	0,00		4,10	0,00	
753	SRP1 Hirsova	SRP1H11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
754	SPA Ghindaresti	SPAGH11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
755	Tabacarie	TABAC11	2	CT	1	16,10	3,80		13,30	3,30		7,70	1,50		8,00	1,70	
756	Cernavoda	CERNA11	2	CT	1	3,40	1,70		3,30	1,40		2,40	0,00		2,20	0,00	
757	FCM2 Medgidia Sud	FCMME11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
758	Comb. Petr Midia Nav.	COMBN11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
761	Galbiori	GALBI11	2	CT	1	2,00	2,90		0,00	0,00		0,00	0,00		1,00	0,00	
762	Seimeni	SEIME11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
764	Medgidia Sud	MEDGS11	2	CT	1	1,10	0,00		1,40	0,00		0,70	0,00		0,60	0,00	
769	Baba Novac	BABAN11	2	CT	1	16,60	0,70		19,00	0,00		10,10	0,00		8,50	0,00	
770	Ecluza Cernavoda	ECLUZ11	2	CT	1	1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00	
771	Cobadin	COBAD11	2	CT	1	2,00	0,38		2,00	0,26		1,00	0,15		2,00	0,47	
772	Basarabi Padure	BASAP11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
900	Ovidiu Constanta	OVIDI11	2	CT	1	8,00	0,00		9,00	0,00		6,00	0,00		6,00	0,00	
912	Navodari	NAVO 11	2	CT	1	14,33	6,94		13,94	6,75		8,17	3,99		7,82	3,82	
925	Costinesti	COSTN11	2	CT	1	6,50	1,40		7,60	1,20		4,20	0,80		4,20	0,80	
928	Mihai Viteazu	MVITE12	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
931	Hirsova Oras	HRSOO11	2	CT	1	2,90	0,00		2,90	0,00		1,80	0,00		1,40	0,00	
952	Com.Ptchim.Midia B2-110	COMBN12	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
998	CNE Cernavoda 110kV	CNECN11	2	CT	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2355	MAMAIA	MAMAIA1	2	CT	1												
687	Tulcea Vest	TULCV11	2	TL	1	1,00	-0,10		2,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00	
688	Tulcea Vest	TULCV12	2	TL	1	1,70	-0,60		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
704	Topologu	TOPOL11	2	TL	1	0,00	0,00		1,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
705	Baia	BAIA 11	2	TL	1	5,00	0,00		4,00	0,00		5,00	0,00		2,00	0,00	
713	Zebil	ZEBIL11	2	TL	1	4,30	2,00		6,00	2,00		4,00	1,00		3,00	1,00	
717	Alumina Tulcea	ALUMT1A	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
718	Alumina Tulcea	ALUMT1B	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
719	Tulcea Oras	TULCO11	2	TL	1	14,70	0,00		13,40	0,00		7,90	-1,10		7,20	-0,80	
720	Feroaliaje	FERO111	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
721	Macin	MACIN11	2	TL	1	5,20	1,80		7,00	1,00		4,00	1,00		4,00	1,00	
722	Crisan	CRISA11	2	TL	1	4,50	0,00		5,40	0,00		3,00	0,70		2,50	0,60	
723	Sarinasuf	SARIN11	2	TL	1	6,00	0,00		7,00	1,00		4,00	2,00		2,00	0,00	
733	6 Martie	6MART11	2	TL	1	0,20	0,00		0,50	0,00		0,63	0,31		0,58	0,28	
739	Traianu	TRAIA11	2	TL	1	2,50	0,50		4,00	0,00		2,00	0,00		1,00	0,00	
740	Marmura Tulcea	MARMT11	2	TL	1	10,29	0,90		6,83	-1,38		4,23	-1,63		3,88	-1,80	
741	S.N. Tulcea	SNAVT11	2	TL	1	5,60	1,50		4,20	1,30		2,50	0,90		1,50	0,80	
742	Isaccea	ISACC11	2	TL	1	2,60	0,70		5,00	-1,20		2,00	0,00		2,00	0,00	
759	Feroaliaje	FERO211	2	TL	1				0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
763	Ostrov	OSTRO11	2	TL	1	0,20	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00		0,00	0,00	
766	Babadag	BABAD11	2	TL	1	1,40	0,00		2,00	0,00		1,00	-0,50		1,00	0,00	
768	RA Zebil	RZEBI11	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
775	Cismeaua Noua	CISME11	2	TL	1	4,20	2,50		0,00	0,00		2,00	2,00		0,00	0,00	
777	SPA Ostrov	SPAOS11	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
778	SRP1 Ostrov	SRP1O11	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
779	SRP2 Ostrov	SRP2O11	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
780	Sulina	SULIN11	2	TL	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	

589	Balaria	BALAR11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
591	Cama	CAMA 11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
594	Clejani	CLEJA11	2	GR	1	3,10	-0,19		4,10	-0,07		2,82	-0,26		2,43	-0,96	
598	Clorosodice Giurgiu	CLORG11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
610	Cucuruzu	CUCRUZ11	2	GR	1	1,92	0,55		2,15	-0,74		1,34	-0,83		1,16	-0,51	
617	Giurgiu Nord	GIURN11	2	GR	1	11,29	0,45		11,84	-0,19		7,30	-0,45		6,72	-0,90	
618	Giurgiu Vest	GIURV11	2	GR	1	12,23	0,41		9,10	-0,01		5,30	-0,75		4,58	-0,64	
619	Ghizdaru	GHIZD11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
620	Ghizdaru	GHIZD12	2	GR	1	1,50	0,04		0,30	0,00		0,30	0,01		0,20	0,01	
623	Hotarele	HOTAR11	2	GR	1	3,65	0,32		3,84	0,06		2,69	-0,13		2,62	0,00	
625	ICMUG	ICMUG11	2	GR	1	2,32	0,34		1,79	-0,26		1,34	-0,32		0,96	-0,13	
626	Izvoru	IZVOR11	2	GR	1	0,96	1,11		0,86	-0,48		0,60	-0,51		0,51	-0,70	
634	Mirsa	MIRS 11	2	GR	1	4,93	0,31		6,23	-0,03		4,24	-0,28		3,81	-0,18	
640	Puieni	PUIEN11	2	GR	1	4,00	2,90		4,00	2,87		4,00	2,85		2,80	1,90	
641	Pietrisu	PIETR11	2	GR	1	3,26	0,76		4,67	0,45		2,94	0,26		2,62	-0,83	
642	Pietrisu RA	RAPIE11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
647	Prundu	PRUND11	2	GR	1	7,85	2,61		7,56	2,19		6,47	2,09		3,06	0,19	
657	Stanesti	STANE11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
660	Sinteza Giurgiu	SINTG11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
667	Uzunu	UZUNU11	2	GR	1	2,43	-0,74		3,03	-1,19		1,76	-1,30		1,73	0,31	
889	F-ca de zahar Giurgiu	FZGIU11	2	GR	1	1,90	-0,15		1,80	-0,25		1,00	-0,35		0,90	-1,28	
898	Cosoaia	COSOA11	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
907	Colibasi	COLI 11	2	GR	1	3,91	0,07		5,95	-0,67		3,58	-0,93		2,82	0,48	
922	Titan Zirconiu Giurgiu	TIZIR11	2	GR	1	1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00		1,00	0,00	
444	Nicolae Caranfil Trafo 1	NCARNF1	2	GR	1	0,68	0,00		0,61	0,36		0,06	0,36		0,06	0,36	
445	Nicolae Caranfil Trafo 2	NCARNF2	2	GR	1	0,24	0,00		0,09	0,00		0,09	0,00		0,09	0,00	
446	Dimitrie Leonida	DLEONIDA	2	GR	1	0,22	0,00		0,08	0,02		0,09	0,03		0,00	0,03	
937	Clorosod.Giurgiu B2-110	CLORG12	2	GR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
501	Grozavesti	GROZA11	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
502	Grozavesti	GROZA12	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
503	Bucuresti Centru A	BUCCE1A	2	B	1	15,80	1,60		9,85	0,55		6,55	0,05		5,80	0,00	
504	Bucuresti Centru B	BUCCE1B	2	B	1	15,00	1,30		11,75	0,65		7,00	0,10		6,00	0,00	
505	Filaret 1	FILAR11	2	B	1	40,63	4,47		28,39	1,67		17,84	0,24		17,14	-0,41	
506	Filaret 2	FILAR12	2	B	1	38,49	2,08		30,09	-0,24		19,75	-1,47		14,92	-0,26	
507	Obor	OBOR 11	2	B	1	39,13	2,73		34,14	1,46		20,07	-0,07		16,17	-2,08	
508	Obor	OBOR 12	2	B	1	22,30	1,91		14,69	0,68		8,37	-0,10		6,91	-0,55	
509	Bucuresti Nord	BUCNO11	2	B	1	73,84	6,16		54,00	2,23		32,66	-0,11		27,19	-2,78	
510	Bucuresti Nord	BUCNO12	2	B	1	47,40	2,34		30,96	-1,28		22,37	-2,86		19,29	-0,27	
511	IMG Bucuresti	IMGB 11	2	B	1	18,78	0,13		18,67	-1,01		11,26	-2,52		9,66	-1,39	
512	IMG Bucuresti	IMGB 12	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
513	Vacaresti	VACAR1A	2	B	1	28,03	0,86		22,44	-0,86		12,60	-2,43		9,48	-2,12	
514	Vacaresti	VACAR1B	2	B	1	13,09	0,35		10,62	-0,35		6,08	-0,83		5,15	539,36	
515	Toporasi	TOPOR1A	2	B	1	23,58	1,66		23,26	0,96		12,61	0,09		9,44	-0,86	
516	Toporasi	TOPOR1B	2	B	1	23,00	0,96		22,02	0,25		12,03	-0,64		10,02	-0,45	
517	FTIC	FTIC 1A	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	-0,26	
518	FTIC	FTIC 1B	2	B	1	0,41	0,16		0,11	0,02		0,24	0,02		0,27	-0,67	
519	Jilava	JILAV11	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
520	Jilava	JILAV12	2	B	1	12,95	0,00		11,52	-1,60		5,95	-3,01		4,67	0,00	
521	Masini Grele Bucuresti	MASGR1A	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
522	Masini Grele Bucuresti	MASGR1B	2	B	1	14,42	-1,76		14,82	-2,16		8,30	-2,67		6,77	0,00	

523	Drumul Taberei	DRTAB1A	2	B	1	27,54	1,74		26,29	0,81		14,41	-0,30		9,28	-7,25	
524	Drumul Taberei	DRTAB1B	2	B	1	25,76	1,47		23,17	0,64		12,58	-0,32		10,15	-0,70	
950	Parc Drumul Taberei	PARCDT1	2	B	1	0,89	-0,87		0,87	-0,88		0,76	-0,95		0,79	-0,80	
929	Academia Militara	AcadMil	2	B	1	1,70	-0,50		1,90	-0,46		1,15	-0,70		1,17	-0,93	
525	Militari	MILIT11	2	B	1	30,38	1,33		28,45	0,48		16,85	-0,66		15,56	-0,71	
526	Militari	MILIT12	2	B	1	8,54	-0,22		7,99	-0,67		4,47	-0,80		4,07	-1,35	
527	Drumul Morarilor	DRMOR1A	2	B	1	21,61	1,00		15,53	0,36		8,92	-0,45		6,20	-1,06	
528	Drumul Morarilor	DRMOR1B	2	B	1	21,04	1,52		23,40	0,99		12,57	-0,05		11,22	-0,83	
529	IMUA Bucuresti	IMUAB11	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
530	Fundeni	FUNDE1	2	B	1	14,40	1,10		13,30	0,50		7,95	-0,05		6,85	-0,14	
531	Fundeni	FUNDE2	2	B	1	16,85	1,45		16,85	0,15		10,20	-0,30		7,75	-0,29	
532	Titan	TITAN1A	2	B	1	13,35	1,27		11,64	0,46		7,01	0,04		6,01	-0,70	
533	Titan	TITAN1B	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
534	Solex	SOLEX11	2	B	1	0,28	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	-0,21	
535	Solex	SOLEX12	2	B	1	28,22	2,75		26,50	0,83		19,46	-0,45		13,89	0,00	
536	Bucuresti Sud	BUCSU11	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
537	Bucuresti Sud	BUCSU12	2	B	1	28,00	6,00		31,00	5,00		17,00	0,00		14,00	1,00	
538	Dudesti	DUDES11	2	B	1	5,46	1,27		3,67	0,42		3,59	0,40		3,17	-1,92	
539	Dudesti	DUDES12	2	B	1	20,03	1,66		18,43	0,83		14,53	0,58		13,76	0,40	
949	Liviu Rebreanu B1	LRebreB1	2	B	1	5,16	1,22		2,63	0,46		1,11	0,08		1,05	0,10	
540	Pajura	PAJUR1A	2	B	1	24,73	1,29		20,02	-0,65		13,34	-1,26		11,31	-1,67	
541	Pajura	PAJUR1B	2	B	1	20,33	1,75		14,70	0,84		9,52	0,26		7,80	-0,05	
542	Laromet	LAROM11	2	B	1	7,98	0,70		6,73	0,13		4,06	-0,32		3,30	-1,61	
543	Cringasi	CRING11	2	B	1	27,30	2,79		21,63	1,21		13,29	0,45		11,37	0,00	
544	Cringasi	CRING12	2	B	1	12,68	0,52		12,36	0,00		7,48	-0,40		5,52	-0,45	
545	Pipera	PIPER11	2	B	1	43,21	1,02		33,21	-1,75		23,95	-2,69		21,36	-0,79	
546	Pipera	PIPER12	2	B	1	31,20	2,92		25,27	-0,06		18,68	-1,09		16,65	-3,46	
547	Salaj	SALAJ1A	2	B	1	19,80	-0,37		18,99	-0,83		10,65	-1,59		8,38	0,25	
548	Salaj	SALAJ1B	2	B	1	12,85	1,15		12,90	0,85		7,30	0,40		5,85	0,00	
549	Cotroceni	COTRO1A	2	B	1	26,95	1,04		18,75	0,03		13,03	-0,97		12,12	-2,24	
550	Cotroceni	COTRO1B	2	B	1	13,90	-0,22		9,34	-1,14		6,24	-1,40		5,27	-1,03	
551	Faur	FAUR 1A	2	B	1	2,69	0,89		2,42	0,24		1,42	0,12		0,58	0,10	
552	Faur	FAUR 1B	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
553	FCME	FCME 11	2	B	1	14,08	4,13		13,70	3,30		10,27	2,24		7,62	0,00	
554	FCME	FCME 12	2	B	1	0,62	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	-1,21	
555	Republica	REPUB1A	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
556	Republica	REPUB1B	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
557	IREMOAS	IREMO1A	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	1,31	
558	IREMOAS	IREMO1B	2	B	1	16,92	5,40		13,64	2,56		11,11	2,01		8,44	0,31	
559	Balta Alba	BALBA1A	2	B	1	20,96	0,80		16,54	0,74		8,80	-0,03		7,62	0,00	
560	Balta Alba	BALBA1B	2	B	1	10,88	0,42		9,86	0,19		5,09	-0,22		4,16	0,74	
561	Vulcan	VULCA1A	2	B	1	9,90	0,25		9,15	0,00		5,15	-0,35		3,65	-0,07	
562	Vulcan	VULCA1B	2	B	1	14,95	-0,20		13,25	-0,90		7,95	-1,40		6,70	-0,42	
565	INCREST	INCRE11	2	B	1	29,49	0,17		27,77	-2,64		15,61	-3,64		10,34	-0,52	
570	CET Progresul	TPROG12	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
890	CET Progresul	TPROG11	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
873	Panduri	PANDU11	2	B	1	15,55	-0,09		9,98	-1,48		7,08	-2,04		5,61	-2,50	
923	Panduri	PANDU12	2	B	1	15,32	-0,10		10,52	-1,13		7,32	-1,49		6,77	0,24	
782	Baneasa	BANBC11	2	B	1	22,30	1,34		16,27	-0,90		11,52	-1,50		0,00	-1,97	
930	Baneasa	BANBC12	2	B	1	16,13	-0,32		10,75	-1,79		7,62	-2,18		16,77	-1,71	

2401	Mega Mall	MEGAM1A	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2402	Mega Mall	MEGAM1B	2	B	1	12,03	0,00		7,56	0,00		4,49	0,00		3,78	-4,16	
933	Mihai Bravu	MBRAV1A	2	B	1	20,48	0,64		15,36	-0,83		9,09	-1,66		8,26	0,00	
956	Mihai Bravu	MBRAV1B	2	B	1	17,92	1,34		13,06	-0,20		8,38	-1,41		7,10	0,00	
934	Radu Zane	RZANE1A	2	B	1	16,32	0,24		22,80	-0,96		7,68	-1,44		6,48	-1,98	
957	Radu Zane	RZANE1B	2	B	1	16,08	1,44		0,00	0,00		6,96	-0,96		6,24	-1,92	
964	Timpuri Noi B2	TIMPN12	2	B	1	15,84	0,57		11,49	-1,89		7,96	-2,41		6,55	-1,44	
965	Timpuri Noi B1	TIMPN11	2	B	1	15,27	1,61		11,21	-0,89		7,59	-1,53		6,50	-1,20	
973	Razoare	RAZAA	2	B	1	20,86	1,28		12,29	-0,96		8,26	-1,54		7,42	-2,80	
974	Razoare	RAZAB	2	B	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	-1,80	
578	Afumati	AFUMA11	2	SA	1	37,73	2,29		41,80	-1,28		29,17	-3,13		23,42	-3,98	
579	CFR Pasarea	CFPAS11	2	SA	1	1,67	0,10		0,45	0,00		2,63	-0,25		3,37	-0,05	
584	Buftea	BUFTE11	2	SA	1	11,97	0,98		15,01	0,05		10,14	-0,33		8,21	-2,50	
595	Chitila	CHITI11	2	SA	1	29,60	3,78		34,63	0,57		24,15	-0,89		18,71	-1,19	
596	CFR Chitila	CFCHI11	2	SA	1	8,78	3,30		6,34	3,07		2,77	1,34		5,03	2,44	
604	Domnesti	DOMNE12	2	SA	1	13,83	-1,42		17,17	-2,23		9,52	-2,91		7,67	-2,94	
605	Copaceni	COPAC11	2	SA	1	10,05	0,32		11,65	0,00		7,10	-0,58		5,31	-3,17	
624	IFA	IFA11	2	SA	1	25,79	-0,38		28,22	-1,79		17,86	-2,82		13,89	-1,15	
644	Popesti Leordeni	POPEL11	2	SA	1	28,74	2,62		24,83	-0,90		17,09	-1,73		12,22	-4,03	
645	Popesti Leordeni	POPEL12	2	SA	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
662	Tincabesti	TINCA11	2	SA	1	16,37	-2,05		21,51	-3,94		13,59	-4,86		11,86	-3,33	
897	Caciulati	CACIU11	2	SA	1	15,18	-2,39		20,64	-3,01		11,70	-3,86		9,55	-5,53	
918	Glina	GLINA11	2	SA	1	18,22	0,30		17,32	-0,17		9,97	-1,83		10,14	-4,38	
935	Buftea	BUFTE12	2	SA	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
936	Chitila	CHITI12	2	SA	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
576	Arcuda	ARCUD 11	2	SA	1	24,65	-2,18		34,46	-4,50		22,10	-6,10		18,25	-0,84	
631	Mihailesti	MIHTI11	2	SA	1	6,47	1,48		9,04	-0,42		5,52	-0,85		5,30	-6,99	
975	Dragomiresti	DRAG11	2	SA	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	-1,23	
976	Dragomiresti	DRAG12	2	SA	1	9,29	2,46		9,15	1,18		8,06	0,80		8,90	0,00	
564	Domnesti	DOMN11	2	SA	1	13,60	-1,40		17,60	-2,00		9,30	-3,30		7,90	-3,40	
684	Otopeni	OTOPEN1	2	SA	1	20,22	0,00		20,86	-1,02		14,34	-1,73		11,78	0,86	
2334	Cefin	CEFIN1	2	SA	1	3,30	0,90		2,90	0,90		2,50	0,80		1,60	0,40	
2335	Cefin	CEFIN2	2	SA	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
2336	Transilvania	TRANS1	2	SA	1	9,48	0,35		9,20	-0,44		5,88	-0,80		4,94	-2,82	
1501	Poltura	POLTU11	4	AR	1	13,05	2,95	1,10	16,50	0,40	1,32	10,60	0,00	0,88	8,65	0,00	0,97
1502	Pecica	PECIC11	4	AR	1	3,89	0,00		4,27	0,00		3,29	0,00		2,75	0,00	
1503	UV Arad	UVARA11	4	AR	1	9,42	3,52		7,26	2,38		3,74	1,01		3,21	0,84	
1504	Bujac	BUJAC11	4	AR	1	23,08	5,22		22,75	3,97		18,46	2,95		13,67	1,13	
1505	Gai	GAI 11	4	AR	1	8,47	2,30		7,60	2,10		3,20	1,40		2,80	1,20	
1506	Muresel	MUREL11	4	AR	1	10,80	2,35		8,85	1,40		5,85	0,40		5,15	0,20	
1507	Muresel	MUREL12	4	AR	1	0,00	0,90		0,00	0,21		0,00	0,00		0,00	0,00	
1508	Padurice	PADUR11	4	AR	1	3,20	0,90		1,50	0,60		0,20	0,00		0,60	0,00	
1509	Teba	U T A11	4	AR	1	6,60	0,77		5,90	0,13		3,10	0,10		2,90	0,10	
1510	Chisinau Cris	CHCRI11	4	AR	1	9,81	4,43		12,52	2,55		10,33	1,97		8,33	1,29	
1511	Sebis	SEBIS11	4	AR	1	5,80	0,41		5,42	1,54		3,55	0,70		3,61	0,06	
1513	Fintinele	FNELE11	4	AR	1	13,50	3,55		17,15	3,70		11,65	2,00		9,95	0,85	
1514	Lipova	LIPOV11	4	AR	1	5,50	0,06		6,78	0,00		5,38	0,00		5,06	0,00	
1515	Semlac	SEMLA11	4	AR	1	2,82	0,26		4,22	0,13		2,88	0,00		2,88	0,00	
1516	Pincota	PINCO11	4	AR	1	11,08	4,06		11,81	1,68		8,65	0,53		8,09	0,20	
1519	CFR Sofronea	CFSOF11	4	AR	1	1,52	0,36		1,11	0,36		1,07	0,11		1,08	0,32	

1563	Curtici	CURTICI	4	AR	1	6,50	2,40		6,50	2,30		2,70	0,80		2,40	0,70	
1694	CFR Radna	RADNA11	4	AR	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
1695	CFR Varadia	VARAD11	4	AR	1	1,96	0,67		0,26	0,05		0,00	0,00		1,75	0,74	
1592	**Arad**	ARAD1	4	AR	1												
1276	Iaz B2-110	IAZ 12	4	CS	1												
1551	Mociur	MOCIU11	4	CS	1	2,10	0,00		1,90	0,00		0,80	0,00		0,60	0,00	
1552	Mociur	MOCIU12	4	CS	1	2,04	0,00		2,14	0,00		1,42	0,00		1,42	0,00	
1553	Birzava	BIRZA11	4	CS	1	6,20	1,60		4,20	1,10		2,10	0,80		1,90	0,70	
1554	Cilnic	CILNI11	4	CS	1	8,50	2,20		6,50	2,10		1,50	0,05		1,40	0,00	
1555	Cilnicel	CILN 11	4	CS	1	0,20	0,02		0,09	0,00		0,06	0,00		0,06	0,00	
1556	Bocsa	BOCSA11	4	CS	1	6,53	3,26		7,62	1,18		6,05	0,86		5,79	0,51	
1557	Anina	ANINA11	4	CS	1	0,68	0,07		0,79	0,00		0,47	0,04		0,50	0,04	
1558	Ponor	PONOR11	4	CS	1	0,50	0,10		0,75	0,00		0,50	0,00		0,45	0,00	
1559	Ciudanovita	CIUDA11	4	CS	1	0,20	0,00		0,80	0,00		0,10	0,00		0,10	0,00	
1560	Oravita	ORAVI11	4	CS	1	2,90	0,00		2,28	0,00		1,19	0,00		1,12	0,00	
1561	Toplet B1-110	TOPLE11	4	CS	1												
1562	Toplet B2-110	TOPLE12	4	CS	1	6,62	0,32		7,71	0,06		4,19	0,00		3,07	0,00	
1564	Otelu Rosu	OROSU11	4	CS	1	7,94	2,85		7,35	1,36		4,86	0,71		2,14	0,00	
1565	Balta Sarata	BALTS11	4	CS	1	8,50	2,10		6,10	1,80		4,10	1,10		3,90	0,90	
1569	Crusovat	CRUSO11	4	CS	1	1,78	0,50		2,66	0,29		1,61	0,19		1,54	0,12	
1570	Cozla	COZLA11	4	CS	1	0,77	0,00		1,15	0,00		0,71	0,00		0,64	0,00	
1571	Moldova Noua	MOLDN11	4	CS	1	3,48	0,05		3,34	0,00		2,06	0,00		1,82	0,00	
1572	ICMR	ICMR 11	4	CS	1	0,32	0,01		0,16	0,04		0,17	0,05		0,17	0,05	
1573	Oxigen Resita	OXIGR11	4	CS	1	0,78	0,36		0,78	0,36		0,75	0,36		0,10	0,00	
1574	Oxigen Resita	OXIGR12	4	CS	1	1,39	0,56		1,39	0,56		1,37	0,55		1,30	0,54	
1575	Furnale Resita	FURNR11	4	CS	1	0,93	0,06		0,85	0,07		1,01	0,06		0,15	0,09	
1576	Furnale Resita	FURNR12	4	CS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
1579	SRA 1 Otelu Rosu	SR1OR11	4	CS	1												
1580	SRA 2 Otelu Rosu	SR2OR12	4	CS	1												
1584	CFR Cilnic	CFCIL11	4	CS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,20	0,06	
1585	CFR Caransebes	CFCAR11	4	CS	1	0,22	0,01		1,23	0,81		0,66	0,19		0,00	0,00	
1586	CFR Toplet	CFTOP11	4	CS	1	1,31	0,62		0,68	0,33		1,25	0,28		1,56	0,44	
1587	CFR Poarta	CFPOA11	4	CS	1	0,66	0,25		0,01	0,00		2,28	0,75		0,78	0,23	
1597	Resita	RESIT11	4	CS	1												
1599	Iaz	IAZ11	4	CS	1												
1688	Armenis	ARMEN11	4	CS	1	1,30	0,40		1,00	0,30		0,60	0,00		0,50	0,00	
1716	Barzava B2-110	Barza12	4	CS	1												
1717	ICMR B1-110	ICMR 12	4	CS	1	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
1720	Resita B2-110	RESIT12	4	CS	1												
1729	**Otelarie Resita220**	OTRESI2	4	CS	1	70,00	3,00		70,00	3,00		70,00	3,00		70,00	3,00	
1630	Pestis	PESTI11	4	HD	1			0,00			0,00			0,00			0,00
1631	Pestis	PESTI12	4	HD	1			0,00			0,00			0,00			0,00
1632	Brad	BRAD 11	4	HD	1	3,40	1,10	0,00	4,80	1,20	0,02	1,80	0,30	0,34	1,60	0,30	0,29
1633	Orastie	ORAST11	4	HD	1	5,94	0,86	0,00	6,62	0,33	0,00	4,84	0,02	0,18	3,19	0,00	0,92
1634	Calan	CALAN11	4	HD	1	2,81	0,02	0,00	2,95	0,00	0,20	1,89	0,00	0,23	1,60	0,00	0,27
1635	Decebal	DECEB11	4	HD	1	9,15	1,31	0,00	7,60	0,40	0,30	5,05	0,00	0,70	4,90	0,00	0,70
1636	Deva	DEVA 11	4	HD	1	6,21	1,66	1,23	5,33	1,12	1,34	3,07	0,17	1,23	2,73	0,09	1,23
1637	CFR Deva	CFDEV11	4	HD	1	2,34	0,39	0,09	3,10	1,03	0,05	1,39	0,55	0,01	0,70	0,11	0,00
1638	Paulis	PAULI11	4	HD	1	0,33	0,04	0,06	0,45	0,04	0,08	0,29	0,03	0,05	0,28	0,01	0,05
1639	Ciment Chiscadaga	CHISC11	4	HD	1	8,49	2,41	0,07	8,56	2,84	0,07	8,43	2,49	0,07	1,32	0,24	0,00

1640	Laminoare B1-110	LAMIN11	4	HD	1	3,70	3,23	0,00	6,14	5,15	0,00	7,00	6,07	0,00	1,45	1,12	0,00
1641	Laminoare B2-110	LAMIN12	4	HD	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1644	Teliuc	TELIU11	4	HD	1	0,17	0,10	0,17	0,22	0,07	0,10	0,14	0,05	0,11	0,00	0,00	0,08
1645	Hunedoara Oras	HUNEO11	4	HD	1	8,75	1,71	0,00	7,95	1,36	0,00	5,16	1,20	0,00	4,56	1,05	0,00
1646	Ghelar	GHELA11	4	HD	1	0,20	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1647	Hateg	HATEG11	4	HD	1	3,67	0,47	0,00	5,03	0,12	0,00	2,88	0,00	0,00	2,68	0,00	0,16
1648	Pui CFR	CFPUI11	4	HD	1	0,40	0,07	0,00	1,83	0,77	0,00	0,61	0,42	0,01	0,20	0,20	0,01
1649	Petrila B1-110	PETRI11	4	HD	1	1,08	0,22	0,00	1,02	0,06	0,00	0,82	0,11	0,00	0,76	0,01	0,00
1650	Petrila B2-110	PETRI12	4	HD	1	3,51	1,11	0,00	3,43	0,85	0,00	2,25	0,73	0,00	2,27	0,91	0,00
1651	Vulcan	VULCA11	4	HD	1	2,18	1,16	0,00	2,23	0,88	0,00	2,38	1,38	0,00	1,56	0,83	0,00
1652	Petrosani CFR	CFPET11	4	HD	1	0,56	0,40	0,02	0,92	0,09	0,00	0,10	0,01	0,00	0,26	0,01	0,00
1653	Petrosani Sud	PETRS11	4	HD	1	3,12	0,80	0,00	3,22	1,00	0,00	2,31	0,92	0,00	2,26	0,83	0,00
1655	Oxigen	OXIGH11	4	HD	1	6,07	2,95	0,00	4,19	1,34	0,00	5,47	2,70	0,00	2,66	0,68	0,00
1660	Retezat	RETEZ11	4	HD	1	0,35	0,00	0,10	0,61	0,02	0,03	0,33	0,00	0,05	0,31	0,00	0,05
1661	**Otelarie**	OTELH21	4	HD	1	50,00	7,00	0,00	35,00	5,00		40,00	5,00		40,00	40,00	
1662	Caprisoara	CAPRI11	4	HD	1	2,30	0,06	0,00	2,24	0,00	0,06	1,54	0,00	0,06	1,60	0,00	0,13
1663	Lupeni Sud	LUPEN11	4	HD	1	3,07	0,51	0,00	2,94	0,19	0,00	2,05	0,19	0,00	2,11	0,13	0,00
1664	Uricani	URICA11	4	HD	1	1,65	0,00	0,00	1,13	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,65	0,00	0,00
1666	Simeria	SIMER11	4	HD	1	6,58	0,67	0,00	5,40	0,00	0,26	4,43	0,00	0,48	3,28	0,00	0,84
1667	Baru Mare	BARUM11	4	HD	1	0,57	0,13	0,03	0,98	0,03	0,07	0,61	0,00	0,07	0,24	0,00	0,20
1668	Ilia	ILIA 11	4	HD	1	3,00	0,13	0,03	3,98	0,00	0,43	2,60	0,00	0,69	1,97	0,00	0,82
1669	Aninoasa	ANISA11	4	HD	1	0,12	0,03	0,00	0,12	0,02	0,00	0,08	0,02	0,00	0,08	0,02	0,00
1670	Arena Lupeni	ALUPE11	4	HD	1	1,75	1,39	0,00	2,24	1,66	0,00	1,67	1,53	0,00	1,23	1,04	0,00
1671	IRUM Deva	IRUMD11	4	HD	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1672	Livezeni	LIVEZ11	4	HD	1	1,62	0,37	0,62	1,84	0,33	0,68	1,30	0,33	0,72	1,29	0,33	0,62
1674	Baita	BAITA11	4	HD	1	0,37	0,04	0,00	0,61	0,02	0,03	0,34	0,01	0,02	0,32	0,00	0,02
1675	Criscior	CRISC11	4	HD	1	1,03	0,10	0,00	1,51	0,02	0,05	0,89	0,00	0,05	0,86	0,00	0,05
1676	Certej	CORAN11	4	HD	1	1,14	0,08	0,00	1,10	0,04	0,04	0,77	0,00	0,09	0,69	0,00	0,07
1677	Petrosani Oras	PETRO11	4	HD	1												
1679	Lonea	LONEA11	4	HD	1	1,81	0,34	0,00	0,98	0,35	0,00	0,68	0,35	0,00	0,71	0,30	0,00
1691	Mecanica Orastie	MORAS11	4	HD	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1693	CFR Cimpuri Surduc	SURDU11	4	HD	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1731	CHE Subcetate	CHSUBCE	4	HD	1	0,00	0,57	0,11	0,00	2,30	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	2,31	0,00
1520	Cetate	CETA 11	4	TM	1	23,61	2,20	0,00	21,19	0,98	0,21	14,11	0,29	0,97	12,62	0,08	0,95
1521	Dumbravita	DVITA11	4	TM	1	29,38	2,58	0,00	25,30	2,20	0,48	7,39	0,00	0,96	7,47	0,01	0,96
1522	Bucovina	BUCOV11	4	TM	1	35,29	3,76	0,55	35,34	3,13	1,00	24,40	2,00	1,50	16,76	0,50	2,05
1523	Padurea Verde	PVERD11	4	TM	1	35,48	7,74	0,00	38,55	1,98	0,06	31,38	0,87	0,83	26,46	0,03	2,05
1524	IM Timisoara	IMT 11	4	TM	1	0,12	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00
1525	Musicescu	MUSIC11	4	TM	1	17,47	0,51	0,32	17,02	0,19	1,02	9,47	0,00	1,86	8,06	0,00	1,73
1526	Fratelia	FRATE11	4	TM	1	44,18	8,60	0,13	53,57	5,02	2,22	35,10	3,33	3,72	28,46	2,56	1,67
1527	Freidorf	FREID11	4	TM	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,22
1528	Victoria	VICTO11	4	TM	1	23,74	3,77	0,00	21,28	2,88	0,00	16,40	2,36	0,35	14,39	1,88	0,45
1529	Azur	AZUR 11	4	TM	1	1,65	1,71	0,00	3,74	1,05	0,00	3,08	0,83	0,00	2,26	0,50	0,00
1530	Giulvaz	GIULV11	4	TM	1	4,40	1,10		7,10	1,30		2,10	0,70		1,90	0,60	
1531	Gataia	GATAI11	4	TM	1	3,70	0,79	0,14	4,40	0,53	0,00	2,42	0,24	0,00	2,62	0,24	0,00
1532	Deta	DETA 11	4	TM	1	6,10	1,59	0,00	5,81	0,51	0,00	3,86	0,22	0,00	2,39	0,01	0,00
1533	Ortisoara	ORTIS11	4	TM	1	3,71	0,90	0,00	5,02	0,64	0,00	3,07	0,10	0,00	3,01	0,00	0,06
1534	Calacea	CALAC11	4	TM	1	0,63	0,28	0,00	0,98	0,35	0,00	0,74	0,36	0,00	0,67	0,30	0,00
1535	Satchinez	SATCH11	4	TM	1	4,80	1,10	0,00	5,40	1,10	0,00	2,90	0,80	0,00	2,60	0,30	0,00
1536	Carpinis	CARPI11	4	TM	1	4,91	0,00	0,79	6,12	0,00	1,39	4,07	0,00	1,61	3,54	0,00	0,02

1537	Jimbolia	JIMBO11	4	TM	1	4,10	1,60	0,00	5,40	1,80	0,04	2,30	0,80	0,21	2,10	0,70	0,23
1538	Lovrin	LOVRI11	4	TM	1	3,68	1,31	0,00	5,12	0,90	0,00	3,62	0,42	0,00	3,30	0,29	0,00
1539	Sinnicolaul Mare	SINIM11	4	TM	1	9,43	0,89	0,05	10,68	0,02	0,58	8,35	0,00	1,58	5,42	0,00	0,00
1540	Buzias	BUZIA11	4	TM	1	6,80	1,44	0,00	6,49	0,14	0,18	4,32	0,00	0,67	4,04	0,00	0,42
1541	Lugoj	LUGOJ11	4	TM	1	10,50	2,20	0,00	13,90	2,40	0,00	7,00	1,90	0,00	6,50	1,70	0,00
1542	Lugoj	LUGOJ12	4	TM	1												
1543	IURT	IURT 11	4	TM	1												
1544	IURT	IURT 12	4	TM	1	10,89	0,91		8,73	0,31		7,09	0,00		5,55	0,00	
1545	Faget	FAGET11	4	TM	1	6,00	3,28	0,00	7,45	0,31	0,00	4,87	0,00	0,14	4,16	0,00	0,25
1548	CFR Lugoj	CFLUG11	4	TM	1	0,17	0,03	0,11	0,40	0,14	0,02	0,28	0,11	0,02	0,00	0,00	0,02
1549	CFR Ghiroda	CFGHI11	4	TM	1	0,59	0,10	0,02	0,85	0,20	0,02	0,46	0,14	0,16	0,58	0,02	0,08
1550	CFR Ortisoara	CFORT11	4	TM	1	0,27	0,08	0,01	0,97	0,15	0,09	0,49	0,14	0,00	0,12	0,04	0,00
1566	Nadrag	NADRA11	4	TM	1	0,29	0,08		0,30	0,05		0,19	0,05		0,18	0,05	
1590	Sacalaz	SACAL11	4	TM	1												
1594	Timisoara	TIMIS11	4	TM	1												
1698	CET Timisoara	TTIMI11	4	TM	1	0,50	0,00		0,50	0,00		0,40	0,00		0,40	0,00	
1712	Venus Timisoara	VENUS11	4	TM	1	16,20	2,60		17,30	2,40		9,00	2,10		8,40	1,90	
1730	Continental	CONTI11	4	TM	1	17,20	3,50		16,10	3,50		10,60	3,00		10,20	3,00	
						7599	1488	69	**7407**	1095	28	**5558**	880	30	**4719**	1183	26

	Anexa B-1 -Consumuri realizate pe stații - Ianuarie 2025																	
NOD	NUME_BARA	SIMBOL	DET	SD	VD_14_PC	VD_14_QC	VD_14_QB	VS_22_PC	VS_22_QC	VS_22_QB	GN_04_PC	GN_04_QC	GN_04_QB	GS_4_PC	GS_4_QC	GS_4_QB	
2155	Ocna Mures	OCNAM11	5	AB	4,50	0,19		5,00	0,27		2,90	0,57		2,90	0,40		
2156	Ocna Mures	OCNAM12	5	AB													
2162	Petresti	PETRE11	5	AB	5,40	2,70		5,80	2,50		5,60	2,10		5,00	2,70		
2163	Gilceag	GILCE11	5	AB	1,80	0,30		2,60	0,20		1,60	0,20		1,60	0,20		
2167	Cugir	CUGIR11	5	AB	14,80	4,10		12,60	3,10		8,10	2,10		7,90	1,47		
2170	Sebes PIANU	SEBES11	5	AB	19,00	4,30	2,40	19,00	0,50		14,00	0,40		13,00	0,60		
2171	Barabant	BARAB11	5	AB	23,30	1,60		23,10	0,33		15,60	1,89		13,40	2,80		
2172	Blaj	BLAJ 11	5	AB	14,10	1,70	1,00	13,20	0,30		9,50	0,20		7,10	0,90		
2173	Cimpeni	CIMPE11	5	AB	6,11	0,27		4,32	0,37		3,91	0,67		3,60	0,46		
2174	Aiud	AIUD 11	5	AB	11,30	1,00		10,20	0,60		6,60	1,30		6,20	1,20		
2175	Turnatoria Alba Iulia	TURAI11	5	AB													
2176	Zlatna	ZLATN11	5	AB	2,78	0,50		2,08	0,30		2,20	0,20		2,20	0,14		
2178	Baia de Aries	BAIAA11	5	AB	2,00	0,28		1,95	0,13		1,37	0,11		1,29	0,07		
2181	Teius	TEIUS11	5	AB	10,10	2,90	1,20	9,30	1,20		6,30	1,20		4,40	0,20		
2182	Lupsa	LUPSA11	5	AB	1,18	0,03		4,69	0,63		5,48	0,76		4,42	0,22		
2183	Cariera Rosia Poieni	CROSI11	5	AB	0,60	0,60		0,10	0,80		0,90	0,80		0,20	0,00		
2185	Uz.de Prep. Rosia Poieni	UPROS11	5	AB	8,20	2,50		15,10	3,10		8,40	2,30		11,90	7,90		
2186	Gura Rosie	GURRO11	5	AB	2,61	0,08		2,52	0,08		1,69	0,11		1,72	0,05		
2188	MDF Sebes	MDFSE11	5	AB	29,20	13,30		31,10	14,00		30,40	14,50		25,10	11,80		
2189	Alba Iulia	AIULI11	5	AB	11,00	1,00		11,00	1,00		6,00	2,00		6,00	2,00		
2252	CFR Teius	CFTEI11	5	AB	0,70	0,10		0,40	0,30		2,50	0,10		0,10	0,60		
2253	Sibot CFR	SIBOT11	5	AB	0,77	0,12		0,63	0,22		0,81	0,11		0,31	0,05		
2256	Tauni	TAUNI11	5	AB	2,40	1,30		2,50	1,40		2,40	1,90		2,40	1,50		
2278	Turnatoria Alba Iulia B2	TURAI12	5	AB	2,20	0,80		3,50	0,90		1,10	0,10		1,00	2,00		
2279	Alba Iulia B2-110	AIULI12	5	AB													
2266	Sasciori	SASCI11	5	AB													
2026	Sebes Zona Industriala	SEBESZI	5	AB	7,00	3,20		7,00	3,30		5,00	4,20		5,00	4,50		
1501	Poltura	POLTU11	4	AR	18,89	8,80		17,40	8,00		11,40	5,20		10,40	4,70		
1502	Pecica	PECIC11	4	AR	4,26	2,00		4,00	1,90		2,77	1,30		2,68	1,30		
1503	UV Arad	UVARA11	4	AR	8,74	3,60		7,59	3,20		3,35	1,50		3,22	1,47		
1504	Bujac	BUJAC11	4	AR	19,32	9,35		17,89	8,60		13,87	6,70		10,60	5,10		
1505	Gai	GAI 11	4	AR	7,23	3,50		6,47	3,10		5,35	2,60		3,46	1,67		
1506	Muresel	MUREL11	4	AR	8,70	4,20		8,91	4,30		4,85	2,30		4,60	2,20		
1507	Muresel	MUREL12	4	AR	11,52	2,80		11,10	2,75		6,50	1,75		6,40	1,70		
1508	Padurice	PADUR11	4	AR	3,63	1,75		1,78	0,80		1,19	0,60		0,67	0,30		
1509	Teba	U T A11	4	AR	7,58	3,67		7,80	3,80		5,42	2,60		4,96	2,40		
1510	Chisinau Cris	CHCRI11	4	AR	14,88	7,20		15,00	7,20		10,54	5,10		8,48	4,10		
1511	Sebis	SEBIS11	4	AR	6,40	2,70		6,06	2,90		3,93	1,90		3,93	1,90		
1513	Fintinele	FNELE11	4	AR	17,03	8,25		17,03	8,20		11,35	5,50		10,40	5,00		
1514	Lipova	LIPOV11	4	AR	9,90	4,59		10,54	5,10		6,82	3,30		6,28	3,00		
1515	Semlac	SEMLA11	4	AR	4,70	2,27		5,14	2,50		3,48	1,70		3,45	1,67		
1516	Pincota	PINCO11	4	AR	14,29	6,80		13,67	6,60		8,12	3,90		7,95	3,80		
1519	CFR Sofronea	CFSOF11	4	AR	0,44	0,13		0,44	0,09		0,63	0,17		0,20	0,01		
1563	Curtici	CURTICI	4	AR	7,43	2,00		7,35	2,00		5,22	1,60		4,45	1,30		
1694	CFR Radna	RADNA11	4	AR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		9,00	0,00		
1695	CFR Varadia	VARAD11	4	AR	0,45	0,17		1,48	0,44		1,45	0,44		1,06	0,30		
2090	Brasov	BRASO11	5	BV													

2092	Dirste	DIRST11	5	BV													
2093	Astra	ASTRA11	5	BV													
2094	Astra	ASTRA12	5	BV	3,29	0,83	0,00	3,11	0,52	0,00	2,55	0,48	0,00	1,94	0,43	0,00	
2095	Metrom	METRO11	5	BV	4,27	1,05	0,00	2,89	0,23	0,00	1,89	-0,02	0,00	1,61	0,11	0,00	
2096	Metrom	METRO12	5	BV													
2099	IA Brasov	UAB 11	5	BV	2,25	0,82	0,00	2,11	0,66	0,00	1,25	0,40	0,00	1,12	0,33	0,00	
2100	IA Brasov	UAB 12	5	BV													
2101	Zizin	ZIZIA11	5	BV	22,93	1,27	1,51	22,97	0,53	1,52	15,04	1,34	0,00	13,65	-0,29	0,00	
2104	Sacele	SACEL11	5	BV	11,61	0,57	0,00	12,84	0,09	0,00	8,13	-1,05	0,00	7,26	-1,26	0,00	
2105	TFST	TFST 11	5	BV	7,84	1,53	0,00	8,21	1,17	0,00	5,41	0,55	0,00	4,48	0,02	0,00	
2106	TFST	TFST 12	5	BV													
2107	Rulmentul	RULME11	5	BV													
2108	Rulmentul	RULME12	5	BV	2,33	0,64	0,00	2,94	0,56	0,00	1,40	0,78	0,00	1,25	0,79	0,00	
2109	Tractorul	TRACT11	5	BV													
2110	Tractorul	TRACT12	5	BV	4,33	-0,59	0,00	4,72	-0,70	0,00	2,23	-0,74	0,00	2,20	-0,74	0,00	
2111	Brasov Centru	BRASC11	5	BV	13,43	-1,64	0,00	14,26	-1,51	0,00	8,14	0,94	0,00	7,76	-2,56	0,00	
2112	Brasov Centru	BRASC12	5	BV													
2113	ICA Ghimbav	ICAGH11	5	BV	15,92	0,72	0,00	14,29	0,76	0,00	13,37	0,61	0,00	9,12	-0,70	0,00	
2114	Bartolomeu	BARTO11	5	BV	25,74	-1,09	1,25	24,33	-1,83	1,26	14,84	-1,53	0,00	11,76	-4,07	0,00	
2115	Codlea	CODLE11	5	BV	15,04	2,20	0,00	15,23	1,59	0,00	10,74	-0,09	0,00	9,76	-0,46	0,00	
2116	FS Risnov	FSRIS11	5	BV	9,67	-1,11	1,14	10,61	-1,32	1,11	7,49	-0,77	0,00	6,85	-1,98	1,21	
2118	Ciment Hoghiz	CIHOG11	5	BV													
2119	Ciment Hoghiz	CIHOG12	5	BV	12,53	6,22	0,00	18,41	9,65	0,00	19,10	10,23	0,00	2,07	0,95	0,00	
2120	Hoghiz 1B+2	HOGHI11	5	BV	4,72	-1,36	1,16	6,16	-1,33	1,13	3,92	-0,78	0,00	3,64	-1,74	0,00	
2123	Fagaras	FAGAR11	5	BV	15,60	0,29	0,00	16,56	-0,21	0,00	10,88	-0,92	0,00	8,98	-1,53	0,00	
2124	UCEA	UCEA 11	5	BV	4,92	0,23	0,00	5,88	0,14	0,00	4,53	-0,15	0,00	4,44	-0,13	0,00	
2125	UCEA	UCEA 12	5	BV													
2126	CCH Victoria Tr.1	CCHVI11	5	BV													
2127	Tohan	TOHAN11	5	BV	27,48	1,43	0,00	28,17	1,31	0,00	23,77	2,32	0,00	21,85	-1,15	0,00	
2128	Uzina R	UZROT11	5	BV	0,39	0,10	0,00	0,41	0,09	0,00	0,40	0,12	0,00	0,39	0,23	0,00	
2130	Hidromecanica	HIDRO11	5	BV	3,33	1,16	0,00	2,50	0,47	0,00	1,79	0,27	0,00	1,61	0,34	0,00	
2131	Hidromecanica	HIDRO12	5	BV													
2132	IUS Brasov	IUSBV11	5	BV	7,35	-0,63	0,00	7,65	-0,52	0,00	4,06	-1,01	0,00	3,95	-1,02	0,00	
2133	IUS Zizin	IUSBV12	5	BV	0,59	-1,64	0,00	0,68	-1,58	0,00	0,09	-1,71	0,00	0,09	-1,76	0,00	
2135	Predeal	PREDE11	5	BV	3,49	-0,88	0,00	3,85	-0,59	0,00	2,81	-0,90	0,00	2,47	-0,95	0,00	
2136	Ghimbav	GHIMB11	5	BV	14,43	2,76	0,00	13,10	2,07	0,00	10,96	2,73	0,00	6,37	-1,19	0,00	
2137	Prejmer	PREJM11	5	BV	13,75	1,05	1,13	13,94	0,41	1,12	8,95	-0,04	0,00	7,44	-1,46	0,00	
2138	IUC Fagaras	IUCFA11	5	BV	0,54	0,07	0,00	0,75	0,23	0,00	0,54	0,05	0,00	0,31	0,02	0,00	
2139	IUC Fagaras	IUCFA12	5	BV													
2144	CFR Rupea	CFRUP11	5	BV	0,20	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	
2145	CFR Rupea	CFRUP12	5	BV													
2146	CFR Maierus	CFMAI11	5	BV													
2147	CFR Maierus	CFMAI12	5	BV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2148	CFR Predeal	CFPRE11	5	BV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2149	Azot Fagaras	AZOTF11	5	BV	0,07	-0,05	0,00	0,06	-0,05	0,00	0,07	-0,04	0,00	0,07	-0,04	0,00	
2150	Azot Fagaras	AZOTF12	5	BV													
2245	Racadau	RACAD11	5	BV	6,94	-1,88	0,00	7,55	-1,71	0,00	4,01	-1,19	0,00	3,85	-2,85	0,00	
2261	Pompe Olt	POOLT11	5	BV	0,64	0,27	0,00	0,65	0,26	0,00	0,62	0,29	0,00	0,63	0,33	0,00	
2277	CCH Victoria Tr.2	CCHVI12	5	BV													

2280	Hoghiz 1A-110	HOGHIZ12	5	BV														
2285	CCH Victoria Tr.3	CCHVI13	5	BV	1,04	-0,15	0,00	1,04	-0,12	0,00	0,90	-0,17	0,00	0,83	-0,15	0,00		
2287	Stupini	STUPI11	5	BV	18,78	-0,05	0,00	20,18	-0,23	0,00	15,60	-1,79	0,00	18,84	-0,30	0,00		
2288	Noua	NOUA11	5	BV	7,40	-0,82	0,00	8,07	-0,81	0,00	5,46	-0,94	0,00	4,37	-1,23	0,00		
2303	Cristian B1	CRISTI11	5	BV	9,89	2,98	0,00	7,93	1,97	0,00	6,84	1,54	0,00	3,04	-0,30	0,00		
2304	Cristian B2	CRISTI12	5	BV	16,55	5,97	0,00	15,78	5,52	0,00	16,31	5,95	0,00	9,38	1,77	0,00		
2305	Poiana Brasov	PBRASOV1	5	BV	5,39	-0,88	0,00	4,23	-1,72	0,00	3,23	-1,78	0,00	2,76	-1,90	0,00		
2152	Harman	HARMAN	5	BV	6,89	-1,13	0,00	7,81	-0,94	0,00	5,59	-1,61	0,00	3,82	-2,11	0,00		
2311	Racos	RACOS11	5	BV	0,89	-4,15	0,00	0,62	-2,97	0,00	1,35	-2,16	0,00	1,24	-2,05	0,00		
1551	Mociur	MOCIU11	4	CS	2,50	1,20		2,10	1,05		0,00	0,00		0,00	0,00			
1552	Mociur	MOCIU12	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		1,20	0,60		1,10	0,55			
1553	Birzava	BIRZA11	4	CS	5,01	2,42		6,12	2,56		2,93	1,42		2,93	1,42			
1554	Cilnic	CILNI11	4	CS	3,10	1,24		3,50	1,45		2,10			2,00				
1555	Cilnicel	CILN 11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1556	Bocsa	BOCSA11	4	CS	7,78	3,70		8,13	3,90		5,13	2,48		4,70	2,27			
1557	Anina	ANINA11	4	CS	1,06	0,51		1,16	0,56		0,91	0,44		0,91	0,44			
1558	Ponor	PONOR11	4	CS	0,20	0,10		0,41	0,20		0,00	0,00		0,00	0,00			
1559	Ciudanovita	CIUDA11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1560	Oravita	ORAVI11	4	CS	7,36	3,44		7,37	3,47		4,89	2,26		4,83	2,24			
1561	Toplet B1-110	TOPLE11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1562	Toplet B2-110	TOPLE12	4	CS	5,80	2,30		5,56	2,35		0,00	0,00		0,00	0,00			
1564	Otelu Rosu	OROSU11	4	CS	9,40	4,20		9,15	4,43		7,44	3,60		2,75	1,33			
1565	Balta Sarata	BALTS11	4	CS	11,15	5,40		11,64	5,60		7,30	3,50		6,90	3,34			
1569	Crusovat	CRUSO11	4	CS	3,11	1,50		3,48	1,68		2,00	1,24		2,16	1,04			
1570	Cozla	COZLA11	4	CS	1,02	0,30		1,17	0,40		0,70	0,40		0,67	0,40			
1571	Moldova Noua	MOLDN11	4	CS	3,60	1,70		3,53	1,17		2,16	1,04		2,14	1,03			
1572	ICMR	ICMR 11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1573	Oxigen Resita	OXIGR11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1574	Oxigen Resita	OXIGR12	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1575	Furnale Resita	FURNR11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1576	Furnale Resita	FURNR12	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1579	SRA 1 Otelu Rosu	SR1OR11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1580	SRA 2 Otelu Rosu	SR2OR12	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1584	CFR Cilnic	CFCIL11	4	CS	0,14	0,12		0,52	0,40		0,01	0,00		0,01	0,00			
1585	CFR Caransebes	CFCAR11	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1586	CFR Toplet	CFTOP11	4	CS	0,27	0,15		0,89	0,28		0,39	0,17		0,85	0,34			
1587	CFR Poarta	CFPOA11	4	CS	0,27	0,16		0,01	0,00		1,30	0,65		0,02	0,00			
1597	Resita	RESIT11	4	CS														
1599	Iaz	IAZ11	4	CS														
1688	Armenis	ARMEN11	4	CS	1,23	0,59		1,30	0,63		0,97	0,46		0,83	0,40			
1716	Barzava B2-110	Barza12	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1717	ICMR B1-110	ICMR 12	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
1720	Resita B2-110	RESIT12	4	CS														
1729	Otelarie Resita220	OTRESI2	4	CS	65,00	4,00		65,00	4,00		65,00	4,00		65,00	-4,00			
1740	CEE Sf. Elena	CESfEl	4	CS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
2097	CFR Sf. Gheorghe	CFSGH11	5	CV	0,83	0,40	0,00	0,50	0,00	0,00	0,26	-0,10	0,00	0,26	-0,10	0,00		
2098	Sf. Gheorghe B1-110	SGHEO11	5	CV	9,51	-1,39	1,25	9,81	-1,55	1,23	5,74	-1,41	0,00	5,21	-2,75	0,00		
2102	Tg. Secuiesc	TGSEC11	5	CV	13,03	-1,88	2,29	13,08	-3,04	2,29	13,30	-2,06	0,00	6,67	-1,52	0,00		
2103	Covasna	COVAS11	5	CV	6,62	-1,02	1,12	6,45	-1,52	1,11	3,81	-1,06	0,00	0,50	-2,29	0,00		

2117	Capeni	CAPEN11	5	CV	5,11	1,15	0,00	5,38	0,97	0,00	3,15	0,16	0,00	2,76	0,05	0,00	
2129	Intorsura Buzaului	INTOB11	5	CV	3,60	-0,51	1,24	3,37	-1,08	1,23	1,82	-0,25	0,00	2,06	-0,16	0,00	
2134	IMASA Sf. Gheorghe	IMASG11	5	CV													
2142	Cimpu Frumos Sf. Gh.	CIMPF11	5	CV													
2143	Cimpu Frumos Sf. Gh.	CIMPF12	5	CV	7,94	1,13	1,10	7,80	0,61	1,10	5,98	0,79	0,00	5,11	-0,72	0,00	
2260	Valea Crisului	VCRIS11	5	CV	4,11	-0,60	1,14	4,31	-0,75	1,15	2,70	-1,09	0,00	2,56	-1,06	0,00	
2276	Sf.Gheorghe B2-110	SGHEO12	5	CV	5,71	-1,80	1,27	7,50	-1,99	1,27	4,23	-1,19	0,00	3,85	-2,52	0,00	
2257	Reci	RECI	5	CV	5,50	3,12	0,00	7,54	4,86	0,00	8,12	4,99	0,00	4,68	2,30	0,00	
1630	Pestis	PESTI11	4	HD													
1631	Pestis	PESTI12	4	HD													
1632	Brad	BRAD 11	4	HD	4,10	2,00		3,80	1,80		2,35	1,10		2,35	1,10		
1633	Orastie	ORAST11	4	HD	2,47	0,30		2,80	0,20		1,90	0,00		1,35	0,30		
1634	Calan	CALAN11	4	HD	2,63	1,30		3,44	1,67		2,04	1,00		1,91	0,90		
1635	Decebal	DECEB11	4	HD	9,61	4,65		8,20	3,90		5,60	2,70		5,51	2,67		
1636	Deva	DEVA 11	4	HD	7,28	3,50		6,35	3,00		4,98	2,40		4,58	2,20		
1637	CFR Deva	CFDEV11	4	HD	2,76	1,00		2,78	0,46		2,07	1,45		1,81	0,44		
1638	Paulis	PAULI11	4	HD	0,56	0,27		0,62	0,30		0,47	0,20		0,30	0,10		
1639	Ciment Chiscadaga	CHISC11	4	HD	8,50	3,12		8,00	2,60		7,50	3,00		8,00	3,00		
1640	Laminoare B1-110	LAMIN11	4	HD	1,90	1,00		2,70	1,50		2,00	1,00		1,70	0,50		
1641	Laminoare B2-110	LAMIN12	4	HD	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1644	Teliuc	TELIU11	4	HD	1,99	0,96		1,98	0,90		1,36	0,60		1,47	0,00		
1645	Hunedoara Oras	HUNEO11	4	HD	7,93	3,84		8,39	4,00		5,16	2,50		5,01	2,40		
1646	Ghelar	GHELA11	4	HD	0,45	0,22		0,55	0,20		0,10	0,00		0,40	0,20		
1647	Hateg	HATEG11	4	HD	4,77	2,31		6,03	2,90		3,67	1,80		4,00	1,90		
1648	Pui CFR	CFPUI11	4	HD	0,80	0,21		1,13	0,72		0,03	0,00		0,04	0,03		
1649	Petrila B1-110	PETRI11	4	HD	2,70	1,30		3,13	1,50		2,67	1,30		2,57	1,20		
1650	Petrila B2-110	PETRI12	4	HD	5,75	2,78		5,75	2,78		4,06	1,96		3,89	1,88		
1651	Vulcan	VULCA11	4	HD	5,52	2,67		5,23	2,50		5,16	2,48		4,74	2,30		
1652	Petrosani CFR	CFPET11	4	HD	1,06	0,38		0,34	0,10		0,24	0,00		0,67	0,05		
1653	Petrosani Sud	PETRS11	4	HD	5,95	2,88		5,47	2,60		3,89	1,88		3,75	1,80		
1655	Oxigen	OXIGH11	4	HD	4,13	2,00		2,80	0,30		5,42	2,60		2,53	1,20		
1660	Retezat	RETEZ11	4	HD													
1661	Otelarie	OTELH21	4	HD	45,00	3,00		45,00	3,00		45,00	3,00		45,00	3,00		
1662	Caprisoara	CAPRI11	4	HD	2,12	0,00		2,00	0,00		1,57	0,00		1,40	0,00		
1663	Lupeni Sud	LUPEN11	4	HD	5,99	2,90		6,18	3,00		4,40	2,10		4,19	2,00		
1664	Uricani	URICA11	4	HD	4,50	1,20		5,20	1,80		3,90	0,90		3,80	0,80		
1666	Simeria	SIMER11	4	HD	3,32	0,20		2,87	0,40		1,95	0,50		1,80	0,50		
1667	Baru Mare	BARUM11	4	HD													
1668	Ilia	ILIA 11	4	HD	3,24	1,57		3,83	1,80		2,63	1,27		2,55	1,20		
1669	Aninoasa	ANISA11	4	HD	0,16	0,00		0,32	0,15		0,14	0,00		0,00	0,00		
1670	Arena Lupeni	ALUPE11	4	HD	3,64	1,70		2,48	1,20		2,39	1,10		2,33	1,10		
1671	IRUM Deva	IRUMD11	4	HD	3,70	0,30		3,65	0,00		2,20	0,00		1,60	0,50		
1672	Livezeni	LIVEZ11	4	HD	5,66	2,70		5,28	2,50		4,48	2,17		4,21	2,00		
1674	Baita	BAITA11	4	HD	0,61	0,30		0,75	0,30		0,52	0,20		0,47	0,20		
1675	Criscior	CRISC11	4	HD	2,03	0,90		2,16	1,00		1,42	0,68		1,39	0,60		
1676	Certej	CORAN11	4	HD	0,69	0,30		0,78	0,30		0,52	0,20		0,49	0,20		
1677	Petrosani Oras	PETRO11	4	HD													
1679	Lonea	LONEA11	4	HD	3,12	1,50		2,51	1,20		2,00	0,96		1,92	0,90		
1691	Mecanica Orastie	MORAS11	4	HD	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		

1693	CFR Cimpuri Surduc	SURDU11	4	HD	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1731	CHE Subcetate	CHSUBCE	4	HD													
2051	Gheorghieni	GHEOR11	5	HR	14,00	3,00		13,00	1,00		9,00	0,00		7,00	0,00		
2052	Odorhei	ODORH11	5	HR	18,25	0,31	0,00	14,62	0,00	1,84	9,61	0,22	0,00	8,22	0,19	0,00	
2053	Miercurea Ciuc	MIERC11	5	HR	11,94	1,04	0,00	12,55	1,39	0,00	8,09	0,15	0,00	6,09	0,00	0,60	
2054	Fagul Cetatii	FAGUC11	5	HR	2,69	0,30	0,00	3,05	0,27	0,00	1,59	0,06	0,00	1,61	0,14	0,00	
2055	Ciceu	CICEU11	5	HR	0,65	0,36	0,00	0,54	0,33	0,00	0,40	0,17	0,00	0,41	0,31	0,00	
2056	Vaslobeni	VOSLO11	5	HR	0,65	0,36	0,00	0,54	0,33	0,00	0,40	0,17	0,00	0,41	0,31	0,00	
2057	Toplita	TOPLI11	5	HR	6,16	0,92	0,00	6,02	0,37	0,00	4,09	0,00	0,07	3,26	0,00	0,36	
2065	Tusnad	TUSNA11	5	HR	3,24	0,00	0,00	3,56	0,00	0,00	2,18	0,00	0,00	1,49	0,00	0,00	
2066	Vlahita	VLAHI11	5	HR	5,30	1,19	0,00	4,31	0,40	0,00	2,43	0,00	0,10	2,18	0,00	0,10	
2071	Balan	BALAN11	5	HR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2072	Oltul Miercur	OLTUL11	5	HR	9,50	1,22	0,00	8,61	0,61	0,00	5,31	0,00	0,35	3,90	0,00	0,80	
2073	Tabara	TABAR11	5	HR	5,12	0,00	0,28	5,98	0,00	0,60	3,16	0,00	0,92	3,04	0,00	0,92	
2074	Homorod	HOMOR11	5	HR													
2075	Tractorul Mc.	TRAMC11	6	HR	4,91	0,00	0,33	3,97	0,00	0,64	2,80	0,00	0,70	2,58	0,00	0,71	
2077	Cristurul Sec	CRISS11	5	HR	5,30	1,25	0,00	6,70	0,86	0,00	3,77	0,21	0,00	3,14	0,01	0,00	
2281	Bucin	BUCIN 11	5	HR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2292	Borsec	BORSE11	5	HR	4,08	0,00	0,00	4,15	0,00	0,00	3,59	0,00	0,00	1,59	0,00	0,00	
2046	Sighisoara	SIGHI11	5	MS	19,32	4,01		21,38	4,30		16,46	2,69		13,97	1,59		
2047	Fintinele	FINTI11	5	MS	7,57	1,75		8,09	1,56		5,80	0,86		5,89	1,21		
2048	Fintinele	FINTI12	5	MS													
2049	Ungheni	UNGHE11	5	MS	11,80	1,00		12,50	1,30		8,47	1,00		8,50	0,90		
2050	Ungheni	UNGHE12	5	MS													
2058	Tirnaveni	TIRNA11	5	MS	13,72	0,13	1,41	14,74	0,25	1,39	10,68	1,01	1,38	10,29	1,52		
2059	Tirnaveni	TIRNA12	5	MS													
2061	Tirgu Mures	TGMUR11	5	MS	13,22	1,78		13,16	1,94		7,69	2,32		7,45	2,24		
2062	Reghin	REGHI11	5	MS	31,48	2,73	0,90	33,79	4,13	0,91	27,07	6,17	0,93	17,94	3,34	0,00	
2063	Mureseni	MURES11	5	MS	15,03	1,70	1,31	13,62	2,34	1,32	8,78	2,43	1,41	7,80	1,33		
2064	CIC Tg. Mures	CICTM11	5	MS	5,43	1,35		4,68	1,09		4,38	1,39		3,59	1,52		
2067	Baraj	BARAJ11	5	MS	9,04	0,20		8,40	0,73		5,34	1,38		4,24	1,18		
2068	Baraj	BARAJ12	5	MS	10,31	0,02		9,19	0,31		5,47	1,02		5,42	1,14		
2069	Ludus	LUDUS11	5	MS	10,20	1,85		11,68	1,92		9,38	1,13		8,89	1,08		
2070	Deda	DEDA 11	5	MS	0,07	0,01		0,50	0,80		0,16	0,01		0,17	0,22		
2076	Livezeni	LIVE 11	5	MS	16,44	0,67		22,72	1,28		12,70	0,00		12,08	0,00		
2078	Sovata	SOVAT11	5	MS	12,67	2,85		11,94	1,51		7,51	0,29		6,81	0,24		
2079	Mureni CFR	CFMUR11	5	MS	0,70	0,05		0,82	0,15		0,64	0,20		0,55	0,11		
2080	Danes	DANES11	5	MS	5,17	0,00		5,17	0,13		5,26	1,13		5,59	1,78		
2246	Corunca	CORUN11	5	MS	4,54	0,99		4,83	1,02		4,99	1,38		5,23	1,77		
2270	Rastolita	RASTO11	5	MS	3,28	0,21		3,76	0,29		2,27	0,01		2,17	0,12		
2282	Raciu B1-110	RACIU 11	5	MS	5,82	1,35		6,39	1,31		4,46	0,83		4,37	0,91		
2283	Band B1-110	BAND 12	5	MS													
2284	Band B2-110	BAND 12	5	MS	2,91	0,31		2,89	0,27		2,98	0,37		3,42	0,58		
2306	Sanpaul	SANP	5	MS	8,72	0,87		7,24	0,02		6,04	0,16		4,12	0,53		
2154	Dumbraveni	DVENI11	5	SB	3,72	-1,16	1,12	4,29	-1,12	1,11	2,58	-0,44	0,00	2,49	-0,44	0,00	
2157	Sibiu Sud	SIBIS11	5	SB	16,00	2,82	0,00	16,41	2,01	0,00	11,56	0,54	0,00	6,99	-1,25	0,00	
2158	Sibiu Sud	SIBIS12	5	SB	15,51	2,63	0,00	14,35	1,13	0,00	9,76	-0,21	0,00	8,23	-0,90	0,00	
2159	Sibiu Nord	SIBIN11	5	SB	24,65	3,58	5,18	32,50	2,28	5,16	20,73	0,17	0,00	22,54	0,49	0,00	
2160	Aeroport Sibiu	AEROS11	5	SB	34,07	5,72	1,24	33,70	5,11	1,23	26,55	3,86	0,00	20,68	0,86	0,00	

2161	Orlat	ORLAT11	5	SB	10,41	0,85	0,00	13,48	0,80	0,00	8,70	-0,32	0,00	7,21	-0,67	0,00	
2164	Cisnadie	CISNA11	5	SB	9,92	-1,64	2,22	10,31	-2,20	2,22	7,07	-0,69	0,00	6,16	-1,26	0,00	
2165	Mirsa	MIRSA11	5	SB	5,53	-0,28	1,12	5,63	-0,94	1,14	3,49	-0,42	0,00	3,28	-0,34	0,00	
2166	Cirtisoara	CIRTI11	5	SB	3,07	0,17	0,00	3,50	0,08	0,00	2,35	-0,36	0,00	2,07	-0,40	0,00	
2168	Copsa Mica	COPSM11	5	SB	3,89	0,44	0,00	4,53	0,26	0,00	2,98	-0,08	0,00	2,77	-0,12	0,00	
2169	Medias	MEDIA11	5	SB	14,59	1,29	1,20	13,73	0,23	1,20	8,65	-0,63	0,00	7,85	-1,06	0,00	
2179	Aurel Vlaicu Medias	AVLAI11	5	SB	6,33	-0,08	0,00	6,32	-0,08	0,00	3,94	-0,40	0,00	3,58	-0,40	0,00	
2180	Agnita	AGNIT11	5	SB	2,59	-0,27	1,35	1,54	-0,36	1,33	0,94	-0,18	0,00	0,90	-0,16	0,00	
2184	SR Copsa Mica	SRCOP11	5	SB													
2187	Independenta Sibiu	INDEP11	5	SB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2190	Micasasa CFR	CFMIC11	5	SB	1,37	0,43	0,00	0,41	0,05	0,00	0,33	0,11	0,00	0,16	0,25	0,00	
2191	CFR Dumbraveni	CFDUM11	5	SB	1,89	0,46	0,00	0,63	0,10	0,00	1,60	0,67	0,00	0,56	0,50	0,00	
2192	Dumbrava	DUMVA11	5	SB	18,12	-3,16	2,57	21,00	-3,18	2,55	12,15	-2,48	0,00	9,83	-2,48	0,00	
2060	Miercurea Sibiului	MiercSib	5	SB	3,60	0,84	0,00	3,52	0,04	0,00	2,66	-0,10	0,00	2,25	-0,25	0,00	
1512	Varfuri	VIRFU11	4	BH	2,81	0,06		2,93	0,00		1,95	0,20		1,83	0,20		
1600	Oradea Sud	ORADS11	4	BH	11,18	0,04		14,00	-0,03		9,00	-0,03		9,00	-0,03		
1601	Salonta	SALON11	4	BH	19,33	0,86		18,46	0,10		12,46	1,91		10,64	2,63		
1602	Oradea Centru	ORADC11	4	BH	19,89	0,20		19,32	0,28		12,56	1,69		12,25	1,55		
1603	Velenta	VELEN11	4	BH	5,85	0,16	2,50	5,09	0,19	2,50	3,87	0,42	2,50	2,53	1,10	2,50	
1604	Alesd	ALESD11	4	BH	9,54	0,28		8,34	0,50		5,81	0,68		5,21	0,55		
1605	Voivozi	VOEVO11	4	BH	2,24	0,45		2,39	0,37		1,38	0,15		1,37	0,13		
1606	Sacuieni	SACUE11	4	BH	8,83	1,60		8,95	0,52		4,37	0,46		3,70	0,65		
1607	Vascau	VASCA11	4	BH	1,16	0,02		1,11	-0,08		0,61	-0,06		0,84	-0,04		
1608	Baita B1-110	BAITA11	4	BH	3,60	1,67		2,28	1,08		1,26	1,20		0,88	0,67		
1609	STEI	STEI 11	4	BH	4,68	0,25		4,20	0,08		2,63	0,29		2,60	0,27		
1613	STEI	STEI 12	4	BH	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1610	Suplacu de Barcau	SUPLA11	4	BH	1,01	0,31		1,06	0,30		0,82	0,20		0,84	0,20		
1611	Tileagd	TILEA11	4	BH	3,43	0,43		4,02	0,09		2,24	0,30		2,15	0,27		
1696	Oradea Vest	ORADV1	4	BH	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1614	Palota	PALOT11	4	BH	12,03	0,37	2,50	9,59	1,93	2,50	5,74	3,01	2,50	4,53	3,42	2,50	
1616	Beius	BEIUS11	4	BH	11,13	0,67		10,83	0,13		6,75	1,40		6,81	1,79		
1617	Crisul	CRISU11	4	BH	8,53	0,12		7,11	0,20		5,57	1,11		5,60	0,20		
1618	Oradea Nord	ORADN11	4	BH	20,80	1,24		19,23	0,56		10,97	1,63		10,09	2,22		
1619	Suncuius	SUNCU11	4	BH	4,46	0,11		4,64	0,23		3,13	0,50		3,06	0,45		
1620	Marghita	MARGH11	4	BH	9,61	0,95	2,50	10,07	1,17	2,50	7,56	1,66	2,50	7,52	1,57	2,50	
1621	Mecanica	MECAN11	4	BH	2,09	1,15		0,43	0,16		0,37	0,17		0,24	0,12		
1623	SRA Suplac	SRCOM11	4	BH	1,88	0,66		1,77	0,54		1,80	0,81		1,76	0,80		
1625	CLA Alesd	CALES11	4	BH	13,89	5,99		14,16	5,65		12,34	3,64		15,39	2,59		
1696	CET 2 Oradea	ORADVC1	4	BH	20,28	0,69		19,92	0,03		13,29	2,12		13,21	2,05		
1626	CHE Remeti	REMET11	4	BH	2,60	0,13		2,60	0,04		4,60	0,00		2,60	0,00		
1705	SRA 2 Suplac	SR2SU11	4	BH	8,30	3,50		8,00	3,40		8,30	3,63		8,18	3,61		
1714	CET 2 Oradea	TORAD12	4	BH	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1615	Iosia	IOSIA11	4	BH	13,45	0,84		13,49	0,88		9,03	0,57		4,87	0,53		
1622	Sudrigiu	SUDRI11	4	BH	10,10	5,30		8,70	3,40		8,50	3,10		1,30	0,60		
1737	Aeroport Oradea	AEROR11	4	BH	17,20	0,76		16,26	0,17		10,10	1,64		9,52	1,92		
1742	Biharia	BIHARIA	4	BH	8,72	0,21		9,19	0,58		6,52	0,45		5,77	0,89		
1743	Eurobusiness	EUROBSN	4	BH	10,20	0,00		10,20	0,00		10,20	0,00		10,20	0,00		
2215	Nasaud	NASAU11	5	BN	8,50	0,20	0,00	9,30	0,28	0,00	5,10	0,08	0,00	5,10	0,01	0,00	
2216	Rodna	RODNA11	5	BN	9,60	1,10	1,20	9,60	0,30	1,20	6,35	0,40	0,00	6,15	0,20	0,00	

2217	Bistrita	BISTR11	5	BN	20,20	1,10	1,80	16,70	2,10	1,80	10,90	0,60	0,00	9,00	1,30	0,00	
2222	Beclean	BECLE11	5	BN	12,00	0,10	1,20	12,60	0,50	1,20	7,60	0,70	0,00	6,80	1,00	0,00	
2223	CFR Coldau	COLDA11	5	BN		0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2224	CFR Sarata	CFSAR11	5	BN		0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2225	Viisoara	VIISO11	5	BN	15,90	2,60	0,00	14,60	1,60	0,00	11,80	1,40	0,00	5,80	0,90	0,00	
2232	Prundul Birgaului	PBIRG11	5	BN	9,30	0,10	1,20	9,40	1,00	1,20	5,20	0,30	0,00	4,30	0,70	0,00	
2236	Laminor Beclean	LAMIB11	5	BN	0,40	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2248	Lechinta	LECHI11	5	BN	3,30	1,60	0,00	5,40	0,30	0,00	3,20	0,10	0,00	2,80	0,10	0,00	
2267	Unirea	BISTS11	5	BN	9,90	0,30	1,80	12,10	0,20	1,80	6,50	0,90	0,00	5,50	1,20	0,00	
2273	CFR Lesul Ilvei	CFRLI11	5	BN		0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2308	TERAPLAST	TERAPLST	5	BN	6,00	1,00	0,00	6,00	1,00	0,00	6,00	1,00	0,00	6,00	1,00	0,00	
2200	Cluj Floresti	CLUJF11	5	CJ	23,16	2,00		26,95	0,00		16,15	0,00		15,15	0,00		
2202	Cluj Sud	CLUJS11	5	CJ	16,10	1,30		18,60	1,42		10,90	1,40		10,20	1,40		
2203	Manastur	MINAS11	5	CJ	11,50	0,44		13,40	0,74		7,70	0,30		7,20	0,30		
2204	Cluj Centru b1	CLUJC11	5	CJ	20,00	1,65		17,10	0,80		10,00	0,16		9,00	0,50		
2301	Cluj Centru b2	CLUJC12	5	CJ	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2205	Cluj Nord	CLUJN11	5	CJ	8,20	0,60		8,20	0,20		5,30	0,12		3,00	1,50		
2206	Aghires	AGHIR11	5	CJ	5,00	1,00		5,10	0,60		3,60	0,40		3,10	0,30		
2207	Cluj Est	CLUJE11	5	CJ	31,00	9,00		26,00	6,00		18,00	3,00		16,00	2,00		
2208	Jucu	JUCU 11	5	CJ	25,85	4,80		31,10	4,04		21,90	3,24		19,90	2,25		
2209	Turda	TURDA11	5	CJ	9,00	0,00		9,00	0,00		7,00	0,00		5,00	0,00		
2210	Mihai Viteazu	MIHVI11	5	CJ	9,90	0,40		10,50	0,53		9,34	0,08		8,50	0,54		
2211	Poiana	POIUL11	5	CJ	10,45	2,75		10,94	2,87		8,10	2,00		6,10	1,10		
2212	Campia Turzii	CTURZ11	5	CJ	15,48	2,00		16,05	2,00		13,10	2,00		12,35	0,00		
2213	Dej	DCUZD11	5	CJ	12,30	0,60		12,10	0,10		7,30	1,00		7,00	1,20		
2214	Baciu	BACIU11	5	CJ	21,40	2,00		22,00	0,74		13,40	1,20		11,90	1,50		
2218	UC Turda	ICTUR11	5	CJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2219	Clujana	CLUJA11	5	CJ	4,24	0,45		3,48	0,60		2,10	0,88		1,66	1,00		
2221	Huedin	HUEDI11	5	CJ	9,90	0,90		8,80	0,07		6,00	0,60		5,40	0,73		
2226	Campului	CIMPU11	5	CJ	7,80	0,40		9,00	0,52		4,50	0,00		4,20	0,20		
2227	Nadas	NADAS11	5	CJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2228	Gherla	GHERL11	5	CJ	13,85	3,46		11,90	1,50		6,90	0,00		5,50	0,40		
2229	Baisoara	BAISO11	5	CJ	2,70	0,47		2,50	0,00		2,00	0,00		2,00	0,00		
2233	Comb.utilaj greu Cluj	CUGCJ11	5	CJ	0,90	0,00		0,80	0,00		0,20	0,00		0,20	0,00		
2234	Alverna	ALVER11	5	CJ	24,65	2,81		27,03	3,04		14,70	2,14		13,90	2,30		
2235	Ind. Sirmei+SRA C.Turzii	ISIRM11	5	CJ	2,19	0,60		1,66	0,34		1,61	0,36		1,06	0,10		
2237	CCH Dej	CCHDE11	5	CJ	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2238	Taga	TAGA 11	5	CJ	0,70	0,10		0,70	0,10		0,70	0,10		0,80	0,10		
2239	Polus	POLUS11	5	CJ	4,00	1,20		2,70	0,60		1,10	0,30		1,10	0,30		
2249	CFR Apahida	APAHI11	5	CJ	0,50	0,20		1,10	0,40		0,60	0,10		0,10	0,40		
2251	CFR Bunesti	BUNES11	5	CJ	0,80	0,10		1,00	0,40		0,10	0,00		0,30	0,20		
2254	CFR Calarasi	CFCAL11	5	CJ	1,50	0,70		1,10	0,40		1,00	0,40		0,50	0,30		
2255	Celuloza	CELUL11	5	CJ	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2289	Stadion	STAD11	5	CJ	8,70	1,23		7,60	0,93		4,47	0,27		4,10	0,20		
2259	Sacuieu	SACUI11	5	CJ	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2302	Dej Sud	DJSUD11	5	CJ	7,70	1,62		10,45	2,80		9,20	2,60		7,00	1,90		
2309	Arc Parc	ARCPARC	5	CJ	2,80	1,20		3,16	1,50		3,15	1,50		2,60	1,00		
2310	MG TEC	MGTEC	5	CJ	5,90	1,28		6,20	1,90		6,13	1,56		6,61	1,53		
2003	Baia Mare 2	BAIM211	5	MM	3,87	0,36	-	3,22	-0,12	-	2,24	-0,22	-	1,66	-0,54	-	

2004	Baia Mare 1	BAIM111	5	MM	5,45	0,60	-	4,43	0,17	-	2,36	0,00	-	2,22	0,01	-	
2005	Baia Mare 4	BAIM411	5	MM	17,53	0,93	0,75	16,39	0,24	0,75	10,05	0,20	0,00	9,36	0,19	0,00	
2006	Baia Mare 5	BAIM511	5	MM	24,80	0,70	2,40	24,82	0,19	2,40	15,13	0,17	0,00	14,29	-0,28	0,00	
2007	Targu Lapus	TGLAP11	5	MM	7,77	1,22		7,35	0,32		4,35	-0,35	-	4,20	-0,30	-	
2009	Somcuta	SOMCU11	5	MM	6,94	-1,39	1,80	7,03	-1,77	1,80	4,48	-0,21	0,00	4,36	-0,17	0,00	
2010	Seini	SEINI11	5	MM	13,58	1,63		12,58	0,19		8,05	-1,24	-	7,21	-1,34	-	
2013	Baia Sprie	BSPRI11	5	MM	2,02	0,07		2,24	0,00		1,30	-0,08	-	1,30	-0,09	-	
2015	Cavnic	CAVNI11	5	MM	2,82	0,08		3,16	0,06		2,36	0,31	-	1,93	0,39	-	
2018	Sighet	SIGHE11	5	MM	12,47	1,31		12,20	0,56		6,60	-0,55	-	6,10	-0,29	-	
2019	Viseu	VISEU11	5	MM	8,25	-1,99	2,40	7,30	-2,50	0,00	4,90	-0,06	0,00	4,50	-0,20	0,00	
2020	Baia Borsa	BBORS11	5	MM	1,43	0,32		1,38	0,10		0,70	0,00	-	0,70	-0,05	-	
2021	Sighet CEIL	CEISI11	5	MM	13,85	5,33		9,67	2,69		6,30	1,30	-	3,40	0,27	-	
2027	Ferneziu	FERNE11	5	MM	0,13	-0,71		-1,90	-0,02		0,51	-0,66	-	0,03	-0,39	-	
2035	Horea	HOREA11	5	MM	1,90	0,45		1,10	0,24		1,09	0,28	-	0,73	0,22	-	
2036	Sasar	SASAR11	5	MM	7,49	1,04		8,03	0,72		5,67	0,24	-	2,89	-0,53	-	
2039	Pietrosul	POSUL11	5	MM	6,09	-0,91	1,50	6,55	-1,38	1,50	3,79	-0,02	0,00	3,37	-0,11	0,00	
2258	Nistru	NISTR11	5	MM	3,73	0,00		3,55	-0,20		2,50	-0,37	-	1,71	-0,60	-	
2241	Tocila Baiut	TOCBAI1	5	MM	0,32	-0,13		0,37	-0,12		0,24	-0,13	-	0,23	-0,14	-	
2300	Dumbravita	DVITA11	5	MM	4,36	1,50		5,63	2,05		3,92	1,35	-	3,37	1,08	-	
2030	Leordina	LEORDNA	5	MM	5,72	-1,06	0,00	7,79	-1,14	0,00	4,70	-1,68	0,00	4,30	-1,18	0,00	
2011	Satu Mare 1	SATM111	5	SM	12,50	1,50	2,40	10,20	1,00	2,40	5,60	1,20	0,00	5,50	1,30	0,00	
2012	Turt	TURT 11	5	SM	4,60	0,30	0,00	5,10	0,10	0,00	3,00	0,20	0,00	2,80	0,20	0,00	
2014	Vetis	VETIS11	5	SM	14,50	4,00	0,00	12,20	2,00	0,00	9,00	1,00	0,00	8,00	1,00	0,00	
2016	Carei	CAREI11	5	SM	8,40	0,60	0,00	8,90	0,10	0,00	4,60	0,60	0,00	4,00	0,70	0,00	
2017	Tasnad	TASNA11	5	SM	6,30	0,40	1,20	6,30	1,00	1,20	3,70	0,00	0,00	3,50	0,00	0,00	
2025	Satu Mare 2	SATM211	5	SM	10,90	1,40	0,00	9,40	1,60	0,00	5,70	0,80	0,00	5,00	0,20	0,00	
2033	Abator Satu Mare	ABASM11	5	SM	5,90	0,50	1,20	6,40	0,20	1,20	4,20	0,20	0,00	3,60	0,10	0,00	
2034	Carei Unio	UNIOC11	5	SM	5,00	0,50	0,00	5,80	0,80	0,00	2,10	0,30	0,00	0,80	1,20	0,00	
2037	Negresti	NEGR 11	5	SM	11,50	0,10	0,00	10,80	0,50	0,00	8,40	0,60	0,00	7,10	1,50	0,00	
2040	Carpati Satu Mare	CARSM11	5	SM	17,80	0,80	0,00	18,40	0,60	0,00	11,80	1,30	0,00	10,60	2,00	0,00	
2291	Satu Mare 5	SATUM511	5	SM	6,20	2,00	0,00	5,60	1,70	0,00	5,30	1,50	0,00	2,60	0,20	0,00	
2008	Jibou	JIBOU11	5	SJ	12,70	1,50	0,00	11,90	0,10	0,00	7,20	1,00	0,00	6,80	0,50	0,00	
2022	Sarmasag	SARMA11	5	SJ	4,90	0,40	0,00	5,20	0,20	0,00	3,10	0,20	0,00	2,50	0,40	0,00	
2023	Simleu	SIMLE11	5	SJ	13,90	1,80	0,00	12,80	0,80	0,00	8,10	0,60	0,00	6,20	1,40	0,00	
2024	Zalau	ZALAU11	5	SJ	12,40	0,40	0,00	10,00	0,90	0,00	6,10	1,70	0,00	6,40	1,90	0,00	
2028	Cehu Silvaniei	CEHUS11	5	SJ	6,40	0,70	0,00	6,20	0,10	0,00	4,00	0,30	0,00	2,70	0,50	0,00	
2029	Porolissum	POROL11	5	SJ	9,90	0,40	0,00	10,20	0,90	0,00	5,50	1,70	0,00	5,20	1,80	0,00	
2031	Tevi Zalau	TEVIZ11	5	SJ	11,20	0,60	0,00	14,20	4,50	0,00	17,70	7,60	0,00	6,50	3,90	0,00	
2032	Anvelope	ANVEL11	5	SJ	8,50	2,10	0,00	8,00	2,60	0,00	6,20	2,30	0,00	5,60	2,20	0,00	
2038	Salaj	SALAJ11	5	SJ	5,10	0,10	0,00	4,00	0,60	0,00	2,60	0,90	0,00	1,70	0,70	0,00	
2290	Micheline Zalau	MICHE11	5	SJ	8,00	1,30	0,00	8,50	1,10	0,00	8,30	1,30	0,00	8,70	0,90	0,00	
193	Lacu Sarat B1-110	LACUS11	1	BR	1,53	0,80	0,00	2,13	0,90	0,00	1,50	0,70	0,00	1,50	0,70	0,00	
194	CCH Chiscani B1-110	CCHCH11	1	BR	1,74	0,84	0,00	1,38	0,56	0,00	1,19	0,31	0,00	0,92	0,17	0,00	
195	CFA Braila B1-110	CFABR11	1	BR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
196	Brailita B1-110	BRAIL11	1	BR	3,80	1,20	0,00	3,40	1,10	0,00	2,30	0,70	0,00	2,30	0,70	0,00	
197	Pisc B1-110	PISC 11	1	BR	6,64	0,57	0,00	7,46	0,57	0,00	5,41	0,52	0,00	4,48	0,54	0,00	
198	Port Braila B1-110	PBRAI11	1	BR	7,00	0,40	0,00	6,80	0,20	0,00	4,40	0,10	0,00	4,00	0,10	0,00	
199	Hipodrom B1-110	HIPOD11	1	BR	14,20	0,20	0,00	13,20	0,20	0,00	8,00	1,00	0,00	7,50	1,00	0,00	
200	Braila Sud B1-110	BRAIS11	1	BR	14,00	2,20	0,00	13,00	12,20	0,00	7,70	1,00	0,00	7,90	1,00	0,00	

201	Urleasca B1-110	URLEA11	1	BR	2,10	0,10	0,00	2,40	0,40	0,00	1,60	0,10	0,00	1,70	0,20	0,00	
202	Bordei Verde B1-110	BORDV11	1	BR	0,94	0,20	0,00	1,12	0,20	0,00	1,01	0,20	0,00	1,05	0,20	0,00	
203	Faurei B1-110	FAURE11	1	BR	1,60	0,50	0,00	1,80	0,60	0,00	1,50	0,40	0,00	1,20	0,40	0,00	
204	CFR Faurei B1-110	CFFAU11	1	BR	1,33	0,65	0,00	1,35	0,51	0,00	0,50	0,24	0,00	0,40	0,17	0,00	
205	Ianca B1-110	IANCA11	1	BR	4,22	0,00	0,00	4,43	0,00	0,00	2,89	0,00	0,00	2,77	0,00	0,00	
206	Jugureanu B1-110	JUGUR11	1	BR	0,62	0,94	0,00	0,94	1,13	0,00	1,48	0,29	0,00	1,45	0,57	0,00	
207	Coltea B1-110	COLTE11	1	BR	1,54	0,10	0,00	1,57	0,10	0,00	0,91	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	
208	Dudesti B1-110	DUDE 11	1	BR	0,99	0,00	0,00	1,93	0,00	0,00	4,67	0,70	0,00	0,85	0,00	0,00	
209	Baraganu B1-110	BARAG11	1	BR	0,74	0,11	0,00	0,40	0,03	0,00	0,83	0,20	0,00	0,86	0,25	0,00	
210	Romanu B1-110	ROMANU11	1	BR	1,31	0,20	0,00	1,50	0,07	0,00	1,70	1,30	0,00	1,08	0,17	0,00	
211	Maxineni B1-110	MAXIN11	1	BR	0,32	0,34	0,00	1,68	0,00	0,00	1,27	0,00	0,00	1,13	0,00	0,00	
212	Gropeni B1-110	GROPE11	1	BR	2,10	0,50	0,00	2,10	0,50	0,00	1,40	0,40	0,00	1,70	0,50	0,00	
213	Cuza Voda B1-110	CUZAV11	1	BR	1,15	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	
214	Insuratei B1-110	INSUR11	1	BR	1,92	0,28	0,00	2,49	0,68	0,00	1,10	0,23	0,00	1,05	0,22	0,00	
215	KM. 221 B1-110	KM22111	1	BR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
216	Spiru Haret B1-11O	SHARE11	1	BR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
217	SRP1 A Braila B1-110	SRP1B11	1	BR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
218	Lunca B1-110	LUNCA11	1	BR	0,61	0,33	0,00	0,89	0,46	0,00	0,46	0,21	0,00	0,33	0,20	0,00	
219	Lebada B1-110	LEBAD11	1	BR	1,03	0,30	0,00	1,13	0,31	0,00	1,10	0,30	0,00	0,73	0,22	0,00	
220	Zatna B1-110	ZATNA11	1	BR	0,69	0,00	0,00	0,84	0,11	0,00	0,62	0,11	0,00	0,59	0,08	0,00	
221	CFR Lacu Sarat B1-110	CFLAS11	1	BR	0,31	0,28	0,00	0,28	0,17	0,00	0,02	0,15	0,00	0,01	0,16	0,00	
257	Jirlau (Braila) B1-110	JIRLA11	1	BR	1,73	0,50	0,00	1,66	0,30	0,00	1,53	0,20	0,00	1,00	0,20	0,00	
272	CFR Murgeanca B1-110	CFMUR11	1	BR	0,36	0,18	0,00	1,93	0,67	0,00	0,93	0,71	0,00	0,19	0,17	0,00	
284	Brailita B2-110	BRLIT12	1	BR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
845	Buzau Nord	BUZAN11	2	BZ	24,00	3,30	0,00	23,10	2,50	0,00	18,40	0,00	0,00	14,20	0,00	0,00	
846	Buzau Sud	BUZAS11	2	BZ	27,50	6,00	0,00	28,00	6,00	0,00	27,00	7,00	0,00	19,00	5,30	0,00	
847	Buzau Est	BUZAE11	2	BZ	10,80	2,40	0,00	10,80	2,40	0,00	8,00	1,80	0,00	7,60	2,10	0,00	
848	Mase Plastice	MPBUZ11	2	BZ	5,68	2,00	0,00	5,00	2,00	0,00	4,25	1,20	0,00	4,15	1,10	0,00	
849	Conctactoare	COBUZ11	2	BZ	5,30	2,10	0,00	5,30	2,10	0,00	4,40	1,60	0,00	3,50	1,20	0,00	
850	Patirlagele	PATIR11	2	BZ	4,80	0,20	0,00	5,50	0,30	0,00	3,35	0,40	0,00	3,10	0,40	0,00	
851	Rm. Sarat	RIMNS11	2	BZ	10,00	1,90	0,00	10,30	1,60	0,00	6,00	0,60	0,00	6,90	0,20	0,00	
852	CFR Rm. Sarat	CFRIS11	2	BZ	1,20	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,90	0,90	0,00	1,60	0,20	0,00	
853	Satuc	SATUC11	2	BZ	8,00	0,30	0,00	6,60	0,30	0,00	4,90	0,90	0,00	4,50	0,20	0,00	
854	Beceni	BECEN11	2	BZ	4,50	0,50	0,00	4,90	0,30	0,00	3,50	0,20	0,00	3,10	0,10	0,00	
855	Metalurgica	METAL11	2	BZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
856	Costieni	COSTI11	2	BZ	3,30	0,60	0,00	4,16	0,64	0,00	9,60	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	
857	Buzau Cring	CRINB11	2	BZ	5,00	0,00	0,00	4,50	0,00	0,00	3,40	0,00	0,00	2,80	0,40	0,00	
858	CFR Cring Buzau	CFCRB11	2	BZ	3,00	0,00	0,00	2,10	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	2,50	1,80	0,00	
859	Pogoanele	POGOA11	2	BZ	2,10	1,60	0,00	6,20	4,70	0,00	3,30	2,60	0,00	2,90	2,20	0,00	
860	Stilpu	STILP11	2	BZ	2,00	1,00	0,00	10,00	1,00	0,00	6,50	0,40	0,00	6,30	0,34	0,00	
861	FUM Buzau	FUMBU11	2	BZ	3,40	1,20	0,00	3,40	1,19	0,00	3,00	1,00	0,00	2,10	0,60	0,00	
885	Nehoiasu	SIRIU11	2	BZ	2,30	0,20	0,00	2,30	0,20	0,00	1,40	0,20	0,00	1,30	0,10	0,00	
904	Maxenu	MAXEN11	2	BZ	8,00	3,00	0,00	8,00	3,00	0,00	7,50	2,90	0,00	6,00	3,00	0,00	
909	Vernesti	VERNE11	2	BZ	0,80	0,20	0,00	0,80	0,10	0,00	0,80	0,10	0,00	0,60	0,00	0,00	
910	Sahateni	SAHAT11	2	BZ	2,00	1,00	0,00	1,20	0,10	0,00	1,00	0,10	0,00	0,60	0,10	0,00	
920	Stilpu	STILP12	2	BZ													
921	Buzau Nord	BUZAN12	2	BZ													
944	Buzau Sud B2-110	BUZSD12	2	BZ													
824	Tirgoviste	TIRGO11	2	DB	10,30	1,61		9,00	1,00		6,00	1,00		6,00	1,00		

825	Dumbrava	DUMBR11	2	DB	0,00	0,20		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
826	Dumbrava	DUMBR12	2	DB	0,00	0,10		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
827	Pucioasa	PUCIO11	2	DB	6,00	0,20		6,20	0,50		4,00	0,30		3,70	0,70		
828	Cuptoarele 1+3	13CTG21A	2	DB	15,00	5,00		10,00	1,00		15,00	10,00		7,00	0,00		
829	Cuptorul 2	2CUTG21B	2	DB	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
830	Dragaesti	DESTI11	2	DB	6,25	0,94		8,25	1,04		5,85	0,64		5,15	0,54		
831	Teis	TEIS 11	2	DB	5,40	0,20		5,10	0,20		3,20	0,40		3,10	0,30		
832	Teis	TEIS 12	2	DB													
833	Valea Voievozilor	VVOIE11	2	DB	8,70	1,10		7,40	1,10		5,40	1,10		6,40	1,10		
834	Romlux	ROMLU11	2	DB	16,60	1,70		14,70	1,30		11,80	0,90		10,20	0,50		
835	Moreni	MOREN11	2	DB	10,90	2,50		10,10	2,30		9,10	1,80		7,10	1,60		
836	Fieni	FIENI11	2	DB	5,80	0,50		5,50	1,10		4,00	0,30		13,00	2,00		
837	Aninoasa	ANINO11	2	DB	2,00	0,55		1,54	0,52		1,10	0,40		1,00	0,30		
838	Lespezi	LESPE11	2	DB	1,40	0,10		2,80	1,00		1,10	0,10		1,10	0,10		
839	Gaesti	GAEST11	2	DB	13,20	2,70		13,40	1,50		7,90	1,00		4,30	1,00		
840	Mavrodin	MAVRO11	2	DB	10,70	1,39		8,80	1,00		6,50	0,30		6,50	0,20		
841	Titu	TITU 11	2	DB	15,70	1,60		15,30	1,10		12,90	1,10		10,00	0,80		
842	Mija	MIJA 11	2	DB	5,00	1,20		5,00	1,20		4,00	1,20		2,20	1,00		
843	Gura Ocnitei	GOCNI11	2	DB	10,88	2,01		11,88	2,01		9,38	2,01		9,38	2,01		
844	Potlogi	POTLO11	2	DB	9,80	0,60		11,40	0,50		7,00	0,80		6,20	0,70		
863	Crovu	CROVU11	2	DB	5,95	1,30		6,50	1,00		3,60	1,00		3,00	1,00		
864	UUP Tirgoviste	UUPTI11	2	DB	7,20	1,30		7,00	1,00		6,00	1,00		5,70	0,80		
883	SRAIES Titu	SRATI11	2	DB	7,00	2,00		0,20	0,00		0,20	0,00		0,20	0,00		
955	BUTIMANU	BUTIM11	2	DB	8,00	0,50		2,60	0,50		2,30	0,40		2,10	0,30		
1338	ULMI	ULMI11	2	DB	2,60	0,20		5,10	0,10		2,70	0,30		2,30	0,10		
165	Smirdan 110 kV B1-110	SMIRD11	1	GL	1,00	0,50	0,00	1,50	0,30	0,00	1,00	0,50	0,00	1,00	0,50	0,00	
166	Smirdan 110 kV B2-110	SMIRD12	1	GL	30,00	5,00		30,00	5,00		30,00	5,00		30,00	5,00		
173	Combinat 3 (1A)	3SCOM11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
176	Filesti B1-110	FILES11	1	GL	9,14	1,10	0,00	10,00	1,12	0,00	3,13	0,01	0,00	5,31	0,20	0,00	
177	SN. Galati B1-110	SNGAL11	1	GL	8,30	2,30	0,00	4,60	0,57	0,00	3,73	0,32	0,00	3,03	0,32	0,00	
178	Galati Nord B1-110	GALAN11	1	GL	11,98	0,70	0,00	17,06	2,67	0,00	5,87	0,20	0,00	5,20	0,26	0,00	
179	Laminor Galati B1-110	LAGAL11	1	GL	8,40	1,60	0,00	8,10	1,30	0,00	6,40	1,20	0,00	4,00	0,00	0,00	
180	INETOF B1-110	INETO11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
181	Dunarea B1-110	DUNA 11	1	GL	8,84	1,80	0,00	12,66	0,20	0,00	4,95	0,00	0,00	4,66	0,03	0,00	
182	Port CSG B1-110	POCSG11	1	GL	2,11	0,11	0,00	1,96	0,11	0,00	2,00	0,13	0,00	1,71	0,00	0,00	
183	CFR Barbosi B1-110	CFBAR11	1	GL	0,80	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	
184	Abator Galati B1-110	ABGAL11	1	GL	4,40	0,95	0,00	4,00	0,42	0,00	2,90	0,21	0,00	2,30	0,37	0,00	
185	Schela B1-110	SCHEL11	1	GL	8,20	0,13	0,00	7,94	0,30	0,00	3,30	0,30	0,00	2,50	0,30	0,00	
186	Liesti B1-110	LIEST11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
187	ICM Tecuci B1-110	ICMTE11	1	GL	1,60	0,40	0,00	1,80	0,50	0,00	1,20	0,00	0,00	0,88	0,00	0,00	
188	Tecuci B1-110	TECUC11	1	GL	20,56	1,85	0,00	18,28	1,65	0,00	12,11	0,76	0,00	13,11	0,87	0,00	
189	Ionasesti B1-110	IONAS11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
190	Vinatori B1-110	VINAT11	1	GL	7,30	2,50	0,00	7,00	0,90	0,00	4,30	0,40	0,00	3,86	0,72	0,00	
191	Foltesti B1-110	FOLTE11	1	GL	3,37	0,52	0,00	4,12	0,37	0,00	2,50	0,00	0,00	2,30	0,13	0,00	
192	Bujoru B1-110	BUJO 11	1	GL	6,22	0,54	0,00	7,00	0,92	0,00	6,90	0,20	0,00	5,40	0,20	0,00	
232	SPA Dunarea (Gl) B1-110	SPADU11	1	GL	0,50	0,20	0,00	0,50	0,20	0,00	0,30	0,10	0,00	0,30	0,10	0,00	
233	SRP1 Vinatori(Gl) B1-110	SRP1V11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
234	Pechea (Gl) B1-110	PECHE11	1	GL	3,13	0,70	0,00	3,66	-0,19	0,00	3,00	0,90	0,00	1,70	0,50	0,00	
251	Ivesti (Gl) B1-110	IVEST11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

252	Cudalbi (Gl) B1-110	CUDAL11	1	GL	2,40	1,00	0,00	2,80	0,20	0,00	1,70	0,10	0,00	1,50	0,20	0,00	
254	SRP2 T.Vladim. B1-110	SRP2V11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
256	SRP5-Frumusita B1-110	SRP5F11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
259	Chiraftei SRA 7 B1-110	SR7CH11	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
267	Liesti B2-110	LIEST12	1	GL	6,58	0,73	0,00	7,30	0,40	0,00	4,10	0,18	0,00	3,90	0,13	0,00	
270	Uzina Apa Galati B1-110	UZAGL11	1	GL	0,84	0,12	0,00	0,84	0,12	0,00	0,84	0,12	0,00	0,84	0,12	0,00	
277	Combinat Galati SC11	SCCOM11B	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
278	Filesti B2-110	FILES12	1	GL	11,81	0,00	0,00	14,85	0,00	0,00	9,87	0,00	0,00	9,87	0,00	0,00	
279	SN Galati B2-110	SNGAL12	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
280	Laminor Galati B2-110	LAMGL12	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
281	INETOF Galati B2-110	INETGL12	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
282	Port CSGalati B2-110	PORTGL12	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
283	SPA Dunarea(Gl) B2-110	SPADUN12	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
302	Galati Centru	GALAC11	1	GL	10,85	0,35	0,00	11,55	0,49	0,00	7,24	1,23	0,00	6,89	1,12	0,00	
303	Laminor Galati B3	LAGAL13	1	GL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
305	Tecuci Est	TECUEST	1	GL	2,30	0,30	0,00	2,60	0,30	0,00	1,90	0,10	0,00	1,80	0,60	0,00	
499	Baleni	BALENI1	1	GL	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
785	Azuga	AZUGA11	2	PH	3,30	0,80	0,00	2,80	0,40	0,00	1,70	0,40	0,00	1,60	0,40	0,00	
786	Busteni	BUSTE11	2	PH	3,70	0,90	0,00	4,70	1,20	0,00	2,90	0,60	0,00	2,90	0,60	0,00	
787	Sinaia	SINAI11	2	PH	7,55	1,70	0,00	5,90	1,30	0,00	4,43	1,13	0,00	4,00	1,13	0,00	
788	Valea Larga	VLARG11	2	PH	3,40	1,30	0,00	3,50	1,70	0,00	2,00	0,00	0,00	2,00	0,20	0,00	
789	Valea Larga	VLARG12	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
790	Breaza	BREAZ11	2	PH	3,00	0,70	0,00	3,27	0,80	0,00	1,60	0,30	0,00	1,70	0,30	0,00	
791	Cimpina	CIMPI11	2	PH	14,00	0,50	0,00	9,60	2,30	0,00	7,20	1,20	0,00	6,00	1,00	0,00	
792	Doftana	DOFTA11	2	PH	11,50	2,86	0,00	8,00	2,50	0,00	6,30	1,00	0,00	5,00	1,00	0,00	
793	Floresti	FLORE11	2	PH	10,48	1,90	0,00	6,00	3,00	0,00	4,40	0,70	0,00	3,40	0,70	0,00	
794	IAV Floresti	IAVFL11A	2	PH	2,00	0,00	0,00	2,00	1,00	0,00	2,00	1,00	0,00	2,00	1,00	0,00	
795	IAV Floresti	IAVFL11B	2	PH	2,00	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	3,00	1,00	0,00	3,00	1,00	0,00	
796	Baicoi	BAICO11	2	PH	4,70	1,80	0,00	4,91	1,61	0,00	4,40	0,80	0,00	4,60	0,90	0,00	
797	Ploiesti Nord	PLOIN11	2	PH	28,80	3,92	0,00	28,71	2,86	0,00	19,20	2,00	0,00	17,00	1,80	0,00	
798	Ploiesti Est	PLOIE11	2	PH	6,90	2,17	0,00	6,24	1,42	0,00	3,20	1,20	0,00	3,00	1,20	0,00	
799	Ploiesti Sud	PLOIS11	2	PH	13,20	1,50	0,00	13,00	1,50	0,00	9,78	1,40	0,00	8,00	1,20	0,00	
800	Scaieni	SCAEN11	2	PH	11,40	1,60	0,00	8,70	1,20	0,00	7,40	1,10	0,00	7,20	1,00	0,00	
801	Scaieni	SCAEN12	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
802	Valeni	VALEN11	2	PH	11,70	1,30	0,00	12,80	0,90	0,00	6,40	1,00	0,00	6,90	1,10	0,00	
803	Plopeni	PLOPE11	2	PH	3,08	1,10	0,00	2,20	0,60	0,00			0,00			0,00	
804	Valea Calugareasca	VCALU11	2	PH	3,50	0,70	0,00	4,50	0,60	0,00	3,09	0,38	0,00	3,20	0,40	0,00	
805	RA Valea Calugareasca	RVCAL11	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
806	Mizil	MIZIL11	2	PH	8,40	1,00	0,00	12,50	1,25	0,00	5,90	0,60	0,00	6,00	0,60	0,00	
807	CFR Mizil	CFMIZ11	2	PH	0,76	0,00	0,00	2,36	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	0,90	0,30	0,00	
808	Brazi (1S)	BRAZI11S	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
809	Brazi (2S)	BRAZI12S	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
810	Brazi (SB)	BRAZI1SB	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
811	GIP Ploiesti	GIPPL11	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
812	Columbia	COLUM11	2	PH	22,61	0,54	0,00	23,20	0,40	0,00	11,20	0,70	0,00	10,00	0,50	0,00	
813	Postirnacu	POSTI11	2	PH	6,40	0,40	0,00	7,14	0,56	0,00	3,20	0,30	0,00	3,50	0,40	0,00	
814	Pleasa	PLEAS11	2	PH	2,18	0,00	0,00	1,90	0,00	0,00	1,20	0,00	0,00	1,20	0,10	0,00	
815	Berceni	BERCE11	2	PH	3,20	0,00	0,00	2,90	0,00	0,00	1,80	0,60	0,00	2,10	0,50	0,00	
816	Teleajen	TELEA11	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

817	Maneciu	MINEC11	2	PH	5,30	0,30	0,00	6,00	0,60	0,00	3,60	0,20	0,00	3,40	0,20	0,00	
818	Vega	VEGA 11	2	PH	12,45	0,39	0,00	12,40	0,60	0,00	8,30	0,50	0,00	7,00	0,50	0,00	
819	Tatarani	TATNI11	2	PH	10,60	1,80	0,00	11,28	2,10	0,00	7,58	1,26	0,00	7,30	1,20	0,00	
820	Urlati	URLAT11	2	PH	14,78	1,37	0,00	17,40	1,75	0,00	10,80	1,20	0,00	9,00	1,10	0,00	
821	Baltesti	BALTE11	2	PH	4,00	0,50	0,00	2,58	1,20	0,00	1,90	0,50	0,00	1,90	0,40	0,00	
822	Cauciuc Brazi	CAUCB11	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
823	U Petrom	UPETR11	2	PH	0,50	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	
862	Comarnic	COMAR11	2	PH	5,11	0,30	0,00	6,00	0,70	0,00	2,40	0,20	0,00	2,60	0,20	0,00	
865	IUM Filipesti	IUMFI11	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
866	Rafinaria Teleajen	RTELE11	2	PH	21,00	12,00	0,00	20,00	10,00	0,00	20,00	10,00	0,00	21,40	9,40	0,00	
867	Rafinarie Teleajen B2-110	PTELE11	2	PH	6,00	3,00	0,00	6,30	5,00	0,00	7,40	5,20	0,00	8,40	3,60	0,00	
868	Ploiesti Crang	PLCRANG	2	PH	20,48	2,68	0,00	19,50	2,20	0,00	19,70	2,10	0,00	17,20	1,80	0,00	
884	Olteni	OLTE 11	2	PH	11,43	2,33	0,00	11,37	2,12	0,00	5,90	1,40	0,00	4,50	1,50	0,00	
901	Dezvolt.rafin. Brazi	DRAFB11	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
902	Negoiesti	NEGO 11	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
940	Ploiesti Nord B2-110	PLOIN12	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
941	GIP Brazi B2-110	GIPPL12	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
942	Urlati B2-110	URLAT12	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
943	Cauciuc Brazi B2-110	CAUCB12	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
945	Petroch.Teleajen B1-110	PTELE11	2	PH	7,00	2,00	0,00	7,00	1,00	0,00	7,00	2,00	0,00	7,00	2,00	0,00	
946	Petroch.Teleajen B2-110	PTELE12	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
947	PETROBRAZI	PETRO	2	PH	40,20	0,00	0,00	39,40	0,00	0,00	39,90	0,00	0,00	40,20	0,00	0,00	
980	Movila Vulpii	Movilav	2	PH	13,47	2,20	0,00	10,10	1,80	0,00	9,50	1,40	0,00	10,50	1,60	0,00	
992	CFR Ploiesti Vest	CFRPLV	2	PH	3,00	0,60	0,00	3,18	0,27	0,00	2,20	1,10	0,00	2,20	1,10	0,00	
993	Ciorani	CIORAN	2	PH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1612	Aricesti	ARICESTI	2	PH	8,05	2,50	0,00	6,94	2,50	0,00	6,40	1,78	0,00	4,76	0,93	0,00	
114	Adjud B1-110	ADJUD11	1	VN	8,00	1,20		7,90	0,90		5,80	0,50		4,80	0,10		
136	Vidra B1-110	VIDRA11	1	VN	7,50	1,00		7,90	1,00		5,00	0,10		4,70	0,60		
137	Gugesti B1-110	GUGES11	1	VN	8,10	1,20		11,60	1,00		6,80	0,30		6,30	0,20		
138	Focsani Nord B1-110	FOCSA11	1	VN	10,00	0,10		8,00	0,10		4,00	1,00		3,80	0,10		
139	Vulturu B1-110	VULTU11	1	VN	1,30	1,00		3,20	0,10		2,00	0,10		1,80	0,10		
140	Marasesti B1-110	MARAS11	1	VN	4,90	0,80		9,00	0,50		5,80	0,10		5,40	0,10		
141	Focsani Vest B1-110	FOCSV11	1	VN	6,90	2,00		9,40	0,30		5,80	0,10		5,60	0,10		
237	Tataranu B1-110	TATARN11	1	VN	1,90	0,20		2,30	0,10		1,60	0,20		1,50	0,10		
266	Focsani Vest B2-110	FOCSV12	1	VN	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
291	CCH Adjud B1-110	CCHADJ11	1	VN	2,80	1,30		7,30	2,20		7,40	2,00		2,50	1,20		
292	CEIL Focsani B1-110	CEILFC11	1	VN	4,90	0,80		3,70	2,00		1,20	0,90		5,50	1,60		
294	Magura B 1-110	MAGUR11	1	VN	16,70	1,00		15,70	0,10		9,70	0,90		8,60	0,60		
295	CFR Adjud B1-110	CFRADJ11	1	VN	0,80	0,10		1,30	0,30		0,60	0,10		0,60	0,10		
241	Laminorul	LAMINO11	1	VN	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
244	CFR Focsani Nord	CFRFON11	1	VN	2,30	0,50		1,20	0,20		1,50	0,10		1,90	0,40		
100	Borzesti 110 kV B1-110	BORZE11	1	BC	1,00	0,00		6,00	1,00		6,00	1,00		6,00	1,00		
101	Borzesti 110 kV B2-110	BORZE12	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
102	Gutinas B1-110	GUTIN11	1	BC	6,00	1,00		12,00	4,00		12,00	5,00		11,00	3,00		
103	Gutinas B2-110	GUTIN12	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
104	Darmanesti B1-110	DARMA11	1	BC	0,40	0,20		0,40	0,20		0,40	0,20		0,30	0,20		
105	Moinesti B1-110	MOINE11	1	BC	2,39	1,98		2,23	1,43		3,05	0,56		2,43	0,96		
106	Tarata B1-110	TARIT11	1	BC	2,70	0,00		2,20	0,00		2,10	0,00		1,90	0,00		
107	Onesti B1-110	ONEST11	1	BC	9,57	3,06		7,16	2,57		6,94	0,49		5,04	3,10		

108	Tg. Ocna B1-110	TGOCN11	1	BC	10,30	1,89		7,44	0,92		6,91	0,91		6,48	0,92		
109	Margineni B1-110	MARGI11	1	BC	9,20	3,28		7,11	2,65		7,20	2,62		4,82	1,19		
110	Gheraesti B1-110	GHERA11	1	BC	19,27	3,12		22,92	2,57		17,22	3,44		12,23	1,75		
111	Bacau Sud B1-110	BACAS11	1	BC	38,00	6,00		36,00	4,00		24,00	2,00		19,00	1,00		
112	Glavanesti B1-110	GLAVA11	1	BC	4,40	0,64		3,41	0,41		3,19	0,44		3,08	0,44		
113	Siscani B1-110	SISCA11	1	BC	4,13	2,02		2,87	1,60		2,96	1,81		2,70	1,60		
115	Buhusi B1-110	BUHUS11	1	BC	5,24	0,79		5,84	0,26		5,79	0,35		1,46	0,29		
116	Filipesti B1-110	FILIP11	1	BC	4,00	0,50		4,00	0,20		2,00	0,10		3,00	0,40		
82	Filipesti CFR	FILIPCF	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
117	Tg.Trotus CFR B1-110	CFTTR11	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
118	Asau CFR B1-110	CFASA11	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
119	Bolovanis B1-110	BOLOV11	1	BC	1,42	1,82		1,02	1,42		0,97	1,33		0,95	1,23		
309	Bolovanis B1-111	BOLOVCF	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
120	Faraoani CFR B1-110	CFFAR11	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
121	Comanesti B1-110	COMAN11	1	BC	9,08	1,96		7,35	1,42		7,37	1,37		4,62	0,59		
142	Racaciuni B1-110	RACA 11	1	BC	4,32	0,11		3,28	0,31		3,09	0,31		2,99	0,26		
236	Contesti (Bc) B1-110	CONTE11	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
293	Siscani B2-110	SISCA12	1	BC	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
260	CET Bacau	TBACA11	1	BC	25,60	8,50		25,60	8,50		25,60	8,50		25,60	8,50		
12	Bucecea B1-110	BUCEC11	1	BT	1,23	0,35		1,51	0,22		1,04	0,11		0,88	0,00		
13	Dorohoi B1-110	DOROH11	1	BT	8,43	1,05		9,62	0,22		6,39	0,40		5,53	0,62		
14	Darabani B1-110	DARAB11	1	BT	0,92	0,44		4,18	0,00		2,77	0,26		2,41	0,27		
23	Botosani B1-110	BOTOS11	1	BT	1,84	0,71		0,86	0,22		1,57	0,78		4,76	1,60		
24	Catamaresti B1-110	CATAM11	1	BT	3,14	0,38		2,77	0,05		2,38	0,00		0,61	0,66		
25	Blocuri B1-110	BLOCU11	1	BT	7,83	0,74		7,78	1,12		5,00	1,57		4,37	1,63		
26	Saveni B1-110	SAVEN11	1	BT	4,68	0,62		5,16	0,30		3,48	0,09		2,98	0,00		
27	Trusesti B1-110	TRUSE11	1	BT	3,65	0,64		4,57	0,45		3,07	0,17		2,64	0,03		
28	Stanca B1-110	STINC11	1	BT	7,50	2,00		7,50	2,00		7,40	2,50		0,00	0,00		
29	Ripiceni B1-110	RIPIC11	1	BT	3,00	0,50		3,10	0,20		1,60	0,50		1,20	0,80		
40	Mitoc B1-110	MITOC11	1	BT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
41	Abator Botosani B1-110	ABABO11	1	BT	2,56	0,11		5,93	0,41		3,93	0,32		3,36	0,05		
42	Hudum B1-110	HUDUM11	1	BT	10,83	0,71		14,19	0,54		9,15	0,24		7,93	0,36		
44	Halaucesti B1-110	HALAU11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
45	Pascani B1-110	PASCA11	1	IS	11,68	1,13		13,54	0,49		9,49	0,38		8,01	0,64		
46	Vatra B1-110	VATRA11	1	IS	5,71	0,24		5,95	0,01		4,21	0,60		4,40	0,35		
47	Hirlau B1-110	HIRLA11	1	IS	3,87	1,45		4,86	0,43		1,79	0,76		2,94	0,84		
48	Tg. Frumos B1-110	TGFRU11	1	IS	6,37	1,27		7,40	0,50		5,74	0,16		4,36	0,28		
49	Belcesti B1-110	BELCE11	1	IS	2,70	0,20		3,00	1,60		1,40	0,10		1,44	0,00		
50	Podul Iloaiei B1-110	PILOA11	1	IS	2,89	0,88		4,76	0,17		3,63	0,10		2,69	0,04		
51	FAI 110 kV I B1-110	F A I11	1	IS	9,40	1,80		11,40	1,20		8,10	0,40		6,10	0,50		
52	FAI 110 kV II B2-110	F A I12	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
53	SRA IA Iasi B1-110	SRIAI11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
54	Regie B1-110	REGIE11	1	IS	10,63	1,02		12,54	1,19		7,70	2,37		7,39	2,24		
55	Centru B1-11O	CENTR11	1	IS	16,03	0,61		13,34	0,00		9,90	0,78		8,13	1,05		
56	Bahlui 4 B1-110	BAHL411	1	IS	9,12	0,28		9,14	0,04		5,54	0,50		4,76	0,65		
57	Galata I B1-110	GALAT11	1	IS	4,60	2,87		14,61	2,53		8,20	3,69		7,01	3,71		
58	Galata II B2-110	GALAT12	1	IS	8,11	2,44		10,95	2,30		6,94	2,84		5,45	3,19		
59	SRA CUG Iasi B1-110	SRCUG11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
60	Manta Rosie B1-110	MROSI11	1	IS	9,02	1,09		12,74	1,18		8,48	1,81		7,07	1,90		
61	Bularga I B1-110	BULAR11	1	IS	8,21	0,23		7,82	0,06		4,93	0,55		4,09	0,60		

62	Bularga II B2-110	BULAR12	1	IS	7,93	0,75		8,03	0,52		5,57	0,03		5,15	0,05		
63	SRA CFS2 B1-110	SCFS211	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
64	CET Iasi I B1-110	TIASI11	1	IS	4,20	0,40		4,20	0,40		4,30	0,20		4,30	0,40		
65	CET Iasi II B2-110	TIASI12	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
66	Tatarasi B1-110	TATSI11	1	IS	8,97	1,01		9,35	1,01		5,18	2,00		4,52	1,96		
67	Laminor (IMI2) B1-110	LAMIA11	1	IS	0,20	0,10		0,30	0,10		0,20	0,00		0,20	0,00		
68	Iasi sud B1-110	IASIS11	1	IS	9,20	1,60		10,30	1,10		7,00	0,40		6,80	0,30		
70	SRA IMI B1-110	SRIMI11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
72	Tutora B1-110	TUTOR11	1	IS	2,74	0,01		2,89	0,10		2,24	0,26		1,95	0,22		
73	Raducaneni B1-110	RADUC11	1	IS	1,40	0,23		1,80	0,25		1,60	0,20		1,70	0,21		
74	SRA Ulei B1-110	SRULE11	1	IS	6,10	1,52		5,63	1,03		4,49	0,67		2,04	0,22		
75	SRA Tehnoton B1-110	SRTEH11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
76	Breazu B1-110	BREA 11	1	IS	7,88	0,15		8,60	0,43		6,10	0,83		4,96	0,98		
77	Trifesti B1-110	TRIFE11	1	IS	3,60	0,20		4,00	0,40		2,80	0,20		2,60	0,20		
93	Vladeni B1-110	VLADE11	1	IS	3,30	0,20		3,40	0,20		2,10	0,20		3,40	0,20		
94	Tibanesti B1-110	TIBAN11	1	IS	2,58	0,21		2,85	0,00		1,82	0,13		1,52	0,13		
96	Comarna B1-110	COMA 11	1	IS	1,30	0,30		1,70	0,13		1,40	0,14		1,40	0,14		
97	Gorban B1-110	GORBA11	1	IS	0,59	1,13		5,01	2,27		4,42	2,23		0,24	0,19		
240	Sculeni (Is) B1-110	SCULE11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
250	Razboieni (Iasi) B1-110	RAZBO11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
253	Cetatuia B1-110	SOCOL11	1	IS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
271	Dancu B1-110	DANCU11	1	IS	1,00	0,30		1,60	0,30		1,80	0,60		1,80	0,40		
175	DELPHI	DELHP11	1	IS	9,76	2,22		10,95	2,05		8,77	1,08		7,05	0,08		
122	Dumbrava(SRA+CET Savi)	DUMB 11	1	NT	7,50	2,90		10,80	2,60		5,80	1,40		5,40	1,10		
123	Roman	ROMAN11	1	NT	22,70	3,10		25,90	2,20		15,60	1,90		15,60	2,,2		
124	Tupilati B1-110	TUPIL11	1	NT	2,20	0,00		2,00	0,00		1,70	0,20		1,70	0,20		
125	Ciritei B1-110	CIRIT11	1	NT	4,89	0,41		5,67	0,36		4,29	0,02		3,75	0,07		
128	Stejaru B1-110	STEJA11	1	NT	17,00	1,00		9,00	0,00		13,00	0,00		3,00	1,00		
130	Roznov B1-110	ROZNO11	1	NT	5,49	1,11		5,73	0,53		4,86	0,05		4,71	0,06		
131	Sarata B1-110	SARAT11	1	NT	2,25	0,19		0,80	0,01		1,60	0,07		1,51	0,06		
132	Piatra Neamt Cen. B1-110	PNEAC11	1	NT	6,27	0,70		5,28	0,20		5,28	0,20		5,48	0,00		
133	Tg. Neamt B1-110	TGNEA11	1	NT	14,78	13,90		16,91	2,52		12,10	0,72		10,66	0,41		
134	Izvoare B1-110	IZVOA11	1	NT	11,57	3,20		14,12	2,05		10,61	1,50		8,76	1,35		
135	Poiana Teiului B1-110	PTIUL11	1	NT	3,20	0,29		3,20	0,29		3,20	0,29		2,69	0,13		
247	Roman Vest B1-110	ROMAV11	1	NT	1,70	0,30		2,00	0,30		1,14	0,32		1,14	0,30		
263	Roman Nord B1-110	ROM NR11	1	NT	3,00	1,00		4,00	1,00		3,00	1,00		3,00	0,00		
268	CFR Timisesti B1-110	CFTIM11	1	NT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
276	Sarata B2-110	SARAT12	1	NT	5,94	0,54		7,24	0,80		4,99	0,35		4,58	0,20		
1	Suceava 110 kV B1-110	SUCEA11	1	SV	7,80	1,60		11,30	0,70		5,20	0,60		4,40	0,90		
2	Suceava 110 kV B2-110	SUCEA12	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
3	Tricotaje RA B1-110	TRICO11	1	SV	10,23	0,88		10,12	1,46		6,32	1,68		5,58	1,77		
4	Mirauti B1-110	MIRAU11	1	SV	1,92	3,20		2,24	3,12		1,60	1,65		1,59	1,28		
5	Combinat Suceava B1-110	COMSV11	1	SV	8,00	3,00		7,00	3,00		3,60	0,70		5,00	2,00		
6	Itcani B1-110	ITCAN11	1	SV	7,86	0,83		11,31	0,20		7,35	0,70		5,91	1,11		
7	Automecanica B1-110	AUTSV11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
8	CFR - Itcani B1-110	CFITC11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
9	Combinat - Itcani B1-110	COMIT11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
10	Conexiuni Suceava B1-110	CONSV11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
11	Radiatoare B1-110	RADSV11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
15	Burdujeni B1-110	BURDU11	1	SV	0,72	1,87		0,90	2,37		0,07	1,32		0,00	1,07		

17	Falticeni B1-110	FALTI11	1	SV	16,00	1,92		15,91	1,09		10,92	0,99		10,37	1,01		
18	Pal Falticeni B1-110	PFALT11	1	SV	4,19	0,19		4,43	0,40		2,87	0,58		2,45	0,70		
19	Mirauti B2-110	MIRAU12	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
20	Frasin B2-110	FRASI12	1	SV	7,01	1,16		7,46	0,69		5,06	0,56		4,87	0,42		
21	Barnar B1-110	BARNA11	1	SV	1,80	0,44		1,58	0,13		0,88	0,08		0,70	0,03		
22	Cimpulung Mold. B1-110	CLMOL11	1	SV	6,35	0,51		7,76	0,42		5,29	0,71		4,47	0,75		
30	Dolhasca - CFR B1-110	CFDOL11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
31	Vatra Dornei B1-110	VDORN11	1	SV	12,23	0,10		13,08	0,68		10,72	1,31		6,93	1,00		
33	Veresti B1-110	VERES11	1	SV	4,11	0,77		7,92	0,47		4,97	0,03		4,26	0,29		
34	Solca B1-110	SOLCA11	1	SV	3,66	0,54		5,47	0,19		3,20	0,11		2,99	0,13		
35	Radauti B1-110	RADAU11	1	SV	24,94	3,01		7,93	1,85		15,01	1,07		14,29	0,09		
36	Siret B1-110	SIRET11	1	SV	3,64	0,36		4,79	0,17		3,09	0,16		2,74	0,27		
37	Tarnita (Sv) B1-110	TARSV11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
38	Iacobeni B1-110	IACOB11	1	SV	1,46	0,21		1,39	0,10		10,80	0,10		1,82	0,10		
39	Delnita B1-110	DELNI11	1	SV	1,93	0,20		1,38	0,00		0,88	0,00		0,86	0,00		
230	Vicov (Sv) B1-110	VICOV11	1	SV	0,02	0,00		0,02	0,00		0,02	0,00		0,02	0,00		
231	Dolhasca (Sv) B1-110	DOLHA11	1	SV	3,67	0,43		4,41	0,18		2,99	0,01		2,53	0,05		
235	Gura Humorului B1-110	GURAH11	1	SV	5,19	0,90		7,94	1,22		6,36	1,34		4,61	0,43		
249	Rulmentul (Sv) B1-110	RULMS11	1	SV	0,54	0,07		0,79	0,03		0,43	0,11		0,29	0,19		
255	Paltinoasa (Sv) B1-110	PALTI11	1	SV	0,01	0,03		0,22	0,03		0,22	0,03		0,22	0,03		
262	Pojorita B1-110	POJ0R11	1	SV	0,20	0,22		0,20	0,22		0,20	0,25		0,20	0,25		
264	CFR Cosna B1-110	COSNA11	1	SV	0,33	0,25		0,33	0,25		0,39	0,26		0,39	0,26		
265	E.Hurmuzachi B1-110	HURRD11	1	SV	3,13	0,19		2,89	0,41		1,83	0,51		1,73	0,57		
273	Tricotaje Suceava B2-110	TRICO12	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
274	Combinat Suceava B2-110	COMSV12	1	SV	5,20	2,70		6,20	2,70		5,00	3,10		6,30	3,50		
299	MIRAUTI Itcani B1-110	MIRIT11	1	SV	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
301	EGGER (Sv) B1 110	EGGER11	1	SV	5,75	1,67		4,67	0,86		5,44	1,15		3,85	10,90		
78	Delea B1-110	DELEA11	1	VS	3,04	0,59		4,27	0,79		2,70	0,99		2,18	0,99		
79	Vaslui B1-110	VASLU11	1	VS	7,53	1,01		6,80	1,17		2,70	0,37		3,80	1,17		
80	Munteni I B1-110	MUNTE11	1	VS	8,10	1,20		7,90	0,00		5,40	0,00		5,60	0,00		
81	Munteni II B2-110	MUNTE12	1	VS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
83	Stanilesti B1-110	STANI11	1	VS	0,71	0,11		1,08	0,01		0,70	0,05		0,62	0,03		
84	Vetrisoaia B1-110	VETRI11	1	VS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
85	Husi B1-110	HUSI 11	1	VS	6,20	0,84		7,04	1,33		4,97	1,67		4,08	1,79		
86	Rediu B1-110	REDIU11	1	VS	0,60	0,00		3,80	0,50		1,50	0,20		0,80	0,50		
87	Negresti B1-110	NEGRE11	1	VS	6,27	0,97		7,08	0,51		4,74	0,04		4,10	0,09		
88	Birlad B1-110	BIRLA11	1	VS	9,62	0,36		10,04	0,32		6,29	1,13		5,62	1,13		
89	SRA IR Birlad B1-110	SRBIR11	1	VS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
90	Simila B1-110	SIMIL11	1	VS	1,90	2,20		3,00	1,00		2,00	1,00		3,80	1,00		
91	Murgeni B1-110	MURGE11	1	VS	2,70	0,44		3,17	0,07		2,15	0,03		1,87	0,03		
92	Cring Is. B1-110	CRINI11	1	VS	8,21	1,16		9,62	1,89		6,74	2,12		5,65	2,11		
95	Rosiesti B1-110	ROSIE11	1	VS	4,61	1,44		4,80	0,96		3,87	0,53		2,22	0,00		
242	CT Vaslui B1-110	CTVAS11	1	VS	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
243	Falciu B1-110	FALCI11	1	VS	1,13	0,28		1,58	0,12		1,15	0,09		0,97	0,11		
1145	Valea Danului	VDANU11	3	AG	2,64	0,22	0,00	3,31	0,34	0,00	2,26	0,49	0,00	1,92	0,43	0,00	
1146	Electroarges	EARGE11	3	AG	10,00	0,73	0,00	9,52	0,10	0,00	7,49	0,30	0,00	4,97	0,73	0,00	
1148	Campulung	CLUNG11	3	AG	9,10	1,56	0,00	11,01	1,54	0,00	7,82	0,25	0,00	4,54	0,67	0,00	
1150	CLC Campulung	CLC 11	3	AG	5,70	3,20	0,00	8,59	4,27	0,00	9,09	4,29	0,00	8,94	4,24	0,00	
1152	IMM Campulung	IMMC 11	3	AG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

1155	Schitu Golesti	SCHIT11	3	AG	13,30	2,76	0,00	14,80	1,52	0,00	9,30	0,11	0,00	8,08	0,34	0,00	
1156	Rucar	RUCAR11	3	AG	2,67	0,17	0,00	2,69	0,22	0,00	1,67	0,39	0,00	1,48	0,38	0,00	
1157	Mioveni	MIOVE11	3	AG	24,70	5,38	0,00	25,07	3,62	0,00	18,86	1,72	0,00	13,66	0,34	0,00	
1158	IA Pitesti	IAPIT11	3	AG	46,07	16,99	0,00	42,68	15,11	0,00	44,51	15,56	0,00	19,69	5,57	0,00	
1160	Turnatoria IAP	TURIA11	3	AG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1161	IRNE	IRNE 11	3	AG	1,51	0,61	0,00	1,15	0,48	0,00	1,00	0,49	0,00	0,92	0,38	0,00	
1162	Patroaia	PATRO11	3	AG	8,69	0,96	0,00	9,57	0,53	0,00	6,19	0,10	0,00	5,98	0,06	0,00	
1163	Mozaceni	MOZAC11	3	AG	5,68	0,33	0,00	6,54	0,10	0,00	4,22	0,28	0,00	4,02	0,26	0,00	
1164	Costesti	COSTE11	3	AG	7,00	2,00	0,00	7,30	2,00	0,00	5,30	1,50	0,00	4,60	1,50	0,00	
1270	SPA Golesti	IRARG11	3	AG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1313	Bradu (B2-110)	BRADU12	3	AG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1315	IMM Schitu Golesti	IMMC 12	3	AG	0,62	0,11	0,00	0,54	0,18	0,00	0,52	0,27	0,00	0,08	0,43	0,00	
1321	Bradu -trafo T2	BRADUT2	3	AG	3,80	0,40	0,00	4,00	0,50	0,00	3,00	0,70	0,00	3,00	0,60	0,00	
1147	Aref	AREF 11	3	AG	2,00	0,20	0,00	1,00	0,20	0,00	1,40	0,10	0,00	1,40	0,10	0,00	
1319	Pitesti Sud TRAFO1	PITEST1	3	AG	18,47	4,70	0,00	17,50	4,70	0,00	16,50	4,50	0,00	8,30	0,40	0,00	
1335	OARJA	OARJA11	3	AG	6,00	0,20	0,00	11,00	2,00	0,00	12,00	2,00	0,00	11,00	2,30	0,00	
1044	CFR Jianca	CFJIA11	3	DJ	4,54	0,40	0,00	2,20	0,50	0,00	1,82	0,40	0,00	4,15	0,90	0,00	
1045	CFR Cernele	CFCER11	3	DJ	6,00	3,00	0,00	6,00	3,00	0,00	5,00	2,00	0,00	4,00	2,00	0,00	
1050	Segarcea	SEGAR11	3	DJ	4,40	2,20	0,00	4,60	2,30	0,00	2,40	1,20	0,00	3,00	1,50	0,00	
1051	Bailesti	BAILE11	3	DJ	8,30	0,41	0,00	8,27	0,23		4,98	0,60	0,00	4,88	0,51	0,00	
1070	Basarabi	BASBI12	3	DJ	5,28	0,55	0,00	5,73	0,23	0,00	3,55	0,17	0,00	3,57	0,11	0,00	
1052	Basarabi	BASBI11	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1053	RA Basarabi	RABAS11	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1054	Turnatoria Bailesti	TURNB11	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1055	Galicea	GALIC11	3	DJ	2,80	0,80	0,00	3,26	0,09		1,98	0,19	0,00	1,98	0,11	0,00	
1056	Calafat Sud	CALAS11	3	DJ	7,60	0,90	0,00	8,50	0,45		5,16	0,90	0,00	5,10	0,99	0,00	
1059	CT Calafat	TCALA11	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1060	Cetate	CETAT12	3	DJ	0,70	0,30	0,00	0,80	0,40		0,60	0,30	0,00	0,60	0,30	0,00	
1061	SPA 2 Cetate	SPCET11	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1062	Plenita	PLENI11	3	DJ	3,76	0,69	0,00	4,99	0,74	0,00	3,28	1,02	0,00	3,24	1,02	0,00	
1063	Horezu Poenari	HOREP11	3	DJ	0,60	0,30	0,00	0,60	0,30	0,00	0,60	0,30	0,00	0,60	0,30	0,00	
1064	Nedeia	NEDEI11	3	DJ	2,10	1,00	0,00	2,20	1,00	0,00	1,10	0,50	0,00	1,10	0,50	0,00	
1065	Bechet	BECHE11	3	DJ	2,80	1,40	0,00	3,06	1,50	0,00	2,20	1,00	0,00	2,25	1,00	0,00	
1066	Amarasti	AMARA11	3	DJ	5,20	2,20	0,00	6,20	2,60	0,00	3,40	1,70	0,00	3,40	1,70	0,00	
1067	Ocolna	OCOLN11	3	DJ	1,40	0,70	0,00	1,28	0,60	0,00	0,80	0,40	0,00	0,75	0,35	0,00	
1068	Dabuleni	DABUL11	3	DJ	3,00	2,00	0,00	3,00	2,00	0,00	2,00	1,00	0,00	2,00	1,00	0,00	
1069	Filiasi	FILIA11	3	DJ	7,50	0,50	0,00	8,40	0,50	0,00	5,20	0,50	0,00	5,00	0,50	0,00	
1072	Moflesti	MOFLE11	3	DJ	2,55	0,96	0,00	2,95	0,16	0,00	1,97	0,27	0,00	1,94	0,22	0,00	
1073	Almaj	ALMAJ11	3	DJ	7,90	1,00	0,00	7,20	0,70	0,00	5,00	0,10	0,00	5,00	0,10	0,00	
1074	Ghercesti	GHERC11	3	DJ	8,60	0,40	0,00	10,00	0,60	0,00	6,80	1,30	0,00	6,40	1,20	0,00	
1075	Podari	PODAR11	3	DJ	6,00	1,00	0,00	6,00	1,00	0,00	5,00	0,50	0,00	5,00	0,50	0,00	
1076	Craiova Centru	CRAIC11	3	DJ	19,49	0,08	0,00	21,32	0,06	0,00	11,75	1,54	0,00	10,80	1,44	0,00	
1077	Electroputere	ELECP11	3	DJ	1,70	0,80	0,00	0,95	0,45	0,00	0,80	0,40	0,00	0,80	0,40	0,00	
1078	Electroputere	ELECP12	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1079	Craiova Est	CRAIE11	3	DJ	14,01	1,02	0,00	11,97	0,20	0,00	11,93	0,10	0,00	10,69	0,31	0,00	
1080	Craiovita	CRVIT11	3	DJ	11,96	1,00	0,00	17,06	1,00	0,00	12,05	1,00	0,00	12,16	1,00	0,00	
1081	Craiova Sud	CRAIS11	3	DJ	10,54	0,71	0,00	14,55	0,28	0,00	10,52	0,29	0,00	8,79	0,61	0,00	
1083	DIF	DIFCR11	3	DJ	8,84	0,50	0,00	10,43	0,78	0,00	6,82	1,33	0,00	6,45	1,32	0,00	
1085	Olcit	OLCIT11	3	DJ	19,65	7,07	0,00	19,49	8,24	0,00	18,27	7,99	0,00	10,94	4,59	0,00	

1086	Prefabricate	PREFA11	3	DJ	11,30	2,60	0,00	9,30	1,70	0,00	8,50	1,70	0,00	8,20	1,60	0,00	
1087	CCh Isalnita	CCHIS11	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1088	CCh Craiova Nord	CCHCN11	3	DJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1277	Leu	LEU 11	3	DJ	2,20	0,90	0,00	2,40	1,00	0,00	1,90	0,60	0,00	1,80	0,60	0,00	
1337	Zona Ind. de Est Craiova	ZIECV	3	DJ	5,50	0,40	0,00	5,50	0,50	0,00	4,80	0,80	0,00	3,80	1,20	0,00	
1008	Motru	MOTRU11	3	GJ	4,20	0,61	0,00	5,25	0,61	0,00	2,24	0,61	0,00	2,25	0,61	0,00	
1009	Lupoaia	LUPOA11	3	GJ	1,00	0,43	0,00	3,88	2,12	0,00	4,10	3,33	0,00	0,85	0,40	0,00	
1010	Valea Mare	VALMA11	3	GJ	0,07	0,10	0,00	24,10	1,97	0,00	0,08	0,10	0,00	0,08	0,12	0,00	
1025	Rogojelu	ROGOJ11	3	GJ	5,00	2,00	0,00	5,00	3,00	0,00	4,00	2,00	0,00	4,00	1,00	0,00	
1027	Jilt	JILT 11	3	GJ	7,40	7,41	0,00	10,32	12,33	0,00	12,74	14,47	0,00	9,54	11,22	0,00	
1028	Rosia de Jiu	ROSIJ11	3	GJ	9,10	5,06	0,00	6,38	1,53	0,00	9,20	6,37	0,00	10,80	8,80	0,00	
1029	Tg. Jiu Sud	TJIUS11	3	GJ	12,40	1,21	0,00	13,37	0,81	0,00	7,15	0,06	0,00	6,79	0,30	0,00	
1030	Targu Jiu Nord	TGJIUN11	3	GJ	4,00	0,50	0,00	4,00	0,50	0,00	2,00	0,50	0,00	2,00	1,00	0,00	
1032	Birsesti 2	BIRS211	3	GJ	3,36	0,11	0,00	5,86	0,20	0,00	3,55	0,68	0,00	3,37	0,61	0,00	
1033	Paring IRE	PARIN11	3	GJ	3,32	0,19	0,00	3,39	0,19	0,00	2,21	0,31	0,00	2,10	0,28	0,00	
1034	IUM Tg. Jiu	IUMTJ11	3	GJ	7,75	1,08	0,00	7,24	0,61	0,00	4,54	0,03	0,00	3,73	0,27	0,00	
1035	Godinesti	GODIN11	3	GJ	5,10	0,19	0,00	6,44	0,04	0,00	3,90	0,55	0,00	3,73	0,45	0,00	
1036	SRA Cauciuc Tg. Jiu	SRCTJ11	3	GJ	1,52	0,91	0,00	2,10	1,35	0,00	1,05	0,41	0,00	0,88	0,36	0,00	
1038	Pesteana	SRPES11	3	GJ	3,32	0,19	0,00	3,39	0,19	0,00	2,21	0,31	0,00	2,10	0,28	0,00	
1040	Barbatesti	BARBA11	3	GJ	3,03	0,70	0,00	3,29	0,65	0,00	2,90	0,65	0,00	2,84	0,74	0,00	
1042	Carbunesti	CARBU11	3	GJ	9,68	0,00	0,00	5,77	0,26	0,00	3,73	0,83	0,00	3,38	0,84	0,00	
1043	Turburea	TURBU11	3	GJ	4,18	0,22	0,00	3,75	0,18	0,00	4,70	0,14	0,00	4,70	0,20	0,00	
1048	CFR Barbatesti	CFBAR11	3	GJ	2,80	0,00	0,00	0,78	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,47	0,00	0,00	
1049	CFR Paring	CFPAR11	3	GJ	0,48	0,00	0,00	4,59	0,00	0,00	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1278	Timiseni	TSENI11	3	GJ	0,72	0,70	0,00	3,99	1,01	0,00	3,44	1,03	0,00	3,58	0,64	0,00	
1279	Dragotesti	DRAGT11	3	GJ	1,34	0,18	0,00	1,45	0,09	0,00	1,06	0,04	0,00	1,13	0,08	0,00	
1284	Seciuri	SECIU11	3	GJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1286	CFR Plopsor	CFPLO11	3	GJ	0,24	0,00	0,00	0,69	0,00	0,00	3,80	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	
1292	Stoina	STOIN11	3	GJ	3,58	0,44	0,00	4,01	0,38	0,00	3,48	0,00	0,00	3,34	0,29	0,00	
1293	Rosiuta	ROSIU11	3	GJ	2,58	2,86	0,00	10,59	9,50	0,00	12,45	13,36	0,00	1,46	0,18	0,00	
1302	Pinoasa	PINOS11	3	GJ	1,25	2,06	0,00	2,34	1,16	0,00	1,57	0,60	0,00	6,06	4,11	0,00	
1041	Pojaru	POJAR11	3	GJ	5,05	0,86	0,00	6,21	0,85	0,00	4,94	1,11	0,00	4,36	1,15	0,00	
1037	Sardanesti	SARDA11	3	GJ	3,60	0,30	0,00	3,40	0,00	0,00	3,00	0,20	0,00	2,80	0,10	0,00	
1001	Tr.Severin	TSECE11	3	MH	15,30	1,70	0,00	17,10	1,70	0,00	9,60	2,00	0,00	9,30	1,80	0,00	
1002	Sant. Naval Drobeta	SNATS11	3	MH	6,20	1,00	0,00	4,00	1,00	0,00	3,00	1,00	0,00	3,00	1,00	0,00	
1003	Aeroport Drobeta	AERTS11	3	MH	6,00	2,50	0,00	7,50	3,00	0,00	4,60	1,50	0,00	4,40	1,50	0,00	
1004	Gura Vaii	GVAII11	3	MH	0,70	0,30	0,00	0,80	0,40	0,00	0,50	0,20	0,00	0,50	0,20	0,00	
1005	Vinju Mare	VINJU11	3	MH	3,50	0,20	0,00	4,50	0,50	0,00	2,80	0,10	0,00	2,80	0,10	0,00	
1006	Burila	BURIL11	3	MH	2,00	0,50	0,00	2,30	0,50	0,00	2,00	0,50	0,00	2,00	0,50	0,00	
1007	Tiganasi	TIGAN11	3	MH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1011	CCH Drobeta Tr. Severin	CCHTS11	3	MH	7,00	4,00	0,00	7,00	4,00	0,00	6,00	3,00	0,00	6,00	3,00	0,00	
1012	Anvelope Drobeta Tr.Sev.	ANVTS11	3	MH	0,20	0,01	0,00	0,20	0,01	0,00	0,20	0,01	0,00	0,20	0,01	0,00	
1014	Gruia	GRUIA11	3	MH	0,74	0,30	0,00	0,70	0,20	0,00	0,60	0,20	0,00	0,60	0,20	0,00	
1015	Pristol	PRIST11	3	MH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1016	Cujmir	CUJMI11	3	MH	4,00	0,20	0,00	4,00	0,20	0,00	3,00	0,20	0,00	2,90	0,20	0,00	
1017	Forje Drobeta Tr. Sev	FORTS11	3	MH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1018	Strehaia	STREH11	3	MH	3,60	0,10	0,00	4,70	0,00	0,00	3,90	0,10	0,00	3,80	0,10	0,00	
1019	Armaturi	ARMTS11	3	MH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1020	Husnicioara	HUSNI11	3	MH	4,20	1,00	0,00	2,20	0,50	0,00	2,20	0,50	0,00	2,20	0,50	0,00	

1022	Laminor Dr. T. Sev.	LAMTS11	3	MH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1323	Banovita	BANOV12	3	MH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1023	Banovita	BANOV11	3	MH	7,70	1,10	0,00	7,75	0,10	0,00	5,30	0,20	0,00	4,70	0,40	0,00		
1024	ROMAG	ROMAG11	3	MH	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00		
1047	CFR Valea Alba	CFVAA11	3	MH	6,00	3,00	0,00	6,00	3,00	0,00	5,00	2,00	0,00	4,00	2,00	0,00		
1170	SRA Al. Etapa 6-AT3	SRAE611	3	OT	7,00	0,00	0,00	5,00	0,00	0,00	7,00	0,00	0,00	5,00	0,00	0,00		
1165	SRA Al. Etapa 6-AT4	SRAE611	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1166	SRA Et 6-L3(Milcov)	SRAE612	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1167	Gradiste ST	GRAD 12	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1168	Intrep. Al. Slatina	SRIAS21	3	OT	120,00	45,00	0,00	120,00	45,00	0,00	120,00	50,00	0,00	120,00	53,00	0,00		
1169	Intrepr. Al. Slatina	SRIAS22	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1171	Gradiste SD Electrica	GRAD 11	3	OT	8,30	2,60	0,00	11,50	3,50	0,00	7,00	2,30	0,00	6,30	2,00	0,00		
1172	IPC 1 Slatina-Milcov	IPC1S11	3	OT	0,60	0,10	0,00	0,50	0,10	0,00	0,50	0,10	0,00	0,50	0,10	0,00		
1173	IPC 2 Slatina	IPC2S12	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1174	IPA 1	IPA1 11	3	OT	10,40	3,30	0,00	9,90	2,90	0,00	10,90	6,10	0,00	11,10	4,10	0,00		
1175	IPA 2 +SRA6Al(L 2)	IPA2 12	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1176	Slatina Nord	SLATN11	3	OT	9,30	0,40	0,00	8,20	0,70	0,00	5,30	1,00	0,00	4,60	1,00	0,00		
1177	IPTAPA	IPTAP11	3	OT	2,00	0,10	0,00	2,00	0,10	0,00	2,00	0,10	0,00	2,00	0,10	0,00		
1178	Scornicesti	SCORN11	3	OT	8,20	0,70	0,00	9,90	0,40	0,00	7,40	0,20	0,00	6,90	0,40	0,00		
1179	Draganesti Olt	DRAG11	3	OT	8,60	0,30	0,00	9,00	2,90	0,00	5,60	1,80	0,00	6,60	0,10	0,00		
1180	CFR Draganesti Olt	CFDRO12	3	OT	0,56	0,22	0,00	1,47	0,58	0,00	1,66	0,64	0,00	2,18	0,87	0,00		
1181	Caracal Sud	CARAS11	3	OT	11,40	1,10	0,00	10,70	0,50	0,00	7,30	0,20	0,00	6,90	0,50	0,00		
1182	Vagoane Caracal	VAGOC11	3	OT	2,20	0,80	0,00	0,90	0,30	0,00	1,00	0,40	0,00	0,40	0,20	0,00		
1183	Anvelope Caracal	ANVEC11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1184	Caracal Vest	CARAV11	3	OT	3,80	0,50	0,00	4,30	0,60	0,00	2,60	0,80	0,00	2,60	0,80	0,00		
1185	Studina	STUDI11	3	OT	4,10	0,10	0,00	5,30	0,20	0,00	3,60	0,10	0,00	3,70	0,10	0,00		
1186	Corabia	CORAB11	3	OT	8,70	0,70	0,00	10,20	0,60	0,00	7,30	0,10	0,00	7,20	0,20	0,00		
1187	IFP Corabia	IFPCO11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1188	Celei	CELEI11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1189	Potelu	POTEL11	3	OT	2,10	0,50	0,00	2,40	0,40	0,00	1,10	0,20	0,00	1,10	0,10	0,00		
1190	Bals	BALS 11	3	OT	8,70	0,40	0,00	9,10	0,80	0,00	5,40	1,40	0,00	5,30	1,30	0,00		
1191	Prelucrare IOB Bals	PRELB11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1192	Otelaria 1 IOB	OTE1B11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1194	Iancu Jianu	IANCU11	3	OT	1,10	0,30	0,00	2,10	0,40	0,00	1,30	0,50	0,00	1,30	0,50	0,00		
1195	Icoana	ICOAN11	3	OT	5,80	1,40	0,00	6,90	1,30	0,00	4,70	1,00	0,00	4,30	1,00	0,00		
1196	Curtisoara	CURTI11	3	OT	3,10	0,10	0,00	3,30	0,10	0,00	2,30	0,10	0,00	2,20	0,10	0,00		
1197	Mamura	MAMUR11	3	OT	2,70	0,30	0,00	2,80	0,20	0,00	1,90	0,40	0,00	1,70	0,40	0,00		
1280	SRP Caracal	SRPCA11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1281	Caracal Nord	CARAN11	3	OT	4,70	1,10	0,00	4,20	0,30	0,00	2,50	0,60	0,00	1,80	0,70	0,00		
1282	SPA Farcasele	SPAFA11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1283	Intr. de Tevi Slatina	ITSLA11	3	OT	7,10	2,40	0,00	6,90	2,50	0,00	7,50	2,30	0,00	6,50	1,50	0,00		
1288	SPA Ipotesti	SPAIP11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1296	SPA Sprancenata	SPASP11	3	OT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
1304	Coteana	COTEA11	3	OT	2,30	0,30	0,00	2,70	0,30	0,00	1,70	0,50	0,00	1,50	0,50	0,00		
1305	Milcov	MILCO11	3	OT	6,80	0,90	0,00	8,20	0,80	0,00	6,20	0,40	0,00	5,70	0,90	0,00		
1330	Pirelli	PIREL1	3	OT	43,20	11,80	0,00	42,10	12,80	0,00	42,40	11,90	0,00	42,40	12,90	0,00		
577	ALEXANDRIA	ALEXA11	2	TR	4,00	0,10	0,00	4,80	0,10	0,00	3,30	0,14	0,00	2,50	0,20	0,00		
580	AMONIAC	AMONI11	2	TR	0,30	0,20	0,00	0,30	0,20	0,00	0,30	0,20	0,00	0,30	0,20	0,00		
581	AZOT	AZOT 11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

585	BOGDANA	BOGDA11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
586	BLEJESTI	BLEJE11	2	TR	2,30	0,60	0,00	2,60	0,50	0,00	2,10	0,70	0,00	2,20	0,70	0,00	
597	CONTESTI + BUJORU	CONBU11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
600	CIUPERCENI	CIUPE11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
601	DRAGANESTI VL.	DRVCU11	2	TR	1,50	0,10	0,00	1,84	0,03	0,00	1,20	0,03	0,00	1,23	0,00	0,00	
622	HIRLESTI	HIRLE11	2	TR	4,95	0,10	0,00	5,70	0,20	0,00	3,60	0,20	0,00	3,80	0,20	0,00	
633	MAGURA	MAGUR11	2	TR	12,90	0,60	0,00	13,40	1,00	0,00	8,40	1,20	0,00	7,80	1,00	0,00	
635	OLT	OLT 11	2	TR	2,60	0,20	0,00	2,20	0,10	0,00	1,60	0,10	0,00	1,30	0,20	0,00	
639	PORT ZIMNICEA	PZIMN11	2	TR	2,60	0,30	0,00	1,50	0,10		0,90	0,10	0,00	0,80	0,08	0,00	
646	PIRITE	PIRIT11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
649	ROSIORI	ROSIO11	2	TR	9,73	0,20	0,00	9,87	0,60	0,00	6,32	0,50	0,00	5,92	0,60	0,00	
650	CFR ROSIORI	CFROS11	2	TR	1,00	0,05	0,00	1,70	1,00	0,00	1,20	0,20	0,00	3,50	1,70	0,00	
651	RULMENTUL	RULM 11	2	TR	9,15	2,80	0,00	6,30	1,30	0,00	5,20	1,25	0,00	3,12	0,50	0,00	
656	SYBETRA	SIBET11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
658	SEGARCEA DEAL	SEGAD11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
674	VIISOARA	VIIS 11	2	TR	1,20	0,20	0,00	1,30	0,03	0,00	0,77	0,06	0,00	0,75	0,06	0,00	
669	VIDELE	VIDE11	2	TR	5,60	0,70	0,00	5,90	0,40	0,00	4,10	0,36	0,00	4,00	0,46	0,00	
670	CFR VIDELE	CFVID11	2	TR	0,99	1,40	0,00	1,72	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
671	VEDEA	VEDEA11	2	TR	6,90	0,40	0,00	6,30	1,00	0,00	3,60	1,00	0,00	3,20	0,93	0,00	
675	VIISOARA RA	RAVII11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
676	ZIMNICEA	ZIMN11	2	TR	5,00	1,00	0,00	5,00	1,00	0,00	4,00	1,00	0,00	4,00	1,00	0,00	
743	POIANA	POIANA11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
751	PANCIU	PANCIU11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
887	TR.MAGURELE	TRMAG13	2	ST	6,40	0,10	0,00	7,00	0,40	0,00	4,50	0,60	0,00	4,50	0,50	0,00	
888	PREAJBA	PREAJ11	2	TR	4,40	0,80	0,00	5,20	0,70	0,00	4,40	0,70	0,00	4,60	0,70	0,00	
894	TRAIANU	TRAI 11	2	TR	5,68	0,50	0,00	6,68	0,50	0,00	4,00	0,30	0,00	4,10	0,30	0,00	
899	VIDELE VEST 1	VIDEV11	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
916	VIDELE VEST 2	VIDEV12	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
938	RULM. ALEXANDRIA	RULMA12	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
939	VEDEA	VEDEA12	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
948	ALEXANDRIA	ALEXA12	2	TR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1199	Traian	TRAIN11	3	VL	2,70	0,30	0,00	3,50	0,30	0,00	2,40	0,40	0,00	2,40	0,30	0,00	
1200	Petrochimie Stuparei	PETST11	3	VL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1201	Petrochimie Raureni	PCHRI11	3	VL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1202	Amine CET Govora	AMCET11	3	VL	2,40	0,60	0,00	2,60	0,60	0,00	2,40	0,60	0,00	2,40	0,60	0,00	
1203	Amine Raureni	AMIRI11	3	VL	2,00	1,00	0,00	2,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	2,00	1,00	0,00	
1204	Soda Stuparei	SODST11	3	VL	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	
1205	Soda Raureni	SODRI11	3	VL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1206	Cazanesti	CAZA 11	3	VL	11,30	2,60	0,00	14,70	3,00	0,00	9,10	0,90	0,00	7,40	0,20	0,00	
1207	IUCF Rm. Valcea	IURMV11	3	VL	1,00	0,80	0,00	0,80	0,70	0,00	0,50	0,40	0,00	0,30	0,30	0,00	
1208	Ramnicu Valcea Nord	RVILN11	3	VL	18,40	0,50	0,00	18,40	0,60	0,00	11,20	1,20	0,00	9,60	2,00	0,00	
1209	Ramnicu Valcea Sud	RVILS11	3	VL	19,90	1,20	0,00	23,30	1,00	0,00	15,30	1,40	0,00	12,40	2,20	0,00	
1210	Marcea	MARCE11	3	VL	7,80	0,50	0,00	7,40	0,20	0,00	5,30	0,30	0,00	5,00	0,20	0,00	
1211	Dragasani	DSANI11	3	VL	8,60	2,00	0,00	8,00	1,80	0,00	6,00	1,50	0,00	5,00	1,30	0,00	
1212	Dragasani	DSANI12	3	VL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1213	Ladesti	LADES11	3	VL	1,60	0,20	0,00	1,90	0,20	0,00	1,20	0,20	0,00	1,10	0,20	0,00	
1214	Berbesti	BERBE11	3	VL	4,60	1,80	0,00	4,90	1,90	0,00	4,70	2,00	0,00	1,90	0,10	0,00	
1215	Alunu	ALUNU11	3	VL	1,00	0,40	0,00	4,00	1,30	0,00	0,70	0,10	0,00	0,70	0,10	0,00	
1216	Horezu	HOREZ11	3	VL	6,40	0,50	0,00	7,10	0,30	0,00	5,70	0,50	0,00	5,20	0,40	0,00	

1217	Jiblea	JIBLE11	3	VL	5,40	0,20	0,00	5,80	0,30	0,00	3,40	0,90	0,00	3,20	0,70	0,00	
1219	Brezoi	BREZO11	3	VL	3,60	0,40	0,00	4,00	0,50	0,00	2,80	0,60	0,00	3,10	0,50	0,00	
1271	Balcesti	BALCE11	3	VL	4,20	1,40	0,00	4,70	0,30	0,00	3,20	0,40	0,00	2,90	0,60	0,00	
1262	Bradisor-Trafo	BRADSTR	3	SH V	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1143	Jidoaia	JIDOA11	3	SH V	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1144	Balintru Lotru Aval	BALIN11	3	SH V	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1151	Petrimanu	PTRIM11	3	SH V	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1320	Platforma Govora	PLATFGOV	3	VL	45,00			45,00	0,00		45,00			45,00			
583	Budesti	BUDES11	2	CL	13,43	-1,37	0,00	15,68	-1,23	0,00	10,28	-1,45	0,00	9,68	-1,83	0,00	
588	Baraj	BARA 11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
592	Calarasi	CALAR11	2	CL	21,85	0,00		21,36	0,83		15,72	0,79		16,72	1,44		
599	Ciornuleasa	CIORN11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
602	Dunarea	DUNAR11	2	CL	1,60	0,00		1,70	0,00		0,00	0,00		0,30	0,00		
603	Dorobantu	DOROB11	2	CL	1,85	0,00		2,20	0,00		1,35	0,00		1,40	0,00		
606	Dragalina	DLINA11	2	CL	5,98	0,40		6,13	0,23		5,03	0,11		5,45	0,24		
607	CFR Ciulnita	CFCIU11	2	CL	2,60	1,60		1,30	3,30		1,90	1,10		0,90	0,80		
608	Dor Marunt	DOR M11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
609	Dragos Voda	DRAGV11	2	CL	1,10	0,00		1,27	0,00		0,73	0,00		0,80	0,00		
613	Frasinet	FRAS 11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
614	Gurbanesti	GURBA11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
627	Jegalia	JEGAL11	2	CL	0,21	0,00		0,16	0,00		0,15	0,00		0,13	0,00		
628	Lehliu	LEHLI11	2	CL	5,38	0,00		5,90	0,19		4,06	0,19		3,33	0,19		
629	CFR Lehliu	CFLEH11	2	CL	1,30	0,90		1,10	2,30		2,40	1,20		1,10	0,90		
630	Mircea Voda	MIRCV11	2	CL	8,83	0,00	0,00	8,76	0,00	0,00	5,82	0,00	0,00	5,60	0,00	0,00	
632	Mostistea	MOSTI11	2	CL	-0,75	0,30		1,60	0,82		1,00	0,73		0,90	0,75		
636	Oltenita Sud	OLTES11	2	CL	8,14	-1,45	0,00	7,13	-1,99	0,00	3,98	-2,35	0,00	3,93	-2,30	0,00	
637	Oltenita Nord	OLTEN11	2	CL	5,61	0,46		5,79	0,00		3,77	0,00		3,09	0,00		
638	Pelicanu csc2	PELIcsc2	2	CL	17,00	6,00		16,00	6,00		17,00	7,00		19,00	7,00		
643	Pietroiu	PIET 11	2	CL	2,73	0,16		3,00	0,20		1,83	0,10		1,78	0,10		
652	Solacolu	SOLAC11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
659	Sultana	SULTA11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
661	Stefan Cel Mare	STEFM11	2	CL	2,95	-0,17	0,00	2,88	-0,37	0,00	2,08	-0,45	0,00	1,27	-0,52	0,00	
663	Tamadau	TAMAD11	2	CL	4,47	0,28	0,00	5,32	0,40	0,00	3,88	0,36	0,00	3,55	0,23	0,00	
666	Turnatoria Oltenita	TUROL11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
672	Vlad Tepes	VTEPE11	2	CL	3,55	0,00		3,80	0,00		2,75	0,00		2,70	0,00		
673	Vlad Tepes RA	RAVTE11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
882	Fundulea	FUNDU11	2	CL	3,12	0,00		3,23	0,13		2,63	0,00		1,83	0,00		
895	Faurei (Calarasi)	FAURE11	2	CL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
958	Pelicanu csc12 Donasid	PELIcsc1	2	CL	75,00	30,00		50,00	10,00		70,00	25,00		68,00	18,00		
959	Saint Gobain	SGOBAIN	2	CL	6,98	3,13		6,00	3,98		7,38	3,48		9,25	4,83		
682	Port IV Constanta	PORT411	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
685	Basarabi	BASAR11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
686	Basarabi	BASAR12	2	CT	11,02	1,22		11,87	1,62		7,26	1,94		5,53	1,64		
690	Topalu	TOPAL11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
691	Lumina	LUMIN11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
692	Lumina	LUMIN12	2	CT	4,56	2,23		5,48	2,67		3,73	1,82		3,78	1,84		
693	Sinoe	SINOE11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
694	Mihai Viteazu	MVITE11	2	CT	1,36	0,05		1,54	0,04		0,50	0,06		1,54	0,05		
695	Sacele	SACE 11	2	CT	1,05	0,00		0,93	0,00		0,81	0,00		0,59	0,00		

696	Petrol Cta	PETRC11	2	CT	9,17	0,22		9,84	0,76		6,98	0,89		6,58	0,88		
697	Port Constanta	PORTC11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
698	Port Conatanta	PORTC12	2	CT	3,50	1,00		2,50	0,00		2,70	0,40		2,70	0,60		
699	S.N. CONSTANTA	SNAVC11	2	CT	6,08	2,97		4,08	2,00		4,23	2,07		4,23	2,07		
700	Constanta Centru	CONSC11	2	CT	19,35	1,41		16,31	1,35		9,30	1,62		8,91	1,60		
701	Depozite Constanta	DEPOC11	2	CT	11,85	0,80		9,95	0,00		6,94	0,00		8,43	0,00		
702	Hirsova	HIRSO11	2	CT	3,37	0,60		3,50	0,30		1,69	0,00		1,90	0,58		
703	Hirsova	HIRSO12	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
706	Mircea Voda	MIRCE11	2	CT	0,25	0,00		1,22	0,00		-1,00	0,00		-2,27	0,42		
707	Medgidia	MEDG111	2	CT	4,33	0,75		4,65	0,81		3,13	0,60		3,03	0,60		
708	Medgidia Nord	MEDGN11	2	CT	5,90	1,30		6,90	1,60		5,00	1,20		4,80	1,30		
709	Palas Sud	PALSU11	2	CT	5,58	3,15		4,47	2,63		4,20	2,35		3,80	2,40		
710	Poarta Alba	PALBA11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
711	Baneasa	BANEA11	2	CT	2,70	2,00		2,70	2,10		1,50	1,50		1,50	1,50		
712	Eforie Nord	EFORN11	2	CT	3,26	1,80		3,30	1,90		2,70	1,80		3,00	1,90		
714	Tataru	TATAR11	2	CT	4,84	0,60		5,08	2,00		3,39	1,70		3,22	1,40		
715	Neptun	NEPTU11	2	CT	5,20	0,80		5,30	0,90		3,90	0,90		4,00	0,80		
716	S.N. Mangalia	SNAVM11	2	CT	10,98	5,36		10,04	4,90		7,17	3,50		6,82	3,33		
724	Tomis Nord	TOMIN11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
725	Tomis Nord	TOMIN12	2	CT	27,25	3,25		29,45	3,54		18,91	4,58		18,37	4,57		
726	RAUSAS	RUSAS11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
727	Sitorman	SITOR11	2	CT	6,07	1,76		3,11	0,58		3,17	0,75		3,09	0,68		
728	Pelinu	PELIN11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
729	Cuza Voda	CUZA 11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
730	Capidava	CAPID11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
731	Dorobantu	DOROB11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
732	Fintinele	FINT 11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
734	N. Balcescu	BALCE11	2	CT	3,63	0,53		3,13	0,05		1,79	0,27		1,80	0,40		
735	Nisipari	NISIP11	2	CT	0,70	0,00		0,90	0,00		0,40	0,00		0,50	0,00		
736	Mangalia Nord	MANGN11	2	CT	8,65	0,26		9,45	0,47		5,54	1,04		5,48	0,98		
737	Abator Constanta	ABATC11	2	CT	14,50	1,40		15,20	1,50		8,80	1,90		8,60	2,30		
738	Rasova	RASOV11	2	CT	0,70	0,00		0,80	0,00		0,50	0,00		0,40	0,00		
744	CFR Mircea Voda	CFMIR11	2	CT	0,60	0,10		0,90	0,40		0,10	0,20		0,00	0,00		
745	Faclia	FACLI11	2	CT	0,20	0,00		0,60	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
747	CFR Palas	CFPAL11	2	CT	0,30	0,20		0,70	0,20		0,60	0,00		2,30	1,00		
748	Siriu	SIRI 11	2	CT	0,00	0,00		-0,20	0,70		0,00	0,00		0,00	0,00		
752	Nazarcea	NAZAR11	2	CT	1,90	0,00		2,00	0,00		2,00	0,00		1,80	0,00		
753	SRP1 Hirsova	SRP1H11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
754	SPA Ghindaresti	SPAGH11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
755	Tabacarie	TABAC11	2	CT	10,10	0,90		10,80	1,20		6,80	1,80		6,80	1,70		
756	Cernavoda	CERNA11	2	CT	3,60	1,10		3,60	0,80		2,80	0,00		2,70	0,00		
757	FCM2 Medgidia Sud	FCMME11	2	CT	10,00	5,00		12,00	4,00		18,00	4,00		8,00	0,00		
758	Comb. Petr Midia Nav.	COMBN11	2	CT	25,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
761	Galbiori	GALBI11	2	CT	3,68	2,11		4,21	2,12		0,56	0,95		3,05	0,14		
762	Seimeni	SEIME11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
764	Medgidia Sud	MEDGS11	2	CT	1,30	0,00		1,40	0,00		0,80	0,00		0,90	0,10		
769	Baba Novac	BABAN11	2	CT	11,50	1,40		13,10	1,40		6,10	1,40		6,00	1,40		
770	Ecluza Cernavoda	ECLUZ11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,90	0,00		
771	Cobadin	COBAD11	2	CT	3,97	1,94		5,10	2,49		3,30	1,61		3,18	1,55		

772	Basarabi Padure	BASAP11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
900	Ovidiu Constanta	OVIDI11	2	CT	9,10	0,00		9,19	0,24		6,88	1,46		5,67	1,66		
912	Navodari	NAVO 11	2	CT	11,16	5,45		12,68	6,20		8,98	4,38		8,49	4,15		
925	Costinesti	COSTN11	2	CT	3,26	1,09		2,52	0,69		1,65	0,72		1,61	0,80		
928	Mihai Viteazu	MVITE12	2	CT	0,75	0,37		0,14	0,00		0,13	0,00		0,11	0,00		
931	Hirsova Oras	HRSOO11	2	CT	7,80	0,00		5,08	0,00		2,83	0,00		2,22	0,61		
952	Com.Ptchim.Midia B2-110	COMBN12	2	CT	25,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
998	CNE Cernavoda 110kV	CNECN11	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2355	MAMAIA	MAMAIA1	2	CT	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
563	Gura Ialomitei	GIALO12	2	IL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
582	Barbulesti	BARBU11	2	IL	1,82	0,20		1,80	0,38		1,30	1,40		1,27	0,09		
587	Bordusani	BORDU11	2	IL	3,86	0,00		3,43	0,04		2,52	0,06		2,29	0,05		
590	Bucsa	BUCSA11	2	IL	0,63	0,00		0,70	0,00		0,43	0,00		0,50	0,00		
593	Cazanesti	CAZAN11	2	IL	2,98	5,13		3,35	6,15		2,15	4,28		2,17	4,22		
611	Fetesti	FETES11	2	IL	7,65	1,27	0,00	7,70	0,87	0,00	4,55	0,34	0,00	4,47	0,34	0,00	
612	CFR Fetesti	CFFET11	2	IL	2,40	1,80		1,60	2,60		2,20	1,80		1,10	1,30		
615	Gh. Doja	GHDOJ11	2	IL	1,65	0,28		1,73	0,00		0,93	0,00		0,95	0,00		
616	Gura Ialomitei	GIALO11	2	IL	1,65	0,30		1,50	0,34		0,70	0,04		1,06	0,10		
621	Hagiesti	HAGIE11	2	IL	2,15	0,00		2,25	0,00		1,78	0,00		1,80	0,00		
648	Rasi	RASI 11	2	IL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
653	Slobozia Nord	SLOBN11	2	IL	15,75	1,10	0,00	15,16	0,23	0,00	6,40	0,00	0,00	9,76	0,00	0,00	
654	Slobozia Sud	SLOBS11	2	IL	3,17	0,44		3,31	0,43		2,02	0,10		2,07	-0,13		
655	Slobozia Sud	SLOBS12	2	IL	2,23	0,65		2,25	0,47		1,31	0,06		1,34	0,06		
665	Tandarei	TANDA11	2	IL	7,79	0,00		10,07	0,85		7,46	0,31		7,47	0,31		
668	Urziceni	URZIC11	2	IL	13,98	0,95	0,00	13,87	0,01	0,00	9,88	0,01	0,00	9,13	-0,11	0,00	
896	Movilita	MOVIL11	2	IL	11,21	1,40		9,95	0,06		7,08	0,05		6,00	0,05		
687	Tulcea Vest	TULCV11	2	TL	1,10	0,20		1,05	0,01		1,50	0,00		0,61	0,00		
688	Tulcea Vest	TULCV12	2	TL	2,90	0,20		3,80	0,00		0,90	0,00		1,60	0,10		
704	Topologu	TOPOL11	2	TL	0,83	0,00		0,80	0,00		0,17	0,02		0,20	0,01		
705	Baia	BAIA 11	2	TL	2,57	0,06		2,76	0,59		2,58	0,86		2,14	0,94		
713	Zebil	ZEBIL11	2	TL	3,03	0,36		3,08	0,24		2,60	0,20		1,82	0,33		
717	Alumina Tulcea	ALUMT1A	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
718	Alumina Tulcea	ALUMT1B	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
719	Tulcea Oras	TULCO11	2	TL	11,90	1,60		11,80	1,90		6,90	2,20		6,50	2,10		
720	Feroaliaje	FERO111	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
721	Macin	MACIN11	2	TL	5,82	0,20		5,80	0,00		3,20	0,40		3,00	0,40		
722	Crisan	CRISA11	2	TL	4,10	0,80		4,40	1,00		3,10	1,10		2,90	1,20		
723	Sarinasuf	SARIN11	2	TL	1,52	0,81		2,85	0,87		1,65	0,44		1,84	0,75		
733	6 Martie	6MART11	2	TL	0,00	0,00		0,40	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
739	Traianu	TRAIA11	2	TL	2,09	0,04		2,40	0,04		1,30	0,04		1,30	0,04		
740	Marmura Tulcea	MARMT11	2	TL	9,30	1,58		10,30	1,98		6,24	2,49		5,70	2,50		
741	S.N. Tulcea	SNAVT11	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
742	Isaccea	ISACC11	2	TL	2,73	0,00		2,60	0,50		2,00	0,60		1,50	0,80		
759	Feroaliaje	FERO211	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
763	Ostrov	OSTRO11	2	TL	0,55	0,00		0,50	0,01		0,23	0,01		0,30	0,03		
766	Babadag	BABAD11	2	TL	3,40	0,32		3,00	0,32		2,00	0,52		1,50	0,63		
768	RA Zebil	RZEBI11	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
775	Cismeaua Noua	CISME11	2	TL	4,22	0,00		0,77	0,02		9,71	2,90		0,00	0,00		
777	SPA Ostrov	SPAOS11	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		

778	SRP1 Ostrov	SRP1O11	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
779	SRP2 Ostrov	SRP2O11	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
780	Sulina	SULIN11	2	TL	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1520	Cetate	CETA 11	4	TM	12,74	6,17		12,25	5,90		7,71	3,73		7,70	3,73		
1521	Dumbravita	DVITA11	4	TM	27,53	2,37		25,80	1,87		15,37	1,06		15,21	1,03		
1522	Bucovina	BUCOV11	4	TM	23,09	11,18		22,75	11,02		16,76	8,10		13,78	6,67		
1523	Padurea Verde	PVERD11	4	TM	33,97	16,45		33,44	16,19		23,98	11,61		21,74	10,53		
1524	IM Timisoara	IMT 11	4	TM	6,05	2,07		3,12	2,60		2,52	1,90		8,40	1,12		
1525	Musicescu	MUSIC11	4	TM	12,12	5,87		13,74	6,65		8,11	3,93		8,35	4,04		
1526	Fratelia	FRATE11	4	TM	48,03	23,26		46,72	22,63		31,36	15,19		25,42	12,31		
1527	Freidorf	FREID11	4	TM	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1528	Victoria	VICTO11	4	TM	22,82	11,05		23,10	11,11		14,95	7,24		14,05	6,80		
1529	Azur	AZUR 11	4	TM	8,95	3,30		8,29	2,98		2,40	1,16		1,59	0,77		
1530	Giulvaz	GIULV11	4	TM	5,58	2,70		7,20	3,49		4,81	2,33		3,50	1,69		
1531	Gataia	GATAI11	4	TM	5,20	2,08		5,58	2,31		3,64	1,37		3,66	1,33		
1532	Deta	DETA 11	4	TM	5,73	2,43		5,71	2,76		3,74	1,81		3,42	1,65		
1533	Ortisoara	ORTIS11	4	TM	8,97	4,34		8,57	4,15		5,58	2,70		5,16	2,50		
1534	Calacea	CALAC11	4	TM	0,49	0,23		0,48	0,23		0,00	0,00		0,00	0,00		
1535	Satchinez	SATCH11	4	TM	5,69	2,75		5,69	2,75		4,12	1,99		3,68	1,78		
1536	Carpinis	CARPI11	4	TM	6,89	3,33		7,16	3,40		4,96	2,40		4,24	2,05		
1537	Jimbolia	JIMBO11	4	TM	4,78	2,31		4,74	2,29		2,65	1,28		2,04	0,99		
1538	Lovrin	LOVRI11	4	TM	6,83	3,30		6,71	3,25		4,49	2,17		4,21	2,04		
1539	Sinnicolaul Mare	SINIM11	4	TM	12,14	5,88		11,85	5,70		8,75	4,24		6,18	2,99		
1540	Buzias	BUZIA11	4	TM	6,62	3,21		6,41	3,10		4,37	2,12		4,18	2,02		
1541	Lugoj	LUGOJ11	4	TM	16,30	0,70		17,17	0,13		12,22	0,85		9,42	1,80		
1542	Lugoj	LUGOJ12	4	TM	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1543	IURT	IURT 11	4	TM	9,33	4,50		9,01	4,36		5,90	2,85		5,53	2,67		
1544	IURT	IURT 12	4	TM	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1545	Faget	FAGET11	4	TM	7,45	3,04		8,18	3,90		5,60	2,71		5,24	2,54		
1548	CFR Lugoj	CFLUG11	4	TM	0,02	0,00		0,02	0,00		0,15	0,03		0,52	0,44		
1549	CFR Ghiroda	CFGHI11	4	TM	0,18	0,00		0,56	0,00		1,00	0,00		0,60	0,00		
1550	CFR Ortisoara	CFORT11	4	TM	0,01	0,00		0,11	0,01		0,36	0,19		0,20	0,30		
1566	Nadrag	NADRA11	4	TM	0,12	0,00		0,11	0,05		0,00	0,00		0,00	0,00		
1590	Sacalaz	SACAL11	4	TM													
1594	Timisoara	TIMIS11	4	TM													
1698	CET Timisoara	TTIMI11	4	TM	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
1712	Venus Timisoara	VENUS11	4	TM	16,33	7,90		18,68	9,09		12,26	5,94		10,99	5,32		
1730	Continental	CONTI11	4	TM	5,31	2,57		5,61	2,71		4,08	1,97		4,08	1,97		
1546	Covaci	COVAC11	4	TM	13,80	12,00		13,70	12,50		11,85	13,50		9,40	2,62		
589	Balaria	BALAR11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
591	Cama	CAMA 11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
594	Clejani	CLEJA11	2	GR	5,78	-0,83		6,59	-1,15		4,74	-1,02		4,80	-0,96		
598	Clorosodice Giurgiu	CLORG11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
610	Cucuruzu	CUCRUZ11	2	GR	2,03	-0,71		2,40	-0,79		1,58	-0,88		1,59	-0,87		
617	Giurgiu Nord	GIURN11	2	GR	11,79	-1,78		11,78	-2,11		7,81	-2,37		7,62	-2,43		
618	Giurgiu Vest	GIURV11	2	GR	9,88	-0,83		9,57	-1,11		6,40	-1,47		6,48	-1,39		
619	Ghizdaru	GHIZD11	2	GR	-3,00	-0,14		0,72	-0,21		0,60	-0,21		0,63	-0,22		
620	Ghizdaru	GHIZD12	2	GR	0,69	0,02		0,00	0,09		0,00	0,09		0,00	0,09		
623	Hotarele	HOTAR11	2	GR	3,46	-0,26		3,71	-0,45		2,11	-0,77		2,11	-0,77		

625	ICMUG	ICMUG11	2	GR	4,10	0,40		3,23	-0,06		2,06	-0,62		1,78	-0,75		
626	Izvoru	IZVOR11	2	GR	0,91	-0,58		0,97	-0,93		0,67	-0,96		0,17	-0,24		
634	Mirsa	MIRS 11	2	GR	5,61	0,02		7,79	-0,42		5,49	-0,70		5,51	-0,64		
640	Puieni	PUIEN11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
641	Pietrisu	PIETR11	2	GR	3,41	-0,51		3,84	-0,58		2,30	-0,70		2,37	-0,70		
642	Pietrisu RA	RAPIE11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
647	Prundu	PRUND11	2	GR	2,70	0,05		3,41	-0,44		2,24	-0,78		2,23	-0,77		
657	Stanesti	STANE11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
660	Sinteza Giurgiu	SINTG11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
667	Uzunu	UZUNU11	2	GR	4,14	6,86		4,81	-1,58		3,19	-1,55		3,39	-25,00		
889	F-ca de zahar Giurgiu	FZGIU11	2	GR	1,55	-0,35		1,95	-0,40		1,35	-0,40		0,32	0,10		
898	Cosoaia	COSOA11	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
907	Colibasi	COLI 11	2	GR	5,18	-1,00		7,62	-1,11		5,25	-1,42		4,54	-1,74		
922	Titan Zirconiu Giurgiu	TIZIR11	2	GR	1,91	0,72		2,52	1,58		1,00	0,14		1,63	0,93		
444	Nicolae Caranfil Trafo 1	NCARNF1	2	GR	0,68	0,00		0,61	0,36		0,61	0,36		0,61	0,36		
445	Nicolae Caranfil Trafo 2	NCARNF2	2	GR	0,30	-15,90		0,09	0,17		0,09	0,17		0,09	0,72		
446	Dimitrie Leonida	DLEONIDA	2	GR	0,22	-2,00		0,08	0,01		0,08	0,01		0,00	0,01		
937	Clorosod.Giurgiu B2-110	CLORG12	2	GR	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
501	Grozavesti	GROZA11	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
502	Grozavesti	GROZA12	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
503	Bucuresti Centru A	BUCCE1A	2	B	13,51	-0,12		10,25	-0,20		6,20	-0,50		5,90	-0,50		
504	Bucuresti Centru B	BUCCE1B	2	B	14,41	-0,12		11,25	-0,20		7,00	-0,50		6,50	-0,50		
505	Filaret 1	FILAR11	2	B	34,24	-2,41		29,38	-2,98		19,28	-3,97		18,45	-3,98		
506	Filaret 2	FILAR12	2	B	28,54	-0,04		27,61	-0,70		17,44	-1,85		17,03	-1,93		
507	Obor	OBOR 11	2	B	16,77	-0,20		16,40	-0,28		13,73	-0,71		13,81	-0,71		
508	Obor	OBOR 12	2	B	24,66	-2,43		26,29	-3,08		14,13	-4,04		13,85	1,00		
509	Bucuresti Nord	BUCNO11	2	B	42,62	-3,70		40,51	-3,97		25,54	-5,14		24,31	-5,27		
510	Bucuresti Nord	BUCNO12	2	B	41,60	-3,49		37,15	-4,25		23,91	-5,36		23,00	-5,36		
511	IMG Bucuresti	IMGB 11	2	B	6,50	3,00		5,50	2,00		6,00	4,00		2,00	1,00		
512	IMG Bucuresti	IMGB 12	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
513	Vacaresti	VACAR1A	2	B	30,31	-4,38		33,03	-4,43		15,70	-6,73		15,71	-6,48		
514	Vacaresti	VACAR1B	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,07	0,02		
515	Toporasi	TOPOR1A	2	B	19,94	-0,19		23,77	-0,41		13,67	-1,41		13,41	-1,41		
516	Toporasi	TOPOR1B	2	B	14,75	-1,09		18,27	-1,12		10,98	-1,76		10,98	-1,76		
517	FTIC	FTIC 1A	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
518	FTIC	FTIC 1B	2	B	0,66	0,20		0,15	0,02		0,31	0,04		0,43	0,05		
519	Jilava	JILAV11	2	B	13,76	-0,20		11,20	-2,05		6,21	-3,39		5,25	-3,65		
520	Jilava	JILAV12	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
521	Masini Grele Bucuresti	MASGR1A	2	B	23,07	-7,52		28,01	-7,51		15,78	-8,80		14,98	-8,97		
522	Masini Grele Bucuresti	MASGR1B	2	B	6,15	1,51		6,07	1,19		4,87	0,85		4,83	1,15		
523	Drumul Taberei	DRTAB1A	2	B	16,87	-0,51		18,17	-0,64		9,73	-1,54		10,01	-1,47		
524	Drumul Taberei	DRTAB1B	2	B	18,70	-1,33		23,07	-0,96		11,93	-2,06		11,99	-2,01		
950	Parc Drumul Taberei	PARCDT1	2	B	2,81	-2,50		2,93	-2,25		1,81	-2,57		1,73	-2,07		
929	Academia Militara	AcadMil	2	B	1,37	-0,60		1,68	-0,52		0,89	-0,77		1,12	-0,68		
525	Militari	MILIT11	2	B	12,81	-1,89		0,65	0,03		0,54	0,03		0,52	0,03		
526	Militari	MILIT12	2	B	12,05	-1,20		13,42	-1,20		7,61	-1,78		7,39	-1,83		
527	Drumul Morarilor	DRMOR1A	2	B	28,45	-1,43		32,39	-1,68		16,78	-3,17		16,00	-3,31		
528	Drumul Morarilor	DRMOR1B	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,03		
529	IMUA Bucuresti	IMUAB11	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		

530	Fundeni	FUNDE1	2	B	12,13	-0,10		12,70	-0,61		8,33	-1,01		5,67	-0,81		
531	Fundeni	FUNDE2	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
532	Titan	TITAN1A	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
533	Titan	TITAN1B	2	B	14,51	0,64		15,35	0,16		10,15	-0,45		9,37	-0,54		
534	Solex	SOLEX11	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
535	Solex	SOLEX12	2	B	30,03	-1,32		29,28	-2,03		22,16	-2,80		16,86	-4,15		
536	Bucuresti Sud	BUCSU11	2	B	26,00	3,60		26,00	1,60		15,00	-2,00		13,00	-2,00		
537	Bucuresti Sud	BUCSU12	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
538	Dudesti	DUDES11	2	B	18,13	1,85		19,19	2,06		12,97	2,31		12,67	2,60		
539	Dudesti	DUDES12	2	B	6,14	1,05		4,74	0,71		3,62	0,38		3,13	0,25		
949	Liviu Rebreanu B1	LRebreB1	2	B	2,65	0,16		3,52	0,26		0,99	0,00		0,87	-0,03		
540	Pajura	PAJUR1A	2	B	16,70	-0,19		17,27	-0,43		11,69	-0,96		10,29	-1,36		
541	Pajura	PAJUR1B	2	B	15,39	0,15		14,67	-0,20		9,65	-0,57		8,37	-0,97		
542	Laromet	LAROM11	2	B	10,26	-0,81		12,10	-0,79		6,51	-1,76		5,87	-1,96		
543	Cringasi	CRING11	2	B	15,47	0,38		16,50	-0,02		11,12	-0,55		11,11	-0,66		
544	Cringasi	CRING12	2	B	12,73	-0,95		14,66	-1,04		7,58	-1,79		7,33	-1,75		
545	Pipera	PIPER11	2	B	28,14	-3,40		28,97	-3,41		19,31	-4,05		18,72	-4,16		
546	Pipera	PIPER12	2	B	31,31	-4,59		29,87	-5,87		20,25	-6,00		19,77	-6,09		
547	Salaj	SALAJ1A	2	B	12,02	-2,27		13,90	-2,29		7,85	-2,85		8,05	-2,79		
548	Salaj	SALAJ1B	2	B	14,38	0,35		16,53	0,50		11,17	-0,15		10,97	-0,20		
549	Cotroceni	COTRO1A	2	B	37,39	-4,25		34,99	-4,16		21,43	-4,73		19,77	-4,19		
550	Cotroceni	COTRO1B	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
551	Faur	FAUR 1A	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
552	Faur	FAUR 1B	2	B	4,73	0,67		2,30	0,26		1,80	0,12		1,06	0,16		
553	FCME	FCME 11	2	B	15,84	3,02		14,10	1,95		11,24	1,74		9,40	1,04		
554	FCME	FCME 12	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
555	Republica	REPUB1A	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
556	Republica	REPUB1B	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
557	IREMOAS	IREMO1A	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
558	IREMOAS	IREMO1B	2	B	15,74	2,62		14,13	1,83		10,48	1,25		9,10	0,60		
559	Balta Alba	BALBA1A	2	B	9,02	-0,99		11,07	-1,02		5,86	-1,47		6,40	-1,54		
560	Balta Alba	BALBA1B	2	B	5,73	-0,45		6,53	-0,51		3,30	-0,77		3,30	-0,77		
561	Vulcan	VULCA1A	2	B	7,11	-0,38		6,93	-0,49		3,88	-0,82		7,23	-2,60		
562	Vulcan	VULCA1B	2	B	11,11	-2,21		12,43	-2,19		7,23	-2,57		1,58	-0,55		
565	INCREST	INCRE11	2	B	20,25	-4,02		24,23	-4,93		14,34	0,58		12,13	1,24		
570	CET Progresul	TPROG12	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
890	CET Progresul	TPROG11	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
873	Panduri	PANDU11	2	B	10,40	-2,06		8,30	-2,44		5,73	-2,75		5,45	-2,72		
923	Panduri	PANDU12	2	B	13,15	-2,07		11,20	-2,43		7,06	-2,93		6,63	-2,86		
782	Baneasa	BANBC11	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
930	Baneasa	BANBC12	2	B	26,70	-5,42		23,24	-6,17		15,73	-6,01		15,36	-6,70		
2401	Mega Mall	MEGAM1A	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2402	Mega Mall	MEGAM1B	2	B	6,95	0,00		7,55	0,00		3,28	0,00		3,12	0,00		
933	Mihai Bravu	MBRAV1A	2	B	27,83	-6,34		27,05	-6,79		15,75	-7,98		15,16	-7,78		
956	Mihai Bravu	MBRAV1B	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
934	Radu Zane	RZANE1A	2	B	22,52	-3,00		20,30	-3,26		12,55	-4,02		12,22	-3,99		
957	Radu Zane	RZANE1B	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
964	Timpuri Noi B2	TIMPN12	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
965	Timpuri Noi B1	TIMPN11	2	B	23,22	-4,58		24,33	-4,91		14,38	-6,79		13,57	-6,97		

973	Razoare	RAZAA	2	B	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
974	Razoare	RAZAB	2	B	15,35	-2,40		15,22	-2,35		8,55	-2,95		8,32	-2,81		
2377	Promenada Mall	PromMall	2	B	2,74	0,50		3,02	0,50		1,65	0,50		1,37	0,50		
578	Afumati	AFUMA11	2	SA	49,45	-2,93		50,67	-5,56		38,24	-6,56		34,97	-7,30		
579	CFR Pasarea	CFPAS11	2	SA	0,00	0,00		1,15	0,09		0,32	-0,03		0,42	-0,31		
584	Buftea	BUFTE11	2	SA	15,76	-0,34		17,97	-0,90		12,32	-1,77		10,88	-2,08		
595	Chitila	CHITI11	2	SA	18,66	-1,14		20,54	-2,01		15,58	-2,50		15,51	-2,47		
596	CFR Chitila	CFCHI11	2	SA	5,02	1,66		5,20	1,66		3,88	0,74		0,00	0,00		
604	Domnesti	DOMNE12	2	SA	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
605	Copaceni	COPAC11	2	SA	15,27	-0,51		15,34	-0,80		10,32	-1,66		9,48	-1,99		
624	IFA	IFA11	2	SA	25,46	-3,21		26,43	-4,75		16,86	-5,90		16,41	-5,83		
644	Popesti Leordeni	POPEL11	2	SA	25,15	-1,10		23,35	-2,57		15,51	-4,14		12,70	-4,77		
645	Popesti Leordeni	POPEL12	2	SA	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
662	Tincabesti	TINCA11	2	SA	19,50	-6,37		22,36	-6,50		15,18	-7,24		13,29	-6,69		
897	Caciulati	CACIU11	2	SA	17,15	-4,08		22,21	-4,39		16,19	-6,09		15,84	-7,08		
918	Glina	GLINA11	2	SA	10,80	-1,05		12,25	-0,94		9,22	-1,44		8,59	-1,59		
935	Buftea	BUFTE12	2	SA	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
936	Chitila	CHITI12	2	SA	12,54	-1,15		14,72	-1,79		9,73	-2,43		9,34	-2,62		
576	Arcuda	ARCUD 11	2	SA	24,94	-5,21		33,63	-5,67		21,91	-7,20		20,66	-7,35		
631	Mihailesti	MIHTI11	2	SA	5,23	-0,16		8,19	-1,32		5,49	-1,47		4,70	-2,77		
975	Dragomiresti	DRAG11	2	SA	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
976	Dragomiresti	DRAG12	2	SA	10,51	0,74		10,62	0,10		7,84	-0,13		7,26	-0,38		
564	Domnesti	DOMN11	2	SA	14,58	-2,98		20,27	-3,06		13,46	-3,81		9,80	-4,04		
684	Otopeni	OTOPEN1	2	SA	18,65	-3,65		19,79	-3,96		13,78	-4,55		13,01	-4,99		
2334	Cefin	CEFIN1	2	SA	2,30	0,40		2,30	0,40		1,60	0,30		1,10	0,10		
2335	Cefin	CEFIN2	2	SA	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		
2336	Transilvania	TRANS1	2	SA	8,43	-1,47		10,73	-1,87		5,67	-1,58		5,23	-1,77		
2337	Transilvania	TRANS2	2	SA	6,58	0,97		6,99	1,03		7,01	1,02		7,19	1,01		
					7610,23	**1039,11**		**7748,03**	**920,16**		**5575,49**	**742,61**		**4948,98**	**550,04**		

Anexa B-2 STATII

LISTA STAŢIILOR ATRIBUITE COMPANIEI NAŢIONALE DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A.

Nr. crt.	Denumirea staţiei	Tensiunea [kV]	Numar TRANSFORMATOARE/AUTOTRANSFORMATOARE defalcat dupa puterea nominala aparenta Sn [MVA]																Sn total [MVA]	SUCURSALA	Numar de unitati
			1250	500	400	250	200	160	125	100	75	63	40	25	20	16	10	6.3			
	Staţia Isaccea **********)	(750)/400																	0	Constanta	0
1	Staţia Arad	400/220/110			1	1	1												850	Timisoara	3
2	Staţia Bradu	400/220/110			2		2									2			1232	Pitesti	6
3	Staţia Brazi Vest	400/220/110			1		2												800	Bucuresti	3
4	Staţia Bucureşti Sud	400/220/110			2		2					2							1326	Bucuresti	6
5	Staţia Gutinaş	400/220/110			2		2												1200	Bacau	4
6	Staţia Iernut	400/220/110			2		1						1			1			1056	Sibiu	5
7	Staţia Lacu Sărat	400/220/110			2		2										1		1210	Constanta	5
8	Staţia Mintia	400/220/110			2		2												1200	Timisoara	4
9	Staţia Porţile de Fier I	400/220/110		3													1		1510	Craiova	4
10	Staţia Sibiu Sud	400/220/110			2	2								2					1350	Sibiu	6
11	Staţia Suceava	400/220/110				1	1									2			482	Bacau	4
12	Staţia Urecheşti	400/220/110			1		1												600	Craiova	2
13	Staţia Roşiori	400/220			1														400	Cluj	1
14	Staţia Slatina	400/220			2		2												1200	Pitesti	4
15	Staţia Bacău Sud	400/110				1													250	Bacau	1
16	Staţia Focşani Vest *)	400 (220)/110					1							2					250	Bacau	3
17	Staţia Munteni *)	400 (220)/110					1									2			232	Bacau	3
18	Staţia Roman Nord	400/110				1													250	Bacau	1
19	Staţia Braşov	400/110				2													500	Sibiu	2
20	Staţia Cluj Est	400/110				1							2						330	Cluj	3
21	Staţia Constanţa Nord	400/110				2													500	Constanta	2
22	Staţia Dârste	400/110				1													250	Sibiu	1
23	Staţia Domneşti ******)	400/110				3							2						830	Bucuresti	5
24	Staţia Drăgăneşti Olt	400/110				1								2					300	Pitesti	3
25	Staţia Gura Ialomiţei	400/110				2										2			532	Bucuresti	4
26	Staţia Medgidia Sud	400/110				2											1		510	Constanta	3
27	Staţia Pelicanu	400/110				2													500	Bucuresti	2

Nr. crt.	Denumirea staţiei	Tensiunea [kV]	Numar TRANSFORMATOARE/AUTOTRANSFORMATOARE defalcat dupa puterea nominala aparenta Sn [MVA]																Sn total [MVA]	SUCURSALA	Numar de unitati
			1250	500	400	250	200	160	125	100	75	63	40	25	20	16	10	6.3			
28	Staţia Smârdan	400/110				2											1		510	Constanta	3
29	Staţia Tulcea Vest *******)	400/110				3										2			782	Constanta	5
30	Staţia Oradea Sud	400/110				2										2			532	Cluj	4
31	Staţia Tariverde	400/110				3													750	Constanta	3
32	Staţia Reşiţa (Trece in categoria statiilor de 400 kV)	400/220/110			1	1	1												850	Timisoara	3
33	Staţia Arefu (Trece in categoria statiilor de 400 kV)	400/220/110			1		2							1		1			841	Pitesti	5
34	Staţia Cernavodă	400																	0	Constanta	0
35	Staţia Rahman	400																	0	Constanta	0
36	Staţia Stupina	400																	0	Constanta	0
37	Statia Isaccea	400																	0	Constanta	0
38	Staţia Gădălin	400																	0	Cluj	0
39	Staţia Ţânţăreni	400																	0	Craiova	0
40	Staţia Nădab	400																	0	Timisoara	0
41	Staţia Alba Iulia	220/110					2							1					425	Sibiu	3
42	Staţia Baia Mare 3	220/110					2												400	Cluj	2
43	Staţia Barboşi	220/110					2												400	Constanta	2
44	Staţia Baru Mare	220/110					1									2			232	Timisoara	3
45	Staţia Calafat	220/110					1												200	Craiova	1
46	Staţia Câmpia Turzii (********)	220/110					1							2					250	Cluj	3
47	Staţia Cetate	220/110					1							2					250	Craiova	3
48	Staţia Cluj Floreşti	220/110					2							2					450	Cluj	4
49	Staţia Craiova Nord	220/110					2												400	Craiova	2
50	Staţia Dumbrava	220/110					2												400	Bacau	2
51	Staţia FAI (*********)	220/110					2									4			464	Bacau	6
52	Staţia Fântânele	220/110					1										1		210	Sibiu	2
53	Staţia Fileşti	220/110					1												200	Constanta	1
54	Staţia Fundeni (*****)	220/110			2								2						880	Bucuresti	4
55	Staţia Gheorgheni	220/110					2							2					450	Sibiu	4
56	Staţia Ghizdaru	220/110					2										2		420	Bucuresti	4
57	Staţia Grădişte	220/110					2							2					450	Pitesti	4

Nr. crt.	Denumirea staţiei	Tensiunea [kV]	Numar TRANSFORMATOARE/AUTOTRANSFORMATOARE defalcat dupa puterea nominala aparenta Sn [MVA]																Sn total [MVA]	SUCURSALA	Numar de unitati
			1250	500	400	250	200	160	125	100	75	63	40	25	20	16	10	6.3			
58	Staţia Hăşdat	220/110					2												400	Timisoara	2
59	Staţia Iaz	220/110					2												400	Timisoara	2
60	Staţia Işalniţa	220/110					2												400	Craiova	2
61	Staţia Mostiştea	220/110					1									2			232	Bucuresti	3
62	Statia Paroseni	220/110					1												200	Timisoara	1
63	Staţia Pestiş (**********)	220/110					2												400	Timisoara	2
64	Staţia Piteşti Sud	220/110					1							1		1			241	Pitesti	3
65	Staţia Râureni	220/110					1												200	Pitesti	1
66	Staţia Săcălaz	220/110					1												200	Timisoara	1
67	Staţia Sălaj	220/110					1							1					225	Cluj	2
68	Staţia Sărdăneşti	220/110					1									2			232	Craiova	3
69	Staţia Stâlpu	220/110					1									2			232	Bucuresti	3
70	Staţia Stupărei	220/110					1												200	Pitesti	1
71	Staţia Târgovişte	220/110					3							1		1			641	Bucuresti	5
72	Staţia Târgu Jiu Nord	220/110					1						2						280	Craiova	3
73	Staţia Teleajen	220/110					1												200	Bucuresti	1
74	Staţia Tihău	220/110								1									100	Cluj	1
75	Staţia Timişoara	220/110					2												400	Timisoara	2
76	Staţia Turnu Măgurele	220/110					3							1		1			641	Bucuresti	5
77	Staţia Turnu Severin Est	220/110					2							2	1				470	Craiova	5
78	Staţia Ungheni	220/110					2							1		1			441	Sibiu	4
79	Staţia Vetiş (*********)	220/110					1									2			232	Cluj	3
80	Staţia Oţelărie **)	220																	0	Timisoara	0
81	Staţia Calea Aradului ***)	400(220)																	0	Timisoara	0
82	Staţia Fălciu	110																	0	Bacau	0
	Sn TOTAL [MVA]																		37363		
	NUMAR TOTAL TRAFO/AT		0	3	24	33	81	0	0	1	0	2	9	25	1	32	7	0	218		

*) Functioneaza la 220 kV

**) Transformatorul 220/110 kV nu apartine TRANSELECTRICA

***) Functioneaza la 220kV; Transformatoarele 220/20kV nu apartin TRANSELECTRICA

(****) In statia Arefu in luna august 2014 s-a pus in functie o unitate de transformare cu puterea de 25 MVA care a inlocuit o unitate de transformare cu puterea de 16 MVA

(*****) În stația Fundeni în cursul lunii iulie 2015, respectiv martie 2016 s-au pus în funcție doua unitati de transformare cu puterea de 40 MVA care au inlocuit doua unitati de transformare cu puterea de 25MVA.

******) In statia Domnesti in data de 29.06.2015 a fost redata in exploatare unitatea de transformare T4-110/20 kV 25 MVA inlocuind unitatea de transformare cu puterea de 16 MVA (instalata si pusa in functie provizoriu in data de 09.04.2015)

*******) In statia Tulcea Vest in cursul lunii martie 2015 s-a pus in functie o unitate de transformare cu puterea de 250 MVA.

********) In statia Campia Turzii in cadrul procesului de modernizare a statiei s-au montat suplimentar fata de situatia anterioara, o unitate de transformare (AT 220/110 kV, 200 MVA) in luna mai 2017 si o unitate de transformare (T 110/20 KV, 25 MVA) in luna aprilie 2016, puterea instalata devenind 250 MVA de la 25 MVA anterior.

*********) In statia Vetis in cadrul procesului de modernizare a statiei a fost inlocuita o unitate de transformare de 110/20 kV, 10 MVA cu o unitate de 110/20 kV de 16 MVA in luna iulie 2017, puterea instalata devenind 232 MVA de la 226 MVA anterior.

**********) In statia Pestis in luna noiembrie 2017 au fost retrase definitiv din exploatare cele doua transformatoare de 110/6 kV, 40 MVA, puterea instalata devenind 400 MVA de la 480 MVA anterior.

***********) In staţia Isaccea in semestrul II 2017, in cadrul procesului de retehnologizare a staţiei etapa I, a fost retrasa definitiv din exploatare o unitate de transformare de 750/400 kV, 1250 MVA, puterea instalata devenind 1250 MVA de la 2500 MVA anterior.

***********) In staţia Isaccea in **05.07.2019,** in continuarea procesului de retehnologizare a staţiei, a fost **retrasa definitiv din exploatare si a doua unitate de transformare** de 750/400 kV, 1250 MVA.

************) In anul 2020, urmare a înlocuirii (PIF iunie 2020) unităţii de transformare de 110/6 kV-25 MVA, cu o unitate de 110/6 kV-16 MVA, **puterea instalată în staţia electrică FAI se modifică de la 473 MVA la 464 MVA.**

*************) In anul 2021 urmare a inlocuirii (PIF februarie 2021) a unitatii de transformare AT3 - 400 MVA 400/220kV cu o unitate de 500 MVA 400/220kV, **puterea instalata in statia electrica Portile de Fier se modifica de la 1410MVA la 1510 MVA. An fabricatie unitate noua 2020.**

**************) In anul 2021 urmare a inlocuirii (PIF iunie 2021) a unitatii de transformare T2 - 16 MVA 110/20kV cu o unitate de 25 MVA 110/20kV, **puterea instalata in statia electrica Pitesti Sud se modifica de la 232 MVA la 241 MVA. An fabricatie unitate noua 2021.**

***************) In anul 2021 urmare a montarii (PIF august 2021) noii unitati de transformare **(T3)** de 400/110 kV, 250 MVA, **puterea instalata in statia electrica Sibiu Sud se modifica de la 1100 MVA la 1350 MVA. An fabricatie unitate noua 2021.**

****************) In anul 2021 urmare a inlocuirii celor doua unitati de 110/20 kV - 25 MVA, respectiv 16 MVA, cu doua unitati de cate 40 MVA, **puterea instalata in statia electrica Domnesti se modifica de la 791 MVA la 830 MVA. An fabricatie pentru cele doua unitati noi de transformare 2020.**

*****************) În anul 2021 urmare a înlocurii unităţii de transformare T1 - 16 MVA, 110/20 kV a fost înlocuit cu o unitate de 25 MVA **(fost T4 în staţia Domneşti, an fabricaţie 1980, RK în anul 2011)**, 110/20 kV, **puterea instalată în staţia electrică Târgovişte se modifică de la 632 MVA la 641 MVA**.

******************) In anul 2022 urmare a punerii în funcţiune (PIF aprilie 2022) a noii unitati de transformare **(AT2)** de 400/220 kV, 400 MVA, **puterea instalata in statia electrica Iernut se modifica de la 656 MVA la 1056 MVA. An fabricatie unitate noua 2022.**

*******************) In anul 2023 urmare a inlocuirii vechiului **T1 de 110/20 kV, 10 MVA** cu o unitate noua de **16 MVA**, **puterea instalata in statia electrica Baru Mare se modifica de la 226 MVA la 232 MVA. An fabricatie unitate noua 2021.**

********************) In anul 2024 conform adreselor STT Timisoara si schemei de functionare in provizorat , numarul si puterea unitatilor de transformare care se vor regasi in schema definitiva este **AT3 400/220 kV - 400 MVA, T1 400/110 kV - 250 MVA si AT1 220/110 kV - 200 MVA. AT2 220/110 kV - 200 MVA a fost retras definitiv din exploatare. Astfel puterea instalata in statia Resita devine 400+250+200=850 MVA de la 2x200=400 MVA. Totodata, statia Resita trece in randul statiilor cu tensiunea superioara de 400 kV.**

*********************) Odata cu trecerea (28 noiembrie 2024) **statiei Arefu** in categoria statiilor cu tensiunea superioara de 400 kV a fost montata o **noua unitate de transformare de 400 MVA, 400/220 kV (an fabriacatie 2023)**

NOTA: In tabel **NU A FOST INCLUSA** Statia 220 kV **RATESTI -** Instalaţii de racordare în proprietatea terţilor şi exploatate de CNTEE "Transelectrica"-SA – Staţii electrice de 220 kV (conform Ordin ANRE nr. 59 / 2013 cu modificările şi completările ulterioare)**.**

reprezinta ultimele modificari operate cu ocazia actualizarii datelor aferente Licentei de Transport.

Anexa B-2 - LINII ELECTRICE

Denumire	Numar de circuite	Tens. constr. [kV]	Tens. de funct. [kV]	Putere naturala [MW]	Curent-limita termica [A]	Curent-limita admis protectii [A]	Lungime TRASEU [km]
LINII CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 750 kV							
Ucraina Sud-Isaccea **(*)**	1	750	750	2200	2400	897	3,108
Isaccea-Stupina	1	(750) si 400	400				83,004
Medgidia Sud-Varna **(14)** (anterior Stupina-Varna)	1	(750) si 400	400				43,163
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 750 kV (**)							**129,275**
LINII CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV							
Portile de Fier - (Anina) - Resita **(15)**	1	400	400	500	1700	1142	116,871
Bacau Sud - Roman Nord	1	400	400	140	1700	728	58,811
Bradu - Brasov	1	400	400	400	500	1700	150,700
Brasov - Darste	1	400	400	510	1700	1142	13,200
Brazi Vest - Darste	1	400	400	400	510	1700	116,531
Brazi Vest - Teleajen	1	400	220	150	1600	546	36,940
Brazi Vest - CET circ.1+2	2	400	400				3,012
Bucuresti Sud - Domnesti	1	400	400	500	1700	1142	34,367
Bucuresti Sud - Gura Ialomitei	1	400	400	500	1700	1142	139,437
Bucuresti Sud - Pelicanu	1	400	400	530	1600	1142	119,164
Bucuresti Sud - Slatina	1	400	400	450	1600	1524	177,300
Cernavoda -Medgidia Sud	1	400	400	570	1800	687	21,000
Cernavoda-Constanta Nord	1	400	400	510	1700	1142	70,009
Cernavoda-Gura Ialomitei circ.1	1	400	400	520	1700	1142	62,922
Constanta Nord-Tariverde	1	400	400				49,460
Tariverde-Tulcea Vest	1	400	400				74,760
Domnesti - Brazi Vest	1	400	400	500	1700	762	64,054
Gadalin - Cluj Est	1	400	400	510	1600	344	19,920
Gadalin - Iernut	1	400	400	500	1700	1512	50,860
Cernavoda - Gura Ialomitei circ. 2+3 **(10)**	2	400	400				55,108
Gutinas - Bacau Sud	1	400	400	150	1700	1026	55,282
Gutinas - Brasov	1	400	400	500	1600	1375	124,483
Gutinas - Smardan	1	400	400	500	1700	1142	136,300
Iernut - Ungheni circ. 2	1	400	220	150	800	728	29,133
Isaccea-Lacu Sarat **(*) (9)**	1	400	400	500	1700	953	63, 796
Isaccea-Smardan circ.1	1	400	400	530	1700	1512	57,045
Isaccea-Smardan circ.2	1	400	400	530	1700	1512	56,872
Lacu Sarat - CET Braila TA4	1	400	400				9,350
Lacu Sarat-Gura Ialomitei **(*)**	1	400	400	500	1600	1142	70,265
Lacu Sarat-Smardan	1	400	400	500	1700	1142	33,700
Mintia - Arad	1	400	400	150	1700	525	137,705
Nadab - Arad	1	400	400				34,000
Pelicanu - CSC[400] circ. 1+2	2	400	110				3,338
Pelicanu - Cernavoda	1	400	400	520	1700	1142	95,087
Portile de Fier - Slatina	1	400	400	510	1600	1352	171,000
Portile de Fier - Urechesti	1	400	400	500	1800	1352	84,700
Racord Focsani Vest	2	400	220				17,500
Racord Munteni	2	400	220				0,572

Retezat - Hasdat	1	400	220	500	1700	1142	41,286
Roman Nord - Suceava	1	400	400	140	1700	728	99,552
Rosiori - Gadalin	1	400	400	500	1700	1512	122,182
Rosiori - Oradea Sud	1	400	400	150	1600	477	132,640
Sibiu Sud - Brasov	1	400	400	500	1600	1512	125,300
Sibiu Sud - Mintia	1	400	400	500	1700	550	127,800
Sibiu Sud- Iernut	1	400	400	500	1700	1524	81,620
Slatina - Draganesti Olt	1	400	400	500	1700	1142	34,381
Tantareni - Bradu	1	400	400	500	1700	1375	196,900
Tantareni - Arefu **(17)** (anterior Tantareni - Sibiu Sud)	1	400	400	500	1700	1105	184,384
Arefu - Sibiu Sud **(17)** (anterior Tantareni - Sibiu Sud)	1	400	400				71,820
Tantareni - Slatina	1	400	400	500	1800	1524	87,800
Tantareni - Turceni G1+2;G3+4	2	400	400				10,000
Tantareni - Turceni G5+6;G7+8	2	400	400				10,000
Tantareni - Urechesti	1	400	400	500	1700	1524	70,000
Teleajen - Stalpu	1	400	220	150	1600	477	53,480
Tulcea Vest - Isaccea **(*)**	1	400	400	500	1700	1142	31,337
Urechesti - CTE Rovinari G3+4	1	400	400				15,000
Urechesti - CTE Rovinari G5+6	1	400	400				15,000
Urechesti - Domnesti	1	400	400	500	1700	1375	263,620
Isaccea-Rahman	1	400	400			1200	56,135
Racord U1-Cernavoda	1	400	400				0,500
Racord Cernavoda-Trafo1	1	400	400				0,500
Racord Cernavoda-Trafo2	1	400	400				0,500
Oradea Sud - Nadab **(3)**	1	400	400				72,131
Cernavoda - Gura Ialomitei circ. 4 **(11)**	1	400	400				69,303
Gura Ialomitei - Stalpu **(12)**	2	400	400				99,307
Stupina-Medgidia Sud **(14)** (anterior Stupina-Varna)	1	(750) si 400	400				51,069
Rahman - Medgidia Sud **(16)** (anterior Rahman-Dobrudja)	1	400	400				78,507
LINII DE INTERCONEXIUNE CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV							
Arad - Sandorfalva	1	400	400	150	1700	1026	54,645
Medgidia Sud - Dobrudja **(16)** (anterior Rahman - Dobrudja)	1	400	400			1200	43,135
Isaccea-Vulcanesti	1	400	400			1940	4,563
Nadab - Bekescsaba	(2)1	400	400				20,869
Portile de Fier - Djerdap	1	400	400	510	1700	953	0,500
Rosiori - Mukacevo	1	400	400	510	1700	846	39,700
Tantareni - Kozlodui circuit 1+2	2	400	400	560	1700	1146	101,000
Resita - Pancevo **(5)**	2	400	400				62,124
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV (**)							**5.143,144**
LINII CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 220 kV							
Alba Iulia - Galceag	1	220	220	120	875	728	58,183
Alba Iulia - Sugag	1	220	220	120	875	728	46,909
Arefu - CHE Vidraru circ.1+2	2	220	220	120	800	728	5,600
Baia Mare 3 - Iernut	1	220	220	120	800	728	160,560
Baia Mare 3 - Tihau	1	220	220	120	875	728	58,300
Barbosi-Filesti	1	220	220	120	800	728	6,623
Barbosi-Focsani Vest **(*)**	1	220	220	130	800	728	87,658
Baru Mare - Paroseni	1	220	220	120	800	728	20,221
Bradu - Arefu	1	220	220	120	875	794	71,400

Bradu - Pitesti Sud	1	220	220	120	800	477	5,900
Bradu - Stuparei	1	220	220	120	875	794	75,000
Bradu - Targoviste circ. 2 **(13)**	1	220	220	120	875	794	53,500
Bradu - Ratesti (stalpii 175÷98N) **(13)**	1	220	220				23,500
Targoviste - Ratesti (stalpii 1÷98N) **(13)**	1	220	220				30,000
Bucuresti Sud - Fundeni circ. 1+2	2	220	220	120	800	728	25,030
Bucuresti Sud - Ghizdaru 1/ **Derivatia Mostistea.** LEA realizata in configuratie dublu circuit	2	220	220	120			51,451
Bucuresti Sud - Ghizdaru circ. 1+2	2	220	220	120	800	477	75,426
Brazi Vest - CET circ. 3	1	220	220				2,749
Calea Aradului - Arad	1	220	220				47,500
Campia Turzii - Cuptoare circ.1+2	2	220	220	120			2,200
Cetate - Calafat (un circuit funcţionează la tensiunea de 110 kV)	2	220	220/110	120	875	546	38,000
Cluj Floresti - Alba Iulia	1	220	220	120	800	728	96,350
Cluj Floresti - Campia Turzii	1	220	220	120	800	728	53,625
Cluj Floresti - Mariselu	1	220	220	120	800	728	25,930
Cluj Floresti - Tihau	1	220	220	120	875	728	67,980
Craiova Nord - Isalnita circ.1	1	220	220	120	750	682	9,600
Craiova Nord - Isalnita circ.2	1	220	220	120	750	682	9,600
Craiova Nord - Sardanesti	1	220	220	120	800	728	70,600
Craiova Nord - Slatina. LEA realizata in configuratie dublu circuit.	2	220	220	120	750	682	51,400
Craiova Nord - Turnu Magurele	1	220	220	120	875	692	125,000
Dumbrava - Stejaru	1	220	220	120	875	546	34,341
FAI - Suceava	1	220	220	120	875	716	116,072
Fantanele - Gheorgheni	1	220	220	120	800	728	80,069
Fundeni - Brazi Vest circ. 1+2	2	220	220				69,961
Ghizdaru - Turnu Magurele	1	220	220	120	800	728	82,228
Gradiste - Slatina. LEA realizata partial in configuratie dublu circuit.	1	220	220	120	800	728	23,300
Gutinas - Focsani Vest	1	220	220	130	800	728	69,151
Gutinas - TA7 Borzesti	1	220	220	120			2,982
Gutinas - TA8 Borzesti	1	220	220	120			2,772
Gutinas - AT1 Borzesti	1	220	220	120			2,905
Gutinas - AT2 Borzesti	1	220	220	120			2,898
Gutinas - Dumbrava	1	220	220	120	800	728	89,184
Gutinas - Munteni	1	220	220	120	875	728	116,843
Gutinas -FAI	1	220	220	120	900	429	190,607
Hasdat - Baru Mare	1	220	220	120	800	728	43,897
Hasdat - Otelarie Hunedoara	1	220	220	120	800	728	7,422
Iernut - Campia Turzii	1	220	220	120	1700	1050	64,415
Iernut - Ungheni circ. 1	1	220	220	120	636	577	30,155
Isalnita-Gradiste. LEA realizata partial in configuratie dublu circuit.	1	220	220	120	875	728	61,500
Lacu Sarat-CET Braila TA1	1	220	220	120			9,390
Lacu Sarat-CET Braila TA2	1	220	220	120			9,380
Lacu Sarat-CET Braila TA3	1	220	220	120			9,380
Lacu Sarat-Filesti	1	220	220	120	800	728	29,428
Mariselu - CHE Mariselu TH 1+2	2	220	220	120			0,950
Mariselu - CHE Mariselu TH 3	1	220	220	120			0,950
Mintia - Alba Iulia	1	220	220	120	800	728	83,683
Mintia - Hasdat	1	220	220	120	800	728	25,519

Munteni - FAI	1	220	220	120	875	728	73,764	
Pestis - Hasdat	1	220	220	120	800	728	16,688	
Mintia - Pestis circ.1+2	2	220	220	120	800	728	18,675	
Pestis - Otelarie	1	220	220	120	800	728	11,249	
Portile de Fier - Cetate circ. 1+2	2	220	220	120	875	546	91,000	
Portile de Fier - Resita 1+2	2	220	220	120	800	728	116,476	
Portile de Fier - Turnu Severin Est circ. 1. Realizat partial in configuratie dublu circuit cu circ. 2.	1	220	220	120	800	477	13,000	
Portile de Fier - Turnu Severin Est circ. 2. Realizat partial in configuratie dublu circuit cu circ. 1.	1	220	220	120	875	477	13,000	
Raureni - Arefu	1	220	220	120	800	728	46,200	
Resita - Iaz circ. 1+2	2	220	220	120	870	477	30,728	
Resita - Timisoara circ. 1+2	2	220	220	120	875	728	73,129	
Rosiori - Baia Mare3 circ. 1+2	2	220	220	120	800	728	33,280	
Rosiori - Vetis	1	220	220	120	900	477	34,120	
Sacalaz - Calea Aradului	1	220	220				7,712	
Sibiu - Lotru circ. 1+2	2	220	220	120	875	728	85,133	
Stejaru - Gheorgheni	1	220	220	120	800	546	59,552	
Stuparei - Raureni	1	220	220	120	800	728	12,700	
Targoviste - Brazi Vest circ. 1+2	2	220	220	120	875	794	50,500	
Targoviste - Cuptoare circ. 1+3	2	220	220	120			1,800	
Targoviste - Cuptoare circ. 2	1	220	220	120			1,800	
Targoviste - Doicesti circ.1+2	2	220	220	120	875	546	15,660	
Tg.Jiu Nord - Paroseni	1	220	220	120	800	546	38,000	
Tihau - Salaj (un circuit funcţionează la tensiunea de 110 kV)	2	220	220/110	120	875	477	27,000	
Timisoara - Sacalaz	1	220	220	120	875	794	24,620	
Timisoara - Arad	1	220	220	120	875	728	53,719	
Timisoara - Mintia	1	220	220	120	875	794	130,091	
Ungheni - Fantanele	1	220	220	120	800	728	29,371	
Urechesti - CTE Rovinari G1+2	2	220	220				15,000	
Urechesti - Sardanesti	1	220	220	120	750	682	68,000	
Urechesti - Tg.Jiu Nord	1	220	220	120	800	728	22,000	
Slatina - SRA1 **(7)**	1	220	220				0,200	
Slatina - SRA2 **(8) LES**	1	220	220				0,300	
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 220 kV							**3.929,644**	
LINII DE INTERCONEXIUNE CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 110 kV								
Gura Vaii - Sip	1	110	110				1,900	
Husi - Cioara	1	110	110				15,408	
Jimbolia-Kikinda	1	110	110				7,000	
Siret - Porubnoe	1	110	110				2,700	
Stanca - Costesti	1	110	110				0,180	
Tutora - Ungheni	1	110	110				10,810	
Falciu - Gotesti **(4)**	1	110	110				2,420	
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 110 kV							**40,418**	
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 750 kV (**)							**129,275**	**3,108**
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV (**)							**5.143,144**	**5.269,311**
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 220 kV							**3.929,644**	**3.929,644**
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 110 kV							**40,418**	**40,418**

LUNGIME TOTALA LEA IN FUNCTIE DE TENSIUNEA CONSTRUCTIVA	**9.242,481**	**9.242,481**

NOTA: 1. S-a eliminat LEA 220 kV Portile de Fier-Cetate circuitul 2 in lungime de 91 km. S-a redenumit LEA 220 kV Portile de Fier-Cetate circuitul 1 in LEA (dublu circuit) Portile de Fier - Cetate circ. 1+2 in lungime de 91 km. Astfel lungimea totala LEA 220 kV a scazut de la 3.950,361 km la 3.859,361, iar lungimea totala a LEA de la 8.850,421 la 8.759,421.

2. S-au scos din cadrul LEA cu tensiunea constructiva 400 kV, respectiv LEA de interconexiune cu tensiunea constructiva 400 kV: - LEA 400 kV Isaccea-Stupina in lungime de 83,004 km, si respectiv LEA 400 kV Stupina-Varna in lungime de 67,794 km. Acestea s-au introdus in categoria LEA cu tensiunea constructiva 750 kV. Astfel lungimea totala LEA cu tensiunea constructiva 750 kV a crescut de la 4,434 km la 155,232 km, iar lungimea totala LEA cu tensiunea constructiva 400 kV s-a diminuat de la 4.857,628 km la 4.706,83 km.

(*) Corectii efectuate asupra lungimii liniilor ca urmare a ridicarilor topo (**de ex.**: lungimea LEA 750 kV Ucraina Sud-Isaccea de la 4,434 km a devenit 3,108 km).

3. Constructia LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab a fost finalizata in 2020 si a fost PIF in luna decembrie 2020. Lungimea LEA este de 72,131 km. Tronsonul din LEA partial construit a avut o lungime de 59,237 km.

4. LEA cu tensiunea de 110 kV, in lungime de 2,42 km, realizată intre staţia Fălciu (RO) şi staţia Goteşti (MD), pe teritoriul României, inclusiv traversarea râului Prut până la graniţă, receptionata in luna noiembrie 2013.

5. In anul 2018 a fost finalizată construcţia şi s-a receptionat LEA 400 kV (d.c.) Reşiţa – Pancevo in lungime de 62,124 km (pe teritoriul României) (mentiune facuta in martie 2019).

6. Lungimea totală a LEA 400 kV Anina – Reşiţa se modifică din 41,150 km in 35,499 km. Această modificare se datorează faptului că porţiunea din LEA de la stâlpul 1 la stâlpul 22 a fost dezafectată ca urmare a lucrărilor executate pentru includerea LEA 400 kV Anina – Reşiţa in noua LEA 400 kV Porţile de Fier – Reşiţa (mentiune facuta in luna martie 2019).

7. Completare Tabel LEA 220 kV cu LEA 220 kV Slatina-SRA1 in lungime de 0,200 km. A fost o scapare de-a lungul timpului. S-a constatat ca aceasta bucata de LEA apare in Conventia de exploatare ca fiind in gestiunea CNTEE "Transelectrica"-SA

8. Creare Tabel nou **LES 220 kV** cu LES 220 kV Slatina-SRA2 in lungime de 0,300 km. A fost o scapare de-a lungul timpului. S-a constatat ca aceasta bucata de **LES** apare in Conventia de exploatare ca fiind in gestiunea CNTEE "Transelectrica"-SA

9. Urmare a lucrărilor de relocare pentru execuţia podului suspendat peste Dunăre, în zona Brăila, lungimea LEA 400 kV Isaccea-Lacu Sărat se măreşte cu 59,76 m, noua lungime fiind 63,796 km.

10. LEA nouă, construită pe stâlpi dublu circuit, ca urmare a lucrărilor de investiţii „LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței".

11. LEA *provizorie* care înglobează vechea LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiţei circ. 2 şi stâlpii de racord în staţia Gura Ialomiţei conform proiectului de investiţii „LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței". S-a obţinut prin şuntarea LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpu cu LEA 400 kV Gura Ialomiţei – Stâlpu lângă stâlpii 200, respectiv 6.

12. LEA nouă, *provizorie*, construită pe stâlpi dublu circuit, conform proiectului de investiţii „LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței". Are în componenţă porţiunile noilor LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpu şi LEA 400 kV Gura Ialomiţei – Stâlpu, porţiunile cuprinse între stâlpii 200-540, respectiv 6-346.

13. Prin sectionarea circuitului 1 din fosta LEA 220 kV Bradu-Targoviste circ. 1+2 s-a creat LEA 220 kV Bradu-Targoviste circ. 2 in lungime de 53,500 km si aparitia LEA 220 kV Bradu – Răteşti (stâlpii 175 ÷ 98N) in lungime de 23,500 km si LEA 220 kV Târgovişte – Răteşti (stâlpii 1 ÷ 98N) in lungime de 30,000 km. ***Modificarile au fost necesare pentru evacuarea puterii produse în CEF Răteşti (noiembrie 2023).***
NOTA: In tabel **NU AU FOST INCLUSE** Racord staţia Răteşti - Bradu (stâlpul 98N) (LEA realizată în configuraţie dublu circuit) in lungime de 0,292 km si Racord staţia Răteşti - Târgovişte (stâlpul 98N) (LEA realizată în configuraţie dublu circuit) in lungime de 0,292 km

14. În luna martie 2024, în cadrul proiectului de racordare a LEA 400 kV Stupina – Varna și a LEA 400 kV Rahman – Dobrudja în stația Medgidia Sud, s-a pus în funcțiune LEA 400 kV Stupina pe celula proprie în stația Medgidia Sud.

14. LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna a rezultat în urma secţionării LEA 400 kV Stupina – Varna. LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna este formată din porţiunea de linie nouă cuprinsă între staţia Medgidia Sud până la stâlpul 371 şi porţiunea de linie veche de la stâlpul 371 până la stâlpul 463 (stâlp de graniţă cu Bulgaria). Racordul în staţia Medgidia Sud pentru LEA 400 kV Varna este o LEA nouă dublu circuit.

15. LEA 400 kV Portile de Fier - (Anina) - Resita. Linie nouă formată din două porţiuni: porţiunea de la staţia Porţile de Fier până la stâlpul 259 (porţiune de linie nou construită având lungimea de 81,318 km) şi din porţiunea de la stâlpul 259 până la rigla de intrare în viitoarea staţie 400 kV Reşiţa, aferentă fostei LEA 400 kV Anina – Reşiţa (porţiune de linie care a fost reabilitată având lungimea de 35,553 km).

16. LEA 400 kV Rahman-Medgidia Sud este formată din porțiunea de linie veche L400 kV Rahman – Dobrudja între stâlpul numărul 1 de lângă stația Rahman și stâlpul numărul 252 și porțiunea de linie nouă de la stâlpul numărul 252 la stația Medgidia Sud (denumită Racord 1), aferentă viitoarei L400 kV Medgidia Sud – Dobrudja. Racordul în stația Medgidia Sud pentru L400 kV Dobrudja și pentru L400 kV Rahman este o linie aeriană nouă dublu circuit.

LEA 400 kV Rahman – Dobrudja a fost secționată la stâlpul numărul 252, rezultând două linii noi: L400 kV Medgidia Sud – Dobrudja formată din porțiunea de linie cuprinsă între stația Medgidia Sud până la stâlpul numărul 491 (vechi) și de la stâlpul numărul 491 până la stâlpul numărul 605 (stâlp de graniță cu Bulgaria) și LEA 400 kV Medgidia Sud – Rahman formată din porțiunea de linie veche între stâlpul numărul 1 și stâlpul numărul 252 și porțiunea nouă de la stâlpul numărul 252 spre stația Medgidia Sud (denumită Racord 2). Racordul în stația Medgidia Sud pentru L400 kV Dobrudja și pentru L400 kV Rahman este o linie aeriană nouă dublu circuit.

17. Pentru racordarea staţiei noi 400 kV Arefu, fosta LEA 400 kV Ţânţăreni - Sibiu Sud a fost secţionată la stâlpul 534 rezultând LEA 400 kV Ţânţăreni – Arefu şi LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud.

(**) Tinandu-se cont de situatia LEA cu *tensiuni constructive*, in cazul ***LEA 400 kV*** lungimea totala a rezultat ca fiind **4990,974 km** la care pentru corelarea cu situatia LEA cu *tensiuni nominale* trebuie **adunata** lungimea LEA Isaccea - Stupina de 83,004 km si lungimea LEA Stupina - Varna de 67,794 km, respectiv **150,798 km**. Diferenta intre cele doua situatii este de 150,798 km depinzand de incadrarea celor doua linii mentionate dupa tensiunea constructiva (la 750 kV) sau nominala de functionare (la 400 kV). **Astfel:**

Lungime LEA 750 kV (tensiune constructiva): 153,906 km

Lungime LEA 750 kV (tensiune nominala / de functionare): 153,906 - *150,798* = 3,108 (vezi **(**)**)

Lungime LEA 400 kV: **4990,974** km **sau** 4990,974 + *150,798* = **5141,772** km ***(EXEMPLU DE INTERPRETARE)***

Anexa B-2 - BOBINE DE COMPENSARE

Bobine de compensare

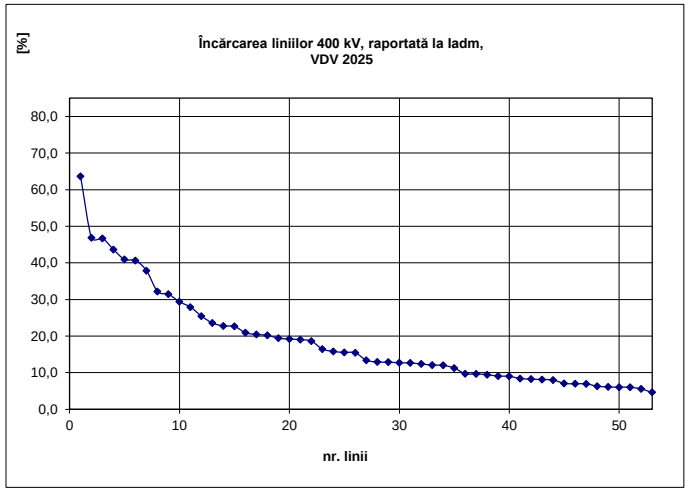
Nr.crt	Statia	Q_n [MVAr]	$Q_{utilizat}$ [MVAr]	Nr. Bobine	Q_n (TOTAL) [MVAr]	UTT
400 kV						
1	Urechesti	1x100	1x100	1	100	**Craiova**
2	CNE Cernavoda	2x100	2x100	2	200	**Constanta**
3	Tintareni	2x100	2x100	2	200	**Craiova**
4	Isaccea	2x100	2x100	2	200	**Constanta**
5	Arad	1x100	1x100	1	100	**Timisoara**
6	Rosiori	1x100	1x100	1	100	**Cluj**
7	Dirste	1x100	1x100	1	100	**Sibiu**
8	Mintia (***)	1x100	1x100	1	100	**Timisoara**
9	Gutinaş	1x100	1x100	1	100	**Bacau**
10	Suceava	1x100	1x100	1	100	**Bacau**
11	Bucuresti Sud	1x100	1x100	1	100	**Bucuresti**
12	Oradea Sud	1x100	1x100	1	100	**Cluj**
13	Gadalin	1x100	1x100	1	100	**Cluj**
14	Sibiu Sud	1x100	1x100	1	100	**Sibiu**
15	Bradu	1x100	1x100	1	100	**Pitesti**
16	Resita	1x100	1x100	1	100	**Timisoara**
110 kV						
17	Fundeni	1x100	1x100	1	100	**Bucuresti**
18	Domnesti	2x100	2x100	2	200	**Bucuresti**
TOTAL GENERAL		**2200**	**2200**	**22**	**2200**	

Anexa B-3

Tabel 1

Nr. crt.	Linii 400 kV				I [A]	Iadm [A]	I/Iadm [%]
1	LEA 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	1018	**1600**	63,6
2	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD		DOBRUDJA	937	**2000**	46,9
3	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD		VARNA	934	**2000**	46,7
4	LEA 400 kV	BUCUREŞTI SUD	-	GURA IALOMIŢEI	698	**1600**	43,6
5	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	CERNAVODĂ	817	**1995**	41,0
6	LEA 400 kV	PELICANU	-	CERNAVODĂ	650	**1600**	40,6
7	LEA 400 kV	GUTINAŞ	-	SMÂRDAN	606	**1600**	37,9
8	LEA 400 kV	SMÂRDAN	-	ISACCEA, circ. 1 (circ. 2 retras pentru RTh Smârdan)	515	**1600**	32,2
9	LEA 400 kV	BUCUREŞTI SUD	-	PELICANU	503	**1600**	31,4
10	LEA 400 kV	DOMNEŞTI	-	BUCUREŞTI SUD	470	**1600**	29,4
11	LEA 400 kV	CLUJ EST	-	GĂDĂLIN	134	**480**	27,9
12	LEA 400 kV	CONSTANŢA NORD	-	CERNAVODĂ	443	**1740**	25,5
13	LEA 400 kV	ROŞIORI	-	MUKACEVO	410	**1740**	23,6
14	LEA 400 kV	TULCEA VEST	-	TARIVERDE	437	**1920**	22,8
15	LEA 400 kV	CONSTANŢA NORD	-	TARIVERDE	394	**1740**	22,6
16	LEA 400 kV	PORŢILE DE FIER	-	DJERDAP	364	**1740**	20,9
17	LEA 400 kV	LACU SĂRAT	-	ISACCEA	327	**1600**	20,4
18	LEA 400 kV	VULCĂNEŞTI	-	ISACCEA	348	**1722**	20,2
19	LEA 400 kV	SLATINA	-	PORŢILE DE FIER	338	**1740**	19,4
20	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	STUPINA	384	**2000**	19,2
21	LEA 400 kV	PORŢILE DE FIER	-	URECHEŞTI	331	**1740**	19,0
22	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD		RAHMAN	298	**1600**	18,6
23	LEA 400 kV	GURA IALOMIŢEI	-	CERNAVODĂ, circ. 3 nou	329	**2000**	16,5
24	LEA 400 kV	GURA IALOMIŢEI	-	CERNAVODĂ, circ. 4 nou	253	**1600**	15,8
25	LEA 400 kV	ŢÂNŢĂRENI	-	URECHEŞTI	270	**1740**	15,5
26	LEA 400 kV	GURA IALOMIŢEI	-	CERNAVODĂ, circ. 1	247	**1600**	15,4
27	LEA 400 kV	BRAŞOV	-	GUTINAŞ	233	**1740**	13,4
28	LEA 400 kV	ŢÂNŢĂRENI	-	AREFU	225	**1740**	12,9
29	LEA 400 kV	GUTINAŞ	-	BACĂU SUD	206	**1600**	12,9
30	LEA 400 kV	DOMNEŞTI	-	URECHEŞTI	221	**1740**	12,7
31	LEA 400 kV	PORŢILE DE FIER		REŞIŢA	253	**2000**	12,7
32	LEA 400 kV	ROMAN NORD	-	BACĂU SUD	198	**1600**	12,4
33	LEA 400 kV	ŢÂNŢĂRENI	-	BRADU	193	**1600**	12,1
34	LEA 400 kV	ROMAN NORD	-	SUCEAVA	192	**1600**	12,0
35	LEA 400 kV	SMÂRDAN	-	LACU SĂRAT	180	**1600**	11,3
36	LEA 400 kV	NĂDAB	-	BECKESCSABA	194	**2000**	9,7
37	LEA 400 kV	ARAD	-	SANDORFALVA	168	**1740**	9,7
38	LEA 400 kV	DÂRSTE	-	BRAZI VEST	136	**1440**	9,4
39	LEA 400 kV	LACU SĂRAT	-	GURA IALOMIŢEI	145	**1600**	9,1
40	LEA 400 kV	RAHMAN	-	ISACCEA	144	**1600**	9,0
41	LEA 400 kV	SIBIU SUD	-	AREFU	146	**1740**	8,4
42	LEA 400 kV	ARAD	-	NĂDAB	158	**1920**	8,2
43	LEA 400 kV	SLATINA	-	DRĂGĂNEŞTI OLT	78	**960**	8,1
44	LEA 400 kV	ROŞIORI	-	GĂDĂLIN	139	**1740**	8,0
45	LEA 400 kV	REŞIŢA		PANCEVO circ. 1	123	**1740**	7,1
46	LEA 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	121	**1740**	7,0
47	LEA 400 kV	BRAŞOV	-	BRADU	111	**1600**	6,9
48	LEA 400 kV	NĂDAB	-	ORADEA SUD	121	**1920**	6,3
49	LEA 400 kV	ROŞIORI	-	ORADEA SUD	106	**1740**	6,1
50	LEA 400 kV	IERNUT	-	SIBIU SUD	105	**1740**	6,0
51	LEA 400 kV	ŢÂNŢĂRENI	-	KOZLODUI, circ. aflat în funcţiune	96	**1600**	6,0
52	LEA 400 kV	SIBIU SUD	-	BRAŞOV	89	**1600**	5,6
53	LEA 400 kV	SLATINA	-	BUCUREŞTI SUD	81	**1740**	4,7
54	LEA 400 kV	DOMNEŞTI	-	BRAZI VEST	72	**1600**	4,5
55	LEA 400 kV	ARAD	-	MINTIA	76	**1740**	4,4
56	LEA 400 kV	SLATINA	-	ŢÂNŢĂRENI	67	**1740**	3,9
57	LEA 400 kV	IERNUT	-	GĂDĂLIN	61	**1740**	3,5
58	LEA 400 kV	STUPINA	-	ISACCEA	63	**2400**	2,6
59	LEA 400 kV	BRAŞOV	-	DÂRSTE	13	**1600**	0,8

Anexa B-3, diagrama 1



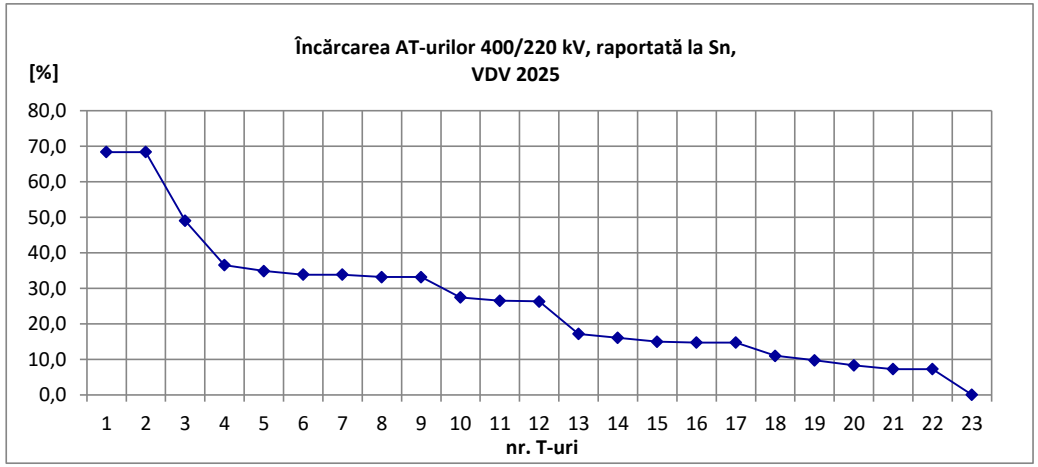
Notă
Nu s-au considerat liniile de evacuare din centrale
S-au considerat limite admisibile de curent ţinând cont minimul dintre valorile date de secţiunea conductorului şi cele date de echipamentele din staţiile de capăt
S-a considerat temperatura mediului ambiant de 30°C
S-a considerat o încărcare admisibilă de 120%In pentru transformatoarele de curent din staţiile de capăt

Anexa B-3

Tabel 2

Nr. crt.	AT 400/220 kV	S [MVA]	Sn [MVA]	S/Sn [%]
1	AT3 BUCUREȘTI SUD	273,36	400	68,3
2	AT4 BUCUREȘTI SUD	273,36	400	68,3
3	AT SLATINA aflat în funcțiune	196,08	400	49,0
4	AT URECHESTI	146,18	400	36,5
5	AT2 ROȘIORI	139,43	400	34,9
6	AT1 PORTILE DE FIER	169,19	500	33,8
7	AT3 PORTILE DE FIER	169,19	500	33,8
8	AT3 ARAD	132,58	400	33,1
9	AT3 REȘIȚA	132,55	400	33,1
10	AT3 LACU SĂRAT	109,6	400	27,4
11	AT4 LACU SĂRAT	105,97	400	26,5
12	AT2 PORTILE DE FIER	131,42	500	26,3
13	AT3 BRADU	68,61	400	17,2
14	AT MINTIA aflat in funcțiune	64,25	400	16,1
15	AT4 BRADU	59,84	400	15,0
16	AT5 GUTINAȘ	58,99	400	14,7
17	AT6 GUTINAȘ	58,99	400	14,7
18	AT AREFU	43,93	400	11,0
19	AT1 IERNUT	38,96	400	9,7
20	AT2 IERNUT	33,34	400	8,3
21	AT5 SIBIU SUD	28,95	400	7,2
22	AT6 SIBIU SUD	28,94	400	7,235
23	AT3 BRAZI VEST	0	400	0

Anexa B-3, diagrama 2

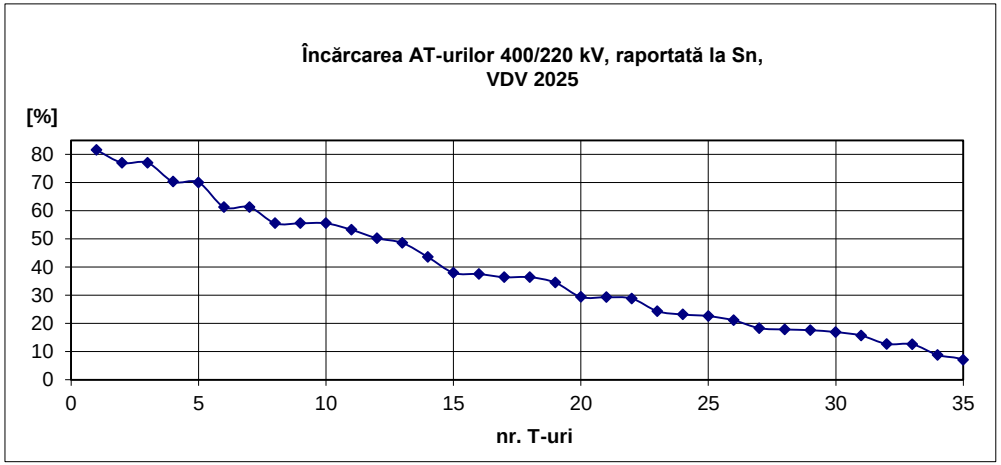


Anexa B-3

Tabel 3

Nr. crt.	Trafo 400/110kV	S [MVA]	Sn [MVA]	S/Sn [%]
1	T2 TARIVERDE	203,79	250	81,516
2	T1 TARIVERDE	192,52	250	77,0
3	T3 TARIVERDE	192,52	250	77,0
4	T2 DOMNEȘTI	175,77	250	70,3
5	T1 DOMNEȘTI	175,05	250	70,0
6	T1 RAHMAN	153,18	250	61,3
7	T2 RAHMAN	153,18	250	61,3
8	T3 TULCEA VEST	138,88	250	55,6
9	T1 TULCEA VEST	138,83	250	55,5
10	T2 TULCEA VEST	138,83	250	55,5
11	T2 MEDGIDIA SUD in funcțiune	133,06	250	53,2
12	T3 DOMNESTI	125,57	250	50,2
13	T FĂCĂENI	135,92	280	48,5
14	T2 STUPINA	108,81	250	43,5
15	T2 SUCEAVA	94,87	250	37,9
16	T7 CLUJ EST	93,75	250	37,5
17	T3 STUPINA	89,32	250	36,4
18	T1 STUPINA	89,32	250	36,4
19	T2 DÂRSTE	86,17	250	34,5
20	T1 BRAȘOV	73,43	250	29,4
21	T2 ORADEA SUD	73,2	250	29,3
22	T1 ORADEA SUD	72,06	250	28,8
23	T GURA IALOMIȚEI in funcțiune	60,8	250	24,3
24	T2 SMIRDAN	57,88	250	23,2
25	T2 PELICANU	56,47	250	22,6
26	T4 DRAGANEȘTI OLT	52,68	250	21,1
27	T4 SIBIU SUD	45,74	250	18,3
28	T2 BRAȘOV	44,59	250	17,8
29	T1 PELICANU	43,98	250	17,6
30	T3 SIBIU SUD	42,28	250	16,9
31	T ROMAN NORD	39,19	250	15,7
32	T2 CONSTANȚA NORD	31,69	250	12,7
33	T1 CONSTANȚA NORD	31,49	250	12,6
34	T BACĂU SUD	21,88	250	8,8
35	T ARAD	17,5	250	7,0
36	T1 CERNAVODĂ	1,16	250	0,5
37	T2 CERNAVODĂ	1,16	250	0,464

Anexa B-3, diagrama 3

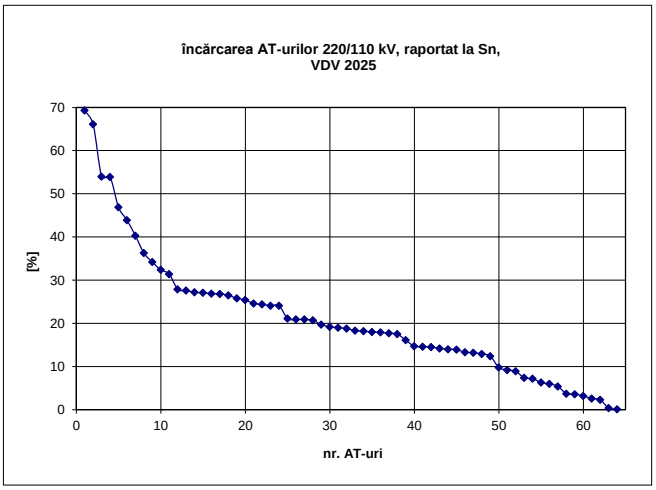


Anexa B-3

Tabel 4

Nr. crt.	AT 220/110kV	S [MVA]	Sn [MVA]	S/Sn [%]
1	AT1 BUCURESTI SUD	138,64	200	69,3
2	AT2 BUCURESTI SUD	132,27	200	66,1
3	AT1 FUNDENI	215,94	400	54
4	AT2 FUNDENI	215,68	400	53,9
5	AT CETATE	93,73	200	46,9
6	AT BRADU aflat în funcțiune	87,78	200	43,9
7	AT SĂCĂLAZ	80,63	200	40,3
8	AT1 ARAD	72,7	200	36,3
9	AT2 TIMIȘOARA	68,45	200	34,2
10	AT1 TIMIȘOARA	64,88	200	32,4
11	AT FAI aflat in funcțiune	62,81	200	31,4
12	AT2 TIRGOVISTE	55,87	200	27,9
13	AT1 ALBA IULIA	55,23	200	27,6
14	AT UNGHENI aflat in funcțiune	54,31	200	27,2
15	AT STEJARU	54,18	200	27,1
16	AT1 LACU SĂRAT	53,87	200	26,9
17	AT CLUJ FLOREȘTI aflat in funcțiune	53,62	200	26,8
18	AT2 LACU SĂRAT	53,05	200	26,5
19	AT2 BAIA MARE	51,64	200	25,8
20	AT TELEAJEN	50,85	200	25,4
21	AT CÂMPIA TURZII	49,13	200	24,6
22	AT BORZEȘTI	48,73	200	24,4
23	AT IȘALNIȚA aflat in funcțiune	48,15	200	24,1
24	AT3 IERNUT	48,18	200	24,1
25	AT1 BAIA MARE	42,12	200	21,1
26	AT GRăDIȘTE aflat in funcțiune	41,77	200	20,9
27	AT CALAFAT	41,78	200	20,9
28	AT PITEȘTI SUD	41,34	200	20,7
29	AT3 TIRGOVISTE	39,39	200	19,7
30	AT FÂNTINELE	38,34	200	19,2
31	AT VETIȘ	38,07	200	19
32	AT PESTIȘ in functiune	37,53	200	18,8
33	AT AREFU aflat in funcțiune	36,68	200	18,3
34	AT MINTIA aflat in funcțiune	36,43	200	18,2
35	AT SALAJ	35,96	200	18
36	AT TIHĂU	17,9	100	17,9
37	AT2 ALBA IULIA	35,49	200	17,7
38	AT1 BRAZI VEST	35,05	200	17,5
39	AT2 BRAZI VEST	32,14	200	16,1
40	AT URECHESTI	29,32	200	14,7
41	AT GHEORGHIENI aflat in functiune	29,29	200	14,6
42	AT IAZ aflat în funcțiune	28,93	200	14,5
43	AT FOCSANI VEST	28,42	200	14,2
44	AT PAROȘENI	28	200	14
45	AT CRAIOVA NORD aflat in funcțiune	27,77	200	13,9
46	AT BARU MARE	26,7	200	13,3
47	AT HĂȘDAT aflat în funcțiune	26,41	200	13,2
48	AT1 SUCEAVA	25,9	200	12,9
49	AT SARDANESTI	24,8	200	12,4
50	AT MUNTENI VEST	19,64	200	9,8
51	AT TURNU MAGURELE aflat in funcțiune	18,42	200	9,2
52	AT1 BARBOȘI	17,78	200	8,9
53	AT DUMBRAVA aflat in funcțiune	14,74	200	7,4
54	AT STILPU	14,44	200	7,2
55	AT FILEȘTI	12,58	200	6,3
56	AT LOTRU	9,05	150	6
57	AT MOSTIȘTEA	10,71	200	5,4
58	AT1 TURNU SEVERIN EST	7,31	200	3,7
59	AT2 TURNU SEVERIN EST	7,15	200	3,6
60	AT STUPĂREI	6,46	200	3,2
61	AT GHIZDARU aflat in funcțiune	5,16	200	2,6
62	AT RĂURENI	4,6	200	2,3
63	AT GUTINAȘ aflat in funcțiune	0,72	200	0,4
64	AT2 BARBOȘI	0,16	200	0,1

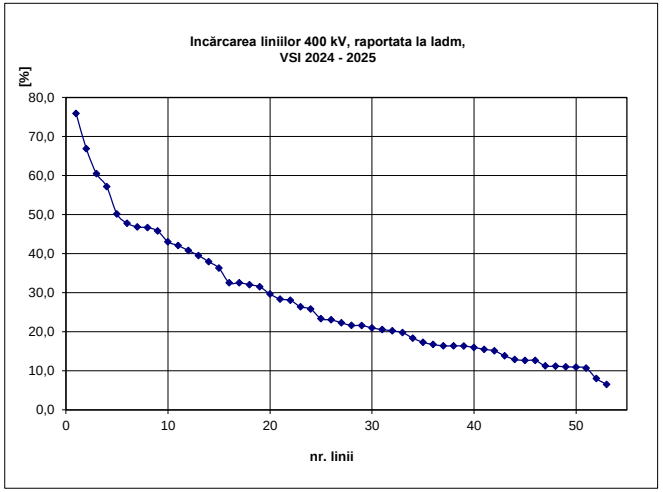
Anexa B-3, diagrama 4



Anexa B-4 **Tabel 1**

Nr. crt.	Linii 400 kV				I [A]	Iadm [A]	I/Iadm [%]
1	LEA 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	1215	**1600**	75,9
2	LEA 400 kV	VULCĂNEŞTI	-	ISACCEA	1298	**1940**	66,9
3	LEA 400 kV	GUTINAŞ	-	SMÂRDAN	968	**1600**	60,5
4	LEA 400 kV	IERNUT	-	SIBIU SUD	1098	**1920**	57,2
5	LEA 400 kV	TÂNŢĂRENI	-	KOZLODUI, circ.aflat în funcţiune	803	**1600**	50,2
6	LEA 400 kV	BUCUREŞTI SUD	-	GURA IALOMIŢEI	765	**1600**	47,8
7	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	DOBRUDJA	256	**2000**	46,9
8	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	VARNA	250	**2000**	46,7
9	LEA 400 kV	PELICANU	-	CERNAVODĂ	733	**1600**	45,8
10	LEA 400 kV	DÂRSTE	-	BRAZI VEST	620	**1440**	43,1
11	LEA 400 kV	CLUJ EST	-	GĂDĂLIN	202	**480**	42,1
12	LEA 400 kV	SIBIU SUD	-	BRAŞOV	653	**1600**	40,8
13	LEA 400 kV	SIBIU SUD	-	TÂNŢĂRENI	759	**1920**	39,5
14	LEA 400 kV	SMÂRDAN	-	ISACCEA, circ.1 (circ. 2 retras pentru RTh Smârdan)	607	**1600**	37,9
15	LEA 400 kV	BUCUREŞTI SUD	-	PELICANU	581	**1600**	36,3
16	LEA 400 kV	DOMNEŞTI	-	BUCURESTI SUD	521	**1600**	32,6
17	LEA 400 kV	TULCEA VEST	-	TARIVERDE	625	**1920**	32,6
18	LEA 400 kV	RAHMAN	-	ISACCEA	513	**1600**	32,1
19	LEA 400 kV	IERNUT	-	GĂDĂLIN	605	**1920**	31,5
20	LEA 400 kV	LACU SĂRAT	-	GURA IALOMIŢEI	475	**1600**	29,7
21	LEA 400 kV	BRAŞOV	-	DÂRSTE	454	**1600**	28,4
22	LEA 400 kV	SMÂRDAN	-	LACU SĂRAT	449	**1600**	28,1
23	LEA 400 kV	ARAD	-	MINTIA	507	**1920**	26,4
24	LEA 400 kV	TÂNŢĂRENI	-	BRADU	413	**1600**	25,8
25	LEA 400 kV	GURA IALOMIŢEI	-	CERNAVODĂ, circ. 3 nou	467	**2000**	23,4
26	LEA 400 kV	GUTINAŞ	-	BACĂU SUD	369	**1600**	23,1
27	LEA 400 kV	GURA IALOMIŢEI	-	CERNAVODĂ, circ. 4 nou	357	**1600**	22,3
28	LEA 400 kV	GURA IALOMIŢEI	-	CERNAVODĂ, circ. 1	346	**1600**	21,6
29	LEA 400 kV	CONSTANŢA NORD	-	CERNAVODĂ	415	**1920**	21,6
30	LEA 400 kV	PORŢILE DE FIER	-	DJERDAP	403	**1920**	21,0
31	LEA 400 kV	ROŞIORI	-	GĂDĂLIN	395	**1920**	20,6
32	LEA 400 kV	ROMAN NORD	-	BACĂU SUD	324	**1600**	20,3
33	LEA 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	380	**1920**	19,8
34	LEA 400 kV	STUPINA	-	ISACCEA	441	**2400**	18,4
35	LEA 400 kV	LACU SĂRAT	-	ISACCEA	277	**1600**	17,3
36	LEA 400 kV	NĂDAB	-	BECKESCSABA	335	**2000**	16,8
37	LEA 400 kV	ARAD	-	NĂDAB	315	**1920**	16,4
38	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	CERNAVODĂ	327	**1995**	16,4
39	LEA 400 kV	NĂDAB	-	ORADEA SUD	314	**1920**	16,4
40	LEA 400 kV	ROŞIORI	-	MUKACEVO	307	**1920**	16,0
41	LEA 400 kV	BRAŞOV	-	BRADU	248	**1600**	15,5
42	LEA 400 kV	ROMAN NORD	-	SUCEAVA	242	**1600**	15,1
43	LEA 400 kV	SLATINA	-	PORŢILE DE FIER	266	**1920**	13,9
44	LEA 400 kV	BRAŞOV	-	GUTINAŞ	248	**1920**	12,9
45	LEA 400 kV	DOMNEŞTI	-	URECHEŞTI	243	**1920**	12,7
46	LEA 400 kV	PORŢILE DE FIER	-	REŞIŢA	600	**2000**	12,7
47	LEA 400 kV	SLATINA	-	ŢÂNŢĂRENI	216	**1920**	11,3
48	LEA 400 kV	DOMNEŞTI	-	BRAZI VEST	179	**1600**	11,2
49	LEA 400 kV	SLATINA	-	DRĂGĂNEŞTI OLT	106	**960**	11,0
50	LEA 400 kV	CONSTANŢA NORD	-	TARIVERDE	210	**1920**	10,9
51	LEA 400 kV	TÂNŢĂRENI	-	URECHEŞTI	205	**1920**	10,7
52	LEA 400 kV	PORŢILE DE FIER	-	URECHEŞTI	154	**1920**	8,0
53	LEA 400 kV	ROŞIORI	-	ORADEA SUD	125	**1920**	6,5
54	LEA 400 kV	SLATINA	-	BUCUREŞTI SUD	94	**1920**	4,9
55	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	STUPINA (cu racord linie interconexiune în staţia Medgidia Sud)	97	**2000**	4,9
56	LEA 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	RAHMAN (cu racord linie interconexiune în staţia Medgidia Sud)	95	**2000**	4,8
57	LEA 400 kV	ARAD	-	SANDORFALVA	69	**1920**	3,6

Anexa B-4, diagrama 1

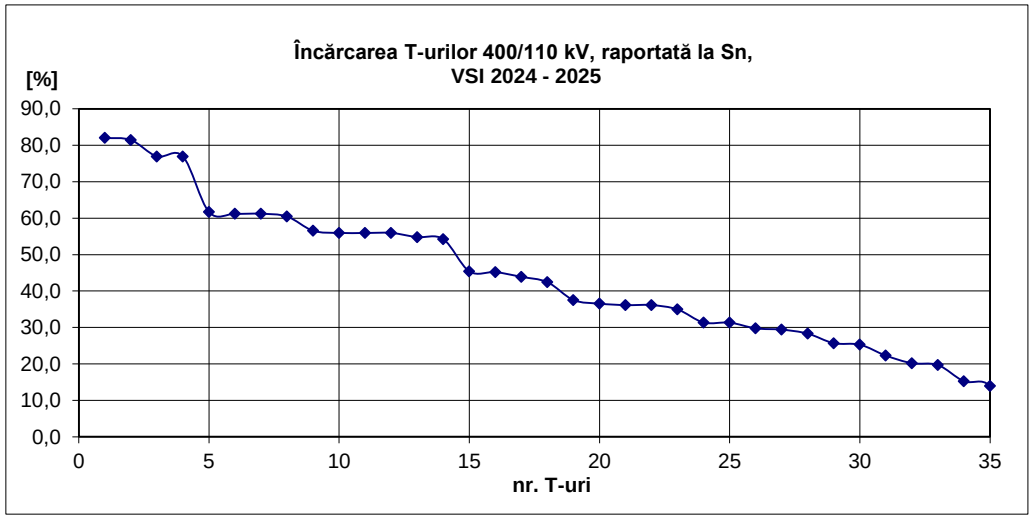


Notă
Nu s-au considerat liniile de evacuare din centrale
S-au considerat limite admisibile de curent ţinând cont minimul dintre valorile date de secţiunea conductorului şi cele date de echipamentele din staţiile de capăt
S-a considerat temperatura mediului ambiant de 20°C
S-a considerat o încărcare admisibilă de 120%In pentru transformatoarele de curent din staţiile de capăt

Anexa B-4, tabel 2

Nr. crt.	T 400/110kV	S [MVA]	Sn [MVA]	S/Sn [%]
1	T2 MEDGIDIA SUD aflat în funcțiune	205,03	250	82,0
2	T2 TARIVERDE	203,6	250	81,4
3	T3 TARIVERDE	192,34	250	76,9
4	T1 TARIVERDE	192,34	250	76,9
5	T1 DOMNEȘTI	154,21	250	61,7
6	T1 RAHMAN	153	250	61,2
7	T2 RAHMAN	153	250	61,2
8	T2 DOMNEȘTI	151,12	250	60,4
9	T7 CLUJ EST	141,35	250	56,5
10	T3 TULCEA VEST	139,85	250	55,9
11	T1 TULCEA VEST	139,83	250	55,9
12	T2 TULCEA VEST	139,83	250	55,9
13	T2 SUCEAVA	136,97	250	54,8
14	T FĂCĂENI	135,57	250	54,2
15	T1 BRAȘOV	113,51	250	45,4
16	T2 DĂRSTE	112,97	250	45,2
17	T2 STUPINA	109,74	250	43,9
18	T3 DOMNEȘTI	106,07	250	42,4
19	T2 BRAȘOV	93,84	250	37,5
20	T1 PELICANU	91,36	250	36,5
21	T3 STUPINA	90,35	250	36,1
22	T1 STUPINA	90,35	250	36,1
23	T ROMAN NORD	87,39	250	35,0
24	T1 CONSTANȚA NORD	78,41	250	31,4
25	T2 CONSTANȚA NORD	78,35	250	31,3
26	T4 SIBIU SUD	74,41	250	29,8
27	T3 SIBIU SUD	73,52	250	29,4
28	T4 DRĂGĂNEȘTI OLT	70,81	250	28,3
29	T1 ORADEA SUD	64,21	250	25,7
30	T2 ORADEA SUD	63,24	250	25,3
31	T SMÂRDAN	55,74	250	22,3
32	T ARAD	50,49	250	20,2
33	T GURA IALOMIȚEI aflat în funcțiune	49,25	250	19,7
34	T2 PELICANU	38,14	250	15,3
35	T BACĂU SUD	34,81	250	13,9
36	T1 CERNAVODĂ	1,17	250	0,5
37	T2 CERNAVODĂ	1,17	250	0,5

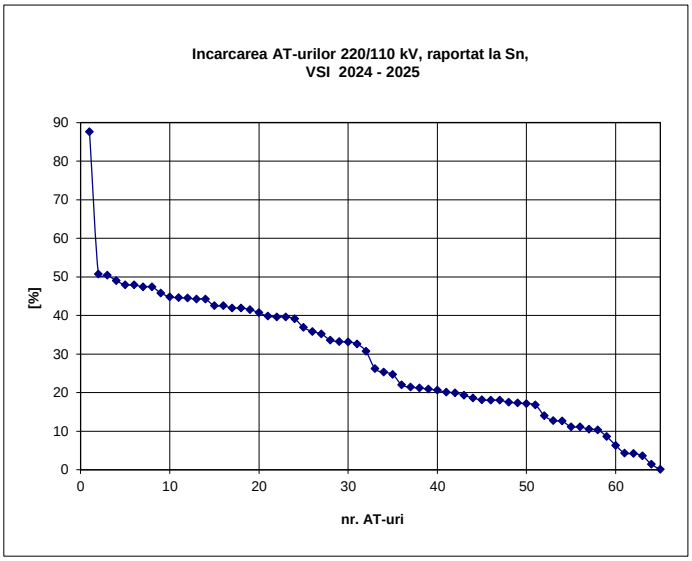
Anexa B-4, diagrama 2



Anexa B-4, tabel 3

Nr. crt.	AT 220/110kV	S [MVA]	Sn [MVA]	S/Sn [%]
1	AT1 ARAD	**175,23**	200	87,6
2	AT1 TIMIȘOARA	**101,49**	200	50,7
3	AT CLUJ FLOREȘTI aflat în funcțiune	**100,7**	200	50,4
4	AT UNGHENI aflat în funcțiune	**98,09**	200	49
5	AT2 TIMIȘOARA	**95,83**	200	47,9
6	AT FÂNTÂNELE	**95,79**	200	47,9
7	AT1 FUNDENI	**189,58**	400	47,4
8	AT2 FUNDENI	**189,5**	400	47,4
9	AT SĂCĂLAZ	**91,59**	200	45,8
10	AT TELEAJEN	**89,57**	200	44,8
11	AT1 BRAZI VEST	**89,12**	200	44,6
12	AT2 BRAZI VEST	**89,03**	200	44,5
13	AT2 TÂRGOVIȘTE	**88,46**	200	44,2
14	AT BRADU aflat în funcțiune	**88,42**	200	44,2
15	AT1 BAIA MARE	**84,97**	200	42,5
16	AT2 BUCUREȘTI SUD	**84,98**	200	42,5
17	AT CETATE	**83,9**	200	41,9
18	AT VETIȘ	**83,77**	200	41,9
19	AT GHEORGHIENI aflat în funcțiune	**82,9**	200	41,5
20	AT2 ALBA IULIA	**81,41**	200	40,7
21	AT3 TÂRGOVIȘTE	**79,6**	200	39,8
22	AT STÂLPU	**79,28**	200	39,6
23	AT1 BUCUREȘTI SUD	**79,23**	200	39,6
24	AT3 IERNUT	**78,14**	200	39,1
25	AT CÂMPIA TURZII	**73,73**	200	36,9
26	AT2 BAIA MARE	**71,7**	200	35,8
27	AT FAI aflat în funcțiune	**70,31**	200	35,2
28	AT GHIZDARU aflat în funcțiune	**67,26**	200	33,6
29	AT1 ALBA IULIA	**66,49**	200	33,2
30	AT URECHEȘTI	**66,17**	200	33,1
31	AT LOTRU	**48,9**	150	32,6
32	AT1 BARBOȘI	**61,45**	200	30,7
33	AT FOCȘANI VEST	**52,39**	200	26,2
34	AT PAROȘENI	**50,69**	200	25,3
35	AT IȘALNIȚA aflat în funcțiune	**49,32**	200	24,7
36	AT PITEȘTI SUD	**44,07**	200	22
37	AT TIHĂU	**21,43**	100	21,4
38	AT SUCEAVA	**42,33**	200	21,2
39	AT PESTIȘ aflat în funcțiune	**41,8**	200	20,9
40	AT TURNU MĂGURELE aflat în funcțiune	**41,13**	200	20,6
41	AT SĂRDĂNEȘTI	**40,12**	200	20,1
42	AT2 BORZEȘTI	**39,74**	200	19,9
43	AT HĂȘDAT aflat în funcțiune	**38,59**	200	19,3
44	AT SĂLAJ	**37,21**	200	18,6
45	AT CALAFAT	**36,29**	200	18,1
46	AT AREFU aflat în funcțiune	**35,95**	200	18
47	AT GRĂDIȘTE aflat în funcțiune	**35,99**	200	18
48	AT IAZ aflat în funcțiune	**34,99**	200	17,5
49	AT MINTIA aflat în funcțiune	**34,7**	200	17,3
50	AT BARU MARE	**34,15**	200	17,1
51	AT CRAIOVA aflat în funcțiune	**33,51**	200	16,8
52	AT MOSTIȘTEA	**27,92**	200	14
53	AT GUTINAȘ aflat în funcțiune	**25,31**	200	12,7
54	AT MUNTENI VEST	**25,17**	200	12,6
55	AT2 DROBETA TURNU SEVERIN	**22,22**	200	11,1
56	AT1 DROBETA TURNU SEVERIN	**22,22**	200	11,1
57	AT REȘIȚA	**21,1**	200	10,5
58	AT FILEȘTI	**20,58**	200	10,3
59	AT STEJARU	**17,13**	200	8,6
60	AT STUPĂREI	**12,68**	200	6,3
61	AT1 LACU SĂRAT	**8,57**	200	4,3
62	AT2 LACU SĂRAT	**8,48**	200	4,2
63	AT RÂURENI	**7,2**	200	3,6
64	AT DUMBRAVA aflat în funcțiune	**2,75**	200	1,4
65	AT2 BARBOȘI	**0,16**	200	0,1

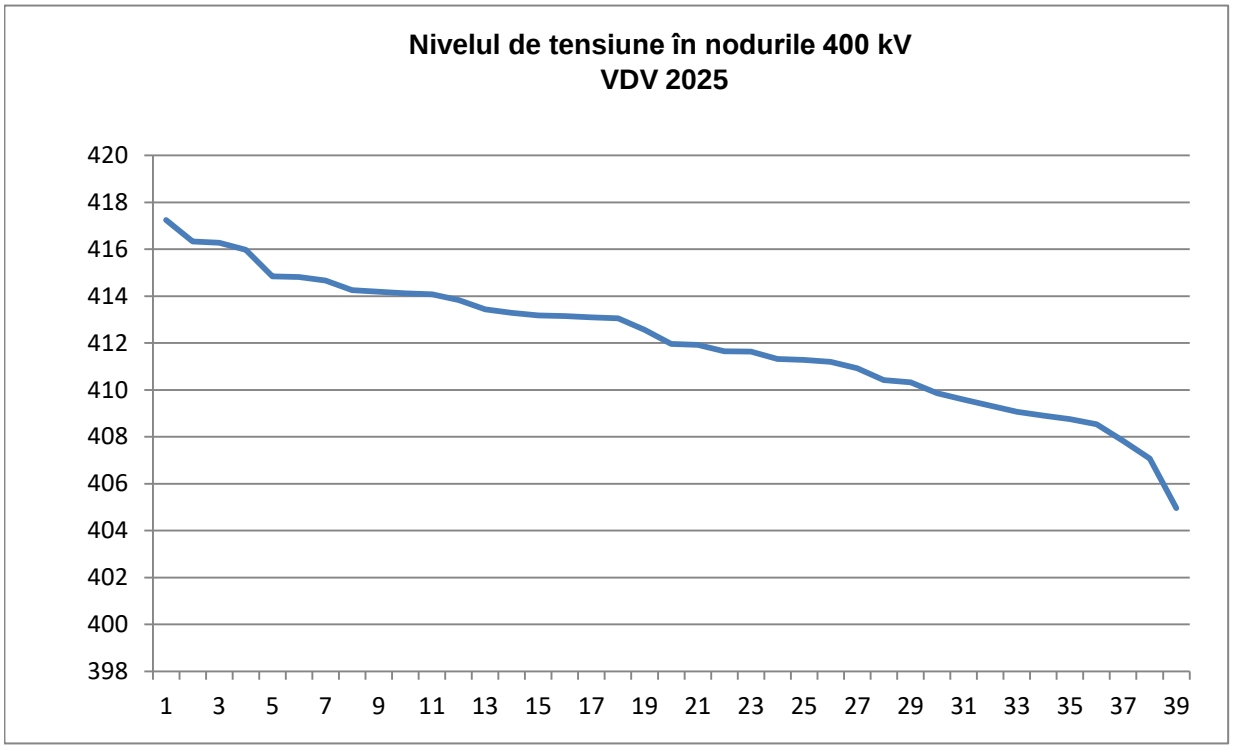
Anexa B-4, diagrama 3



Anexa B-5, Tabelul 1

Nr. Crt.	Statia	U [kV]	U [%]
1	Arefu	417,24	104,3
2	Brasov	416,33	104,1
3	Darste	416,28	104,1
4	Domnesti	415,98	104,0
5	Sibiu Sud	414,84	103,7
6	Brazi Vest	414,82	103,7
7	Gutinas	414,66	103,7
8	Iernut	414,25	103,6
9	Tantareni	414,19	103,5
10	Draganesti	414,12	103,5
11	Slatina	414,08	103,5
12	Bucuresti S	413,83	103,5
13	Cluj Est	413,43	103,4
14	Oradea	413,29	103,3
15	Bacau Sud	413,17	103,3
16	Nadab	413,15	103,3
17	Rosiori	413,1	103,3
18	Gadalin	413,05	103,3
19	Facaieni	412,56	103,1
20	Urechesti	411,96	103,0
21	Bradu	411,92	103,0
22	Pelicanu	411,65	102,9
23	Gura Ialom	411,64	102,9
24	Smardan	411,32	102,8
25	Lacu Sarat	411,28	102,8
26	Roman Nor	411,2	102,8
27	Arad	410,92	102,7
28	Portile de F	410,42	102,6
29	Rahman	410,32	102,6
30	Mintia	409,86	102,5
31	Isaccea	409,59	102,4
32	Cernavoda	409,32	102,3
33	Tulcea Vest	409,07	102,3
34	Tariverde	408,91	102,2
35	Stupina	408,76	102,2
36	Constanta	408,53	102,1
37	Medgidia S	407,82	102,0
38	Reşiţa	407,07	101,8
39	Suceava	404,96	101,2

Anexa B-5, Diagrama 1

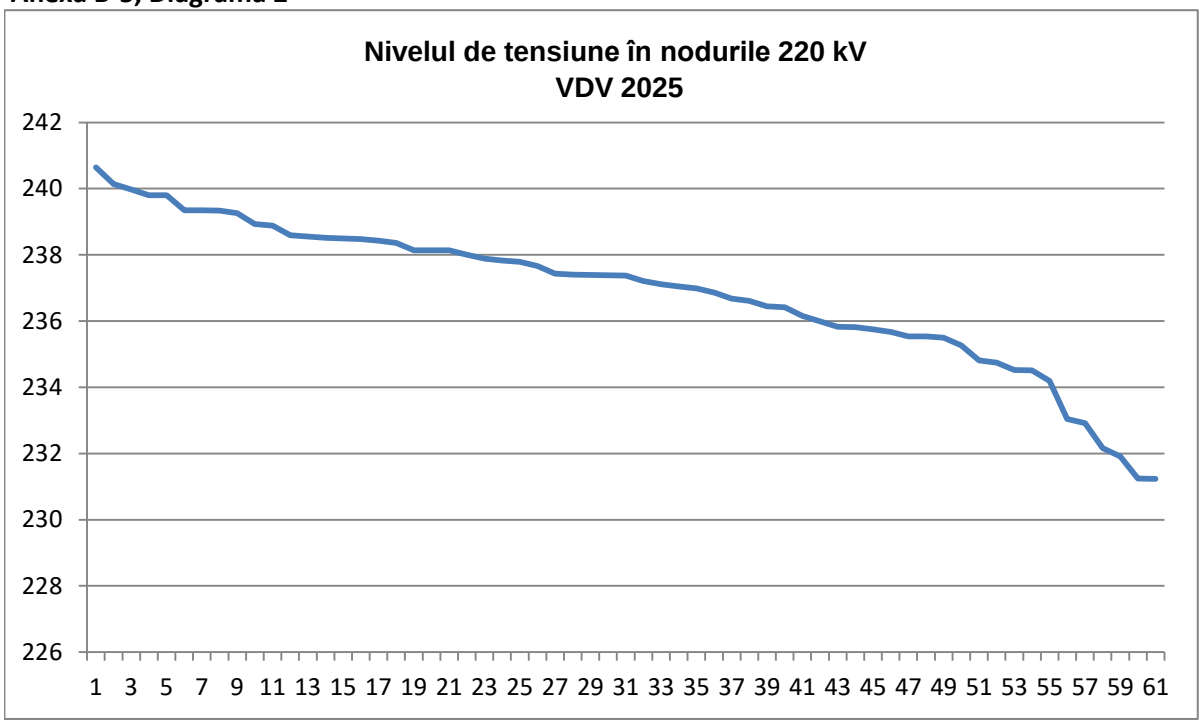


Anexa B-5, Tabelul 2

Nr. Crt.	Statia	U [kV]	U [%]
1	Arefu	240,64	109,4
2	Arad	240,14	109,2
3	Raureni	239,98	109,1
4	Calea Aradului	239,8	109,0
5	Stuparei	239,8	109,0
6	Ghizdaru	239,35	108,8
7	Rosiori	239,35	108,8
8	Turnu Magurele	239,34	108,8
9	Resita	239,26	108,8
10	Iernut	238,93	108,6
11	Mostistea	238,88	108,6
12	Baia Mare 3	238,59	108,5
13	Pitesti	238,55	108,4
14	Pestis	238,52	108,4
15	Bradu	238,5	108,4
16	Focsani Vest	238,48	108,4
17	Timisoara	238,43	108,4
18	Mintia	238,36	108,3
19	Hasdat	238,14	108,2
20	Targoviste	238,14	108,2
21	Bucuresti Sud	238,14	108,2
22	Ungheni	238	108,2
23	Paroseni	237,89	108,1
24	Răteşti	237,83	108,1
25	Iaz	237,79	108,1
26	Slatina	237,66	108,0
27	Vetis	237,43	107,9
28	Baru Mare	237,4	107,9
29	Fantanele	237,39	107,9
30	Targu Jiu Nord	237,38	107,9
31	Sacalaz	237,37	107,9
32	Fundeni	237,21	107,8
33	Craiova	237,11	107,8
34	Urechesti	237,05	107,8
35	Gradiste	236,99	107,7
36	Isalnita	236,86	107,7
37	Gheorgheni	236,68	107,6
38	Brazi Vest	236,61	107,6
39	Tihau	236,45	107,5
40	Gutinas	236,42	107,5
41	Sardanesti	236,16	107,3
42	Barbosi	235,99	107,3
43	Filesti	235,83	107,2
44	Stejaru	235,82	107,2
45	Dumbrava	235,75	107,2
46	Alba Iulia	235,67	107,1
47	Munteni	235,54	107,1

48	Salaj	235,54	107,1
49	Câmpia Turzii	235,5	107,0
50	Cluj Floresti	235,27	106,9
51	Teleajen	234,81	106,7
52	Stalpu	234,74	106,7
53	Lacu Sarat	234,52	106,6
54	FAI	234,51	106,6
55	Lotru	234,19	106,5
56	Suceava	233,04	105,9
57	Sibiu Sud	232,92	105,9
58	Cetate	232,16	105,5
59	Calafat	231,91	105,4
60	Portile de Fier	231,24	105,1
61	Turnu Severin Est	231,23	105,1

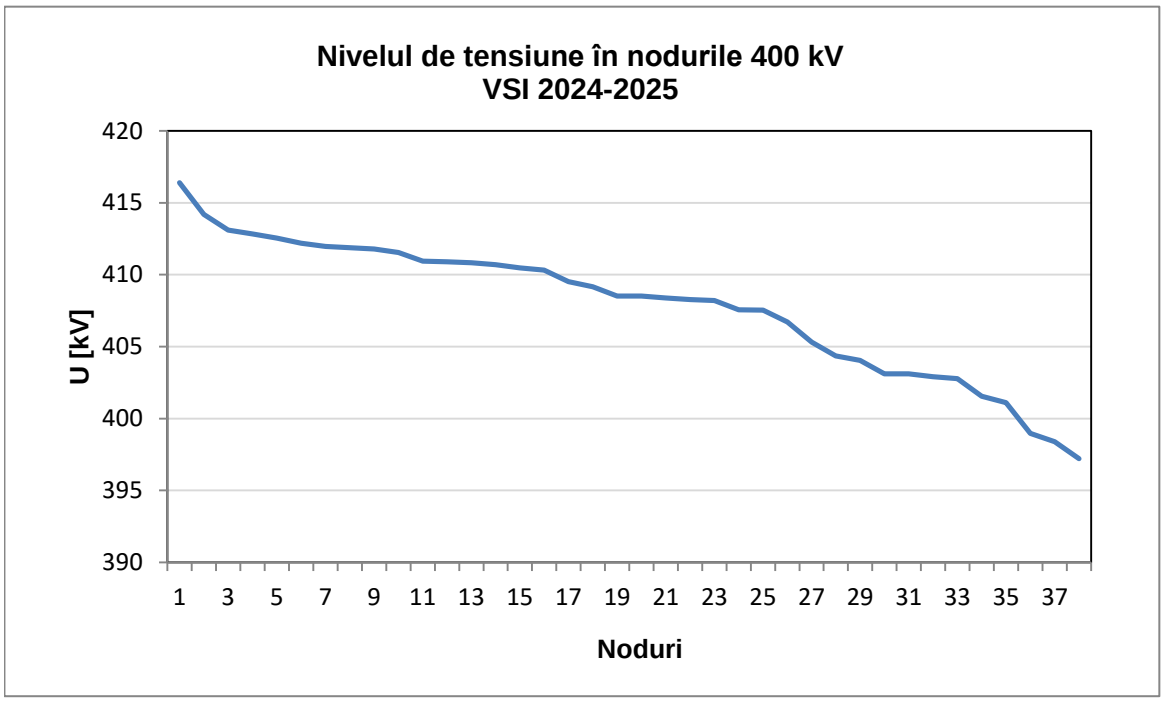
Anexa B-5, Diagrama 2



Anexa B-6, Tabelul 1

Nr. Crt.	Statia	U [kV]	U [%]
1	Domnesti	416,39	104,1
2	Bucuresti Sud	414,2	103,6
3	Facaieni	413,1	103,3
4	Bradu	412,83	103,2
5	Brazi Vest	412,55	103,1
6	Gura Ialomitei	412,19	103,0
7	Portile de Fier	411,96	103,0
8	Medgidia Sud	411,87	103,0
9	Draganesti Olt	411,78	102,9
10	Slatina	411,55	102,9
11	Darste	410,95	102,7
12	Rahman	410,89	102,7
13	Cernavoda	410,84	102,7
14	Brasov	410,69	102,7
15	Pelicanu	410,47	102,6
16	Stupina	410,33	102,6
17	Lacu Sarat	409,52	102,4
18	Constanta Nord	409,17	102,3
19	Tantareni	408,51	102,1
20	Tariverde	408,51	102,1
21	Urechesti	408,38	102,1
22	Smardan	408,28	102,1
23	Gutinas	408,21	102,1
24	Tulcea Vest	407,56	101,9
25	Isaccea	407,53	101,9
26	Bacau Sud	406,72	101,7
27	Reşiţa	405,32	101,3
28	Roman Nord	404,35	101,1
29	Sibiu Sud	404,05	101,0
30	Mintia	403,12	100,8
31	Cluj Est	403,12	100,8
32	Gadalin	402,92	100,7
33	Rosiori	402,78	100,7
34	Oradea	401,55	100,4
35	Iernut	401,11	100,3
36	Nadab	398,98	99,7
37	Arad	398,4	99,6
38	Suceava	397,22	99,3

Anexa B-6, Diagrama 1

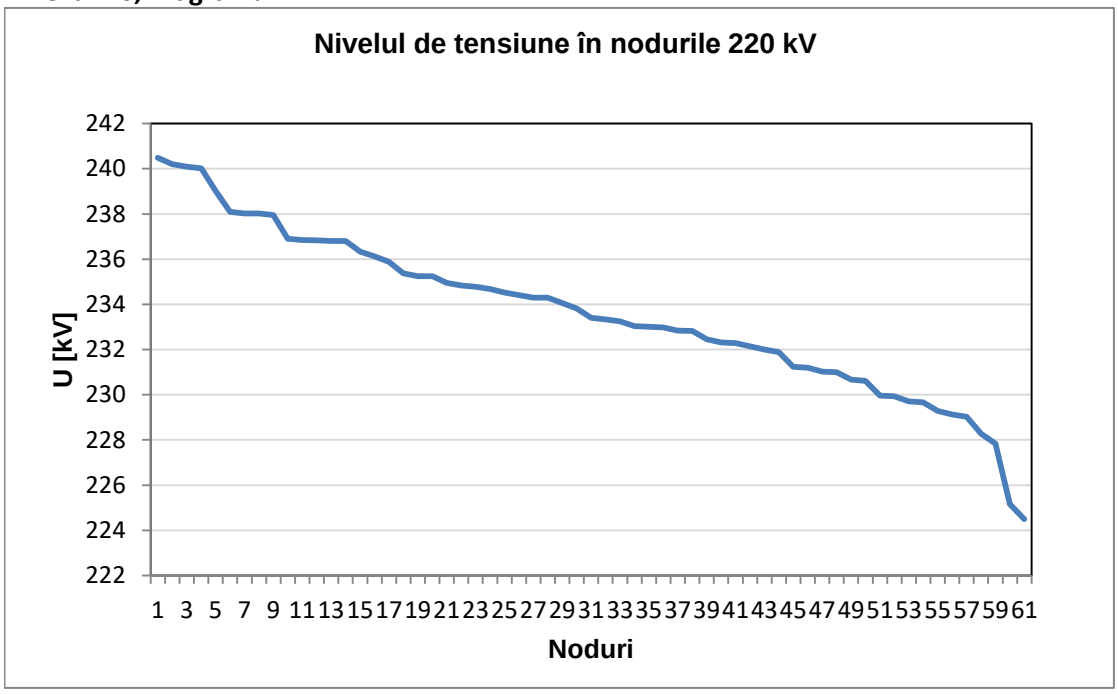


Anexa B-6, Tabelul 2

Nr. Crt.	Statia	U [kV]	U [%]
1	Fundeni	240,49	109,3
2	Bucuresti Sud	240,21	109,2
3	Ghizdaru	240,09	109,1
4	Mostistea	240,02	109,1
5	Turnu Magurele	239,02	108,6
6	Raureni	238,09	108,2
7	Stuparei	238,02	108,2
8	Brazi Vest	238,02	108,2
9	Arefu	237,95	108,2
10	Răteşti	236,9	107,7
11	Stalpu	236,85	107,7
12	Pitesti	236,83	107,7
13	Bradu	236,81	107,6
14	Targoviste	236,8	107,6
15	Focsani Vest	236,34	107,4
16	Teleajen	236,12	107,3
17	Slatina	235,88	107,2
18	Arad	235,37	107,0
19	Resita	235,24	106,9
20	Gradiste	235,24	106,9
21	Craiova	234,95	106,8
22	Calea Aradului	234,83	106,7
23	Isalnita	234,78	106,7
24	Pestis	234,68	106,7
25	Hasdat	234,53	106,6
26	Filesti	234,41	106,6
27	Barbosi	234,3	106,5
28	Mintia	234,29	106,5
29	Lacu Sarat	234,06	106,4
30	Iaz	233,81	106,3
31	Urechesti	233,41	106,1
32	Gutinas	233,34	106,1
33	Munteni	233,25	106,0
34	Alba Iulia	233,04	105,9
35	Sardanesti	233,01	105,9
36	Targu Jiu Nord	232,98	105,9
37	Paroseni	232,84	105,8
38	Rosiori	232,82	105,8
39	Cetate	232,46	105,7
40	Calafat	232,31	105,6
41	Baru Mare	232,29	105,6
42	Timisoara	232,15	105,5
43	Baia Mare 3	232	105,5
44	FAI	231,89	105,4
45	Sacalaz	231,24	105,1
46	Portile de Fier	231,19	105,1

47	Turnu Severin Est	231,03	105,0
48	Iernut	231	105,0
49	Vetis	230,67	104,9
50	Tihau	230,61	104,8
51	Salaj	229,96	104,5
52	Dumbrava	229,93	104,5
53	Ungheni	229,7	104,4
54	Cluj Floresti	229,66	104,4
55	Câmpia Turzii	229,28	104,2
56	Suceava	229,12	104,1
57	Stejaru	229,02	104,1
58	Fantanele	228,28	103,8
59	Gheorgheni	227,84	103,6
60	Sibiu Sud	225,16	102,3
61	Lotru	224,5	102,0

Anexa B-6, Diagrama 2



ANEXA B-7

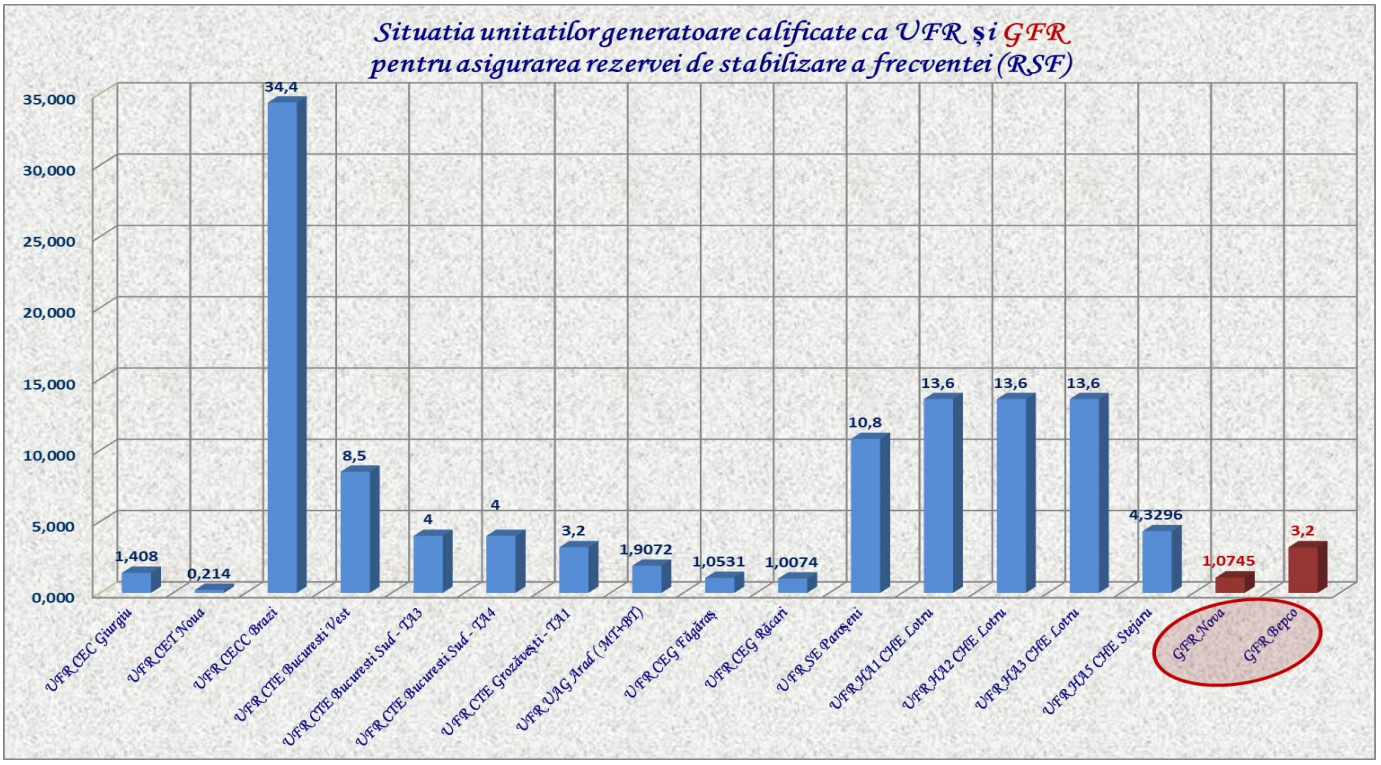
Curenti si puteri de scurtcircuit in statiile RET - 2025				
Denumirea staţiei	**Tensiunea nominală Un [kV]**	**Valoarea curentului de scurtcircuit I3 [kA]**	**Puterea de scurtcircuit S3 [MVA]**	**Curent nominal de rupere al intreruptoarelor Irupere [kA]**
Brazi Vest	**400**	**14,65**	**10151**	**40,0**
Bucuresti Sud	**400**	**18,43**	**12770**	**40,0**
Domnesti	**400**	**16,75**	**11603**	**50,0**
Gura Ialomitei	**400**	**22,50**	**15587**	**40,0**
Pelicanu	**400**	**10,55**	**7309**	**31,5**
Bacau Sud	**400**	**8,70**	**6028**	**40,0**
Gutinas	**400**	**14,72**	**10200**	**40,0**
Roman Nord	**400**	**6,32**	**4380**	**40,0**
Suceava	**400**	**4,11**	**2846**	**40,0**
Cluj Est	**400**	**8,11**	**5622**	**31,5**
Gadalin	**400**	**9,78**	**6779**	**40,0**
Oradea Sud	**400**	**10,32**	**7149**	**40,0**
Rosiori	**400**	**11,57**	**8017**	**40,0**
Lacu Sarat	**400**	**17,59**	**12185**	**40,0**
Smardan	**400**	**18,97**	**13141**	**31,5**
Cernavoda CNE	**400**	**26,92**	**18652**	**50,0**
Constanta Nord	**400**	**12,47**	**8641**	**40,0**
Isaccea	**400**	**21,77**	**15086**	**31,5**
Medgidia Sud	**400**	**25,21**	**17465**	**40,0**
Rahman	**400**	**13,87**	**9606**	**40,0**
Stupina	**400**	**14,71**	**10194**	**40,0**
Tariverde	**400**	**11,34**	**7856**	**40,0**
Tulcea Vest	**400**	**15,08**	**10448**	**40,0**
Portile de Fier	**400**	**26,52**	**18373**	**40,0**
Tantareni	**400**	**27,07**	**18758**	**50,0**
Urechesti	**400**	**20,45**	**14168**	**50,0**
Bradu	**400**	**10,83**	**7507**	**40,0**
Draganesti Olt	**400**	**10,32**	**7151**	**40,0**
Slatina	**400**	**17,09**	**11837**	**40,0**
Brasov	**400**	**14,95**	**10357**	**40,0**
Darste	**400**	**13,38**	**9267**	**31,5**
Sibiu Sud	**400**	**17,30**	**11984**	**40,0**
Arad	**400**	**14,33**	**9930**	**40,0**
Mintia	**400**	**12,77**	**8850**	**40,0**
Nadab	**400**	**13,71**	**9500**	**40,0**
Iernut	**400**	**12,87**	**8919**	**40,0**
Brazi Vest	**220**	**21,96**	**8369**	**40,0**
Bucuresti Sud	**220**	**20,55**	**7829**	**40,0**
Fundeni	**220**	**15,91**	**6064**	**31,5**
Ghizdaru	**220**	**11,15**	**4248**	**31,5**
Mostistea	**220**	**8,13**	**3099**	**40,0**
Stalpu	**220**	**6,29**	**2398**	**40,0**
Targoviste A	**220**	**16,78**	**6393**	**40,0**
Targoviste B	**220**	**16,90**	**6439**	**40,0**
Teleajen	**220**	**11,56**	**4405**	**31,5**
Turnu Magurele	**220**	**7,91**	**3013**	**40,0**
Dumbrava	**220**	**8,60**	**3276**	**31,5**
FAI	**220**	**7,62**	**2904**	**40,0**
Focsani Vest	**220**	**7,32**	**2789**	**40,0**
Gutinas	**220**	**19,07**	**7266**	**40,0**
Munteni	**220**	**6,39**	**2433**	**31,5**
Suceava	**220**	**4,63**	**1765**	**40,0**
Alba Iulia	**220**	**11,31**	**4309**	**40,0**
Baia Mare 3	**220**	**9,47**	**3609**	**40,0**
Campia Turzii	**220**	**9,84**	**3749**	**40,0**
Cluj - Floresti	**220**	**12,42**	**4732**	**31,5**

Galceag	**220**	**5,43**	**2068**	**40,0**
Mariselu	**220**	**8,19**	**3122**	**40,0**
Rosiori	**220**	**9,89**	**3768**	**31,5**
Salaj	**220**	**5,07**	**1933**	**31,5**
Sugag	**220**	**5,57**	**2121**	**40,0**
Tihau	**220**	**7,10**	**2706**	**31,5**
Vetis	**220**	**5,67**	**2161**	**40,0**
Barbosi	**220**	**10,03**	**3820**	**40,0**
Filesti	**220**	**10,59**	**4036**	**31,5**
Lacu Sarat	**220**	**15,03**	**5727**	**31,5**
Calafat	**220**	**5,42**	**2063**	**40,0**
Cetate	**220**	**8,51**	**3242**	**40,0**
Craiova Nord	**220**	**18,60**	**7087**	**40,0**
Isalnita	**220**	**17,72**	**6753**	**40,0**
Sardanesti	**220**	**9,07**	**3458**	**40,0**
Targu Jiu	**220**	**11,53**	**4393**	**40,0**
Turnu Severin	**220**	**17,28**	**6585**	**40,0**
Urechesti	**220**	**14,19**	**5408**	**40,0**
SRA ALRO Slatina	**220**	**18,30**	**6975**	**31,5**
Arefu	**220**	**17,11**	**6521**	**31,5**
Bradu	**220**	**20,55**	**7830**	**50,0**
Gradiste	**220**	**14,50**	**5526**	**40,0**
Lotru	**220**	**10,55**	**4019**	**40,0**
Pitesti Sud	**220**	**15,47**	**5896**	**40,0**
Raureni	**220**	**12,10**	**4609**	**50,0**
Slatina	**220**	**19,13**	**7289**	**40,0**
Stuparei	**220**	**11,90**	**4535**	**40,0**
Fantanele	**220**	**9,86**	**3758**	**40,0**
Gheorghieni	**220**	**6,56**	**2501**	**40,0**
Sibiu Sud	**220**	**9,54**	**3634**	**40,0**
Ungheni	**220**	**15,21**	**5797**	**31,5**
Calea Aradului	**220**	**9,42**	**3588**	**40,0**
Paroseni	**220**	**10,76**	**4099**	**40,0**
Sacalaz	**220**	**10,18**	**3878**	**31,5**
Arad	**220**	**12,59**	**4799**	**31,5**
Baru Mare	**220**	**11,18**	**4260**	**31,5**
Hasdat	**220**	**19,50**	**7430**	**50,0**
Iaz	**220**	**12,16**	**4635**	**31,5**
Timisoara	**220**	**14,17**	**5401**	**31,5**
Pestis	**220**	**20,19**	**7694**	**40,0**
Mintia	**220**	**28,88**	**11005**	**40,0**
Resita	**220**	**18,06**	**6882**	**40,0**
Otelarie Hunedoara (Pestis)	**220**	**12,03**	**4584**	**40,0**
Otelarie Hunedoara (Hasdat)	**220**	**13,64**	**5199**	**40,0**
Otelarie Resita	**220**	**13,22**	**5036**	**31,5**
Borzesti	**220**	**16,97**	**6467**	**31,5**
Iernut	**220**	**22,13**	**8433**	**40,0**

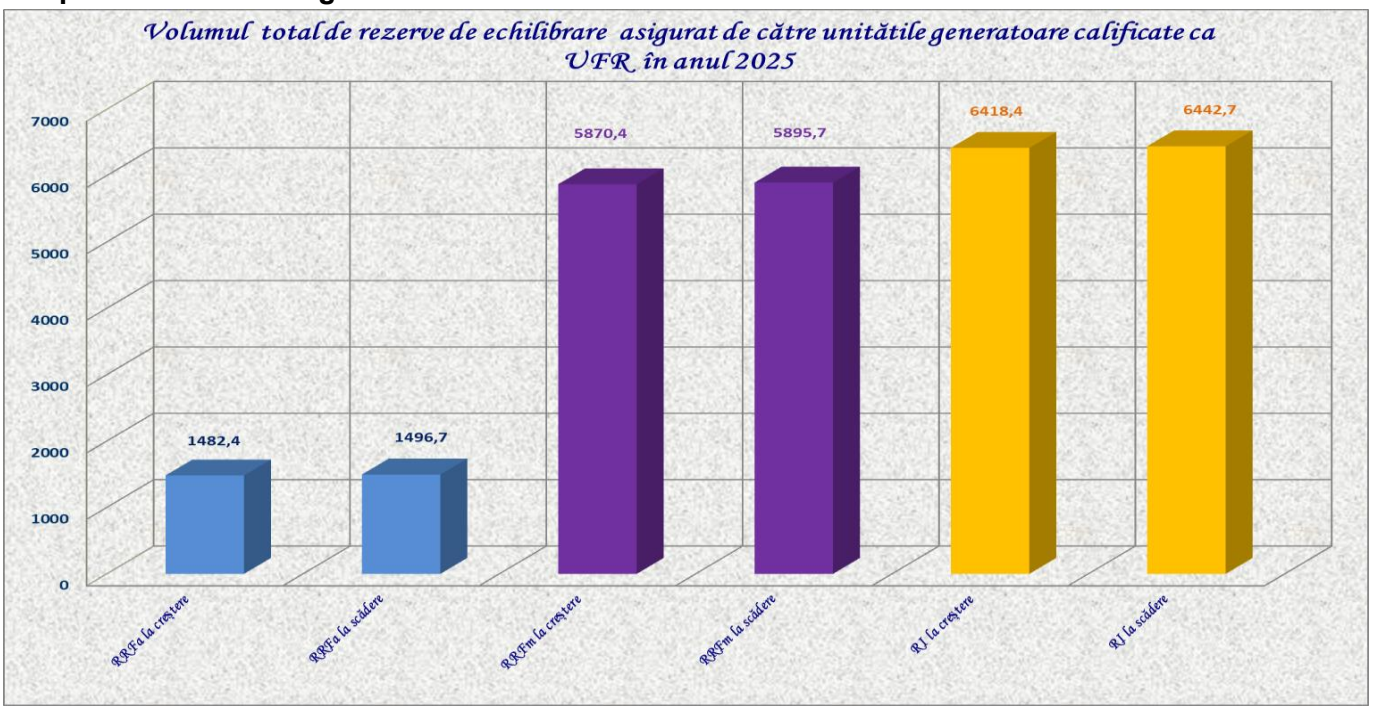
Anexa B-8

Situaţia unităților generatoare calificate ca unitate de furnizare de rezerve (UFR)/grup de furnizare de rezerve (GFR)
pentru asigurarea serviciilor de sistem

A) Situatia unitatilor generatoare calificate ca UFR și GFR pentru asigurarea rezervei de stabilizare a frecventei (RSF):

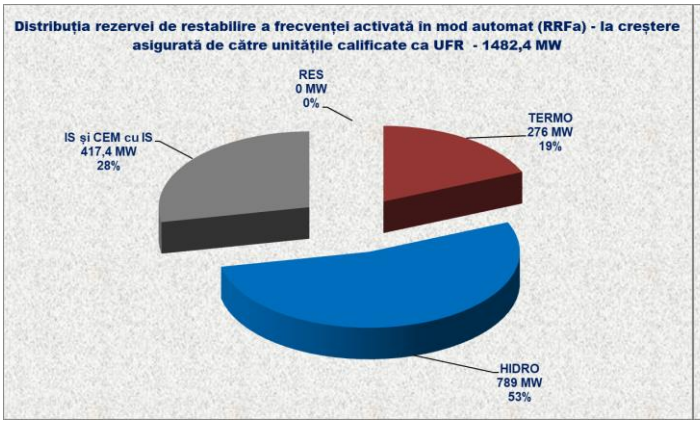


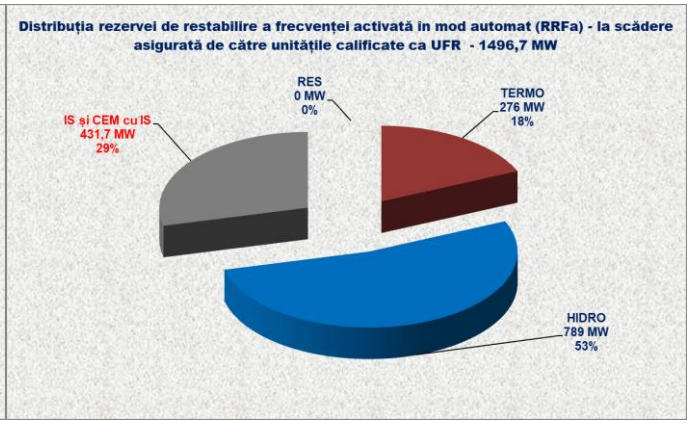
B) Distribuția rezervelor de echilibrare (RRFa, RRFm și RI) calificate până la data de 1 iulie 2025, pe tip de sursă de energie electrică

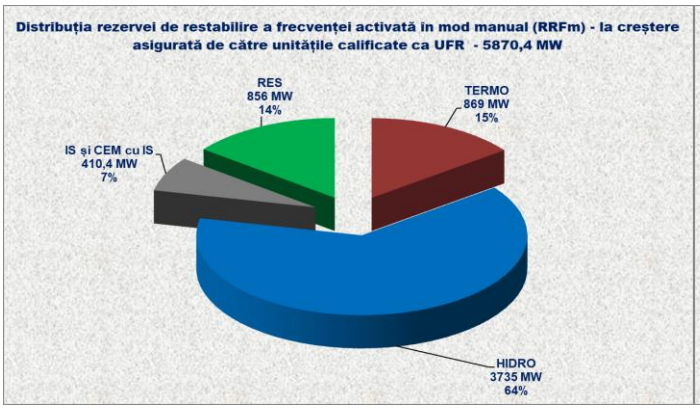


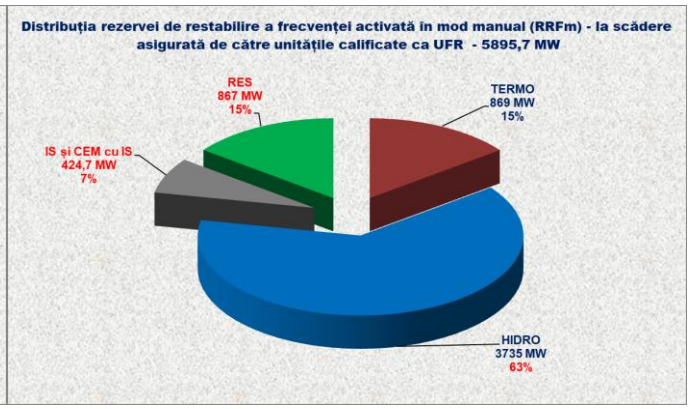
Anexa B-8

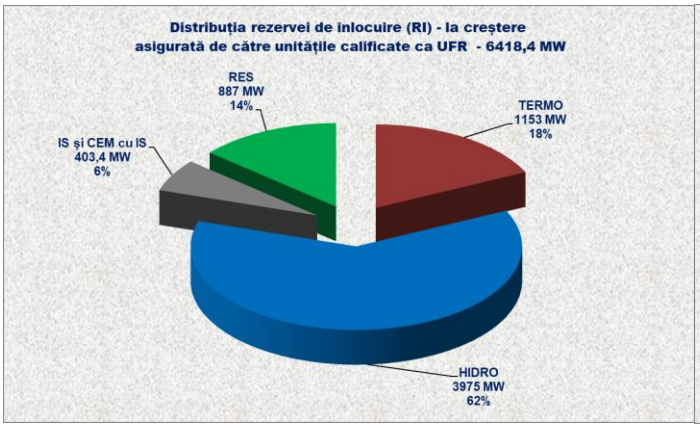
Rezerva asigurată - UFR	TERMO	HIDRO	IS și CEM cu IS	RES	TOTAL
RRFa la creștere	276	789	417,4	0	1482,4
RRFa la scădere	276	789	431,7	0	1496,7
RRFm la creștere	869	3735	410,4	856	5870,4
RRFm la scădere	869	3735	424,7	867	5895,7
RI la creștere	1153	3975	403,4	887	6418,4
RI la scădere	1153	3975	417,7	897	6442,7

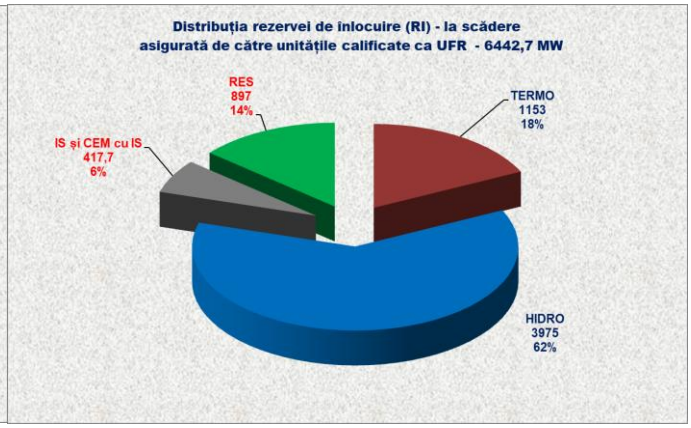






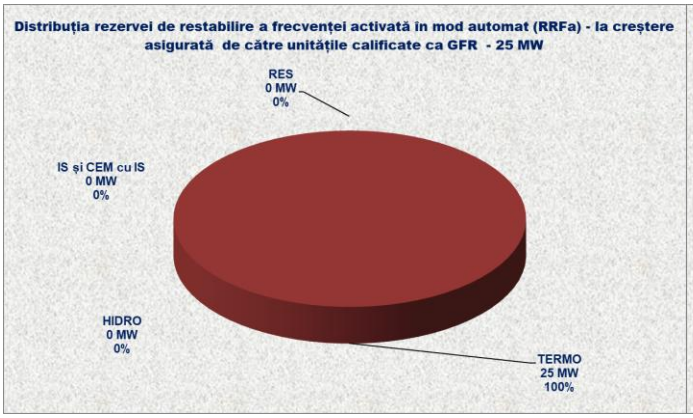


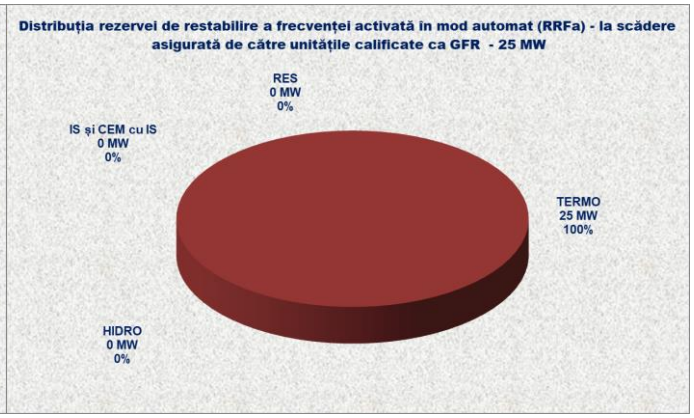


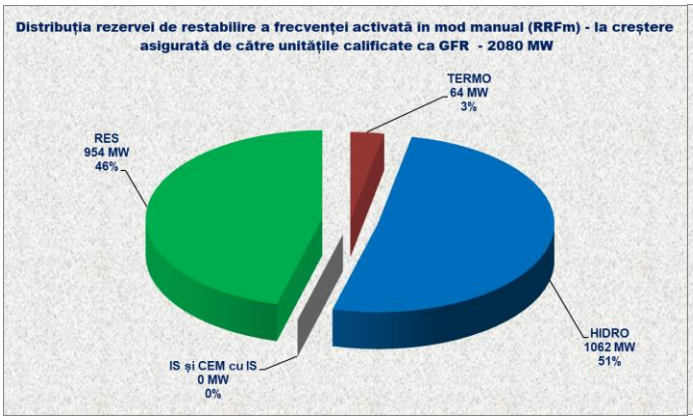


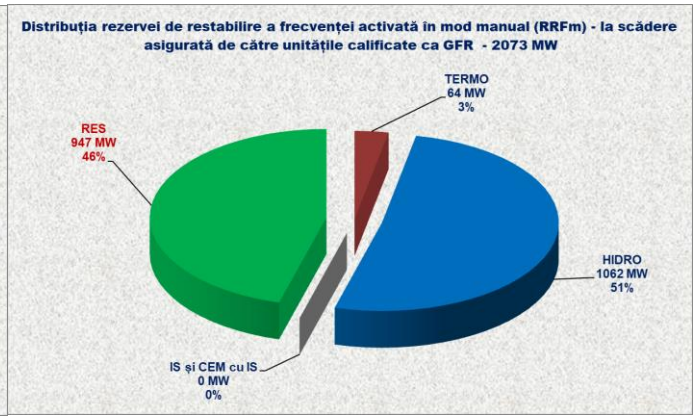
Anexa B-8

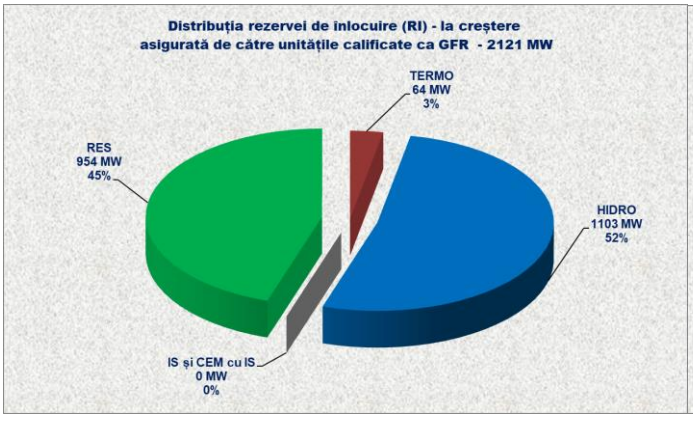
Rezerva asigurată - GFR	TERMO	HIDRO	IS și CEM cu IS	RES	TOTAL
RRFa la creștere	25	0	0	0	25
RRFa la scădere	25	0	0	0	25
RRFm la creștere	64	1062	0	954	2080
RRFm la scădere	64	1062	0	947	2073
RI la creștere	64	1103	0	954	2121
RI la scădere	64	1103	0	947	2114

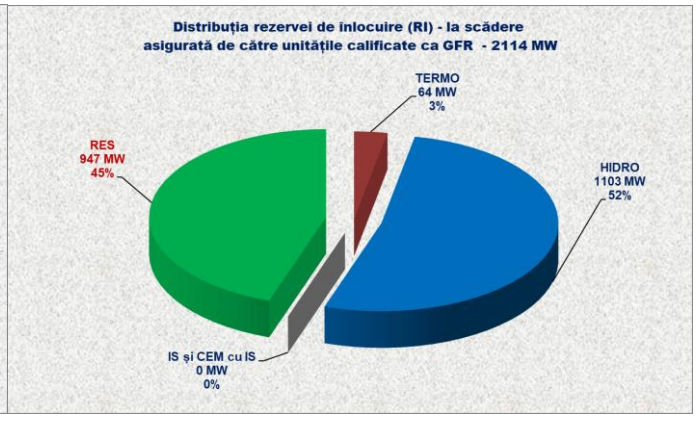






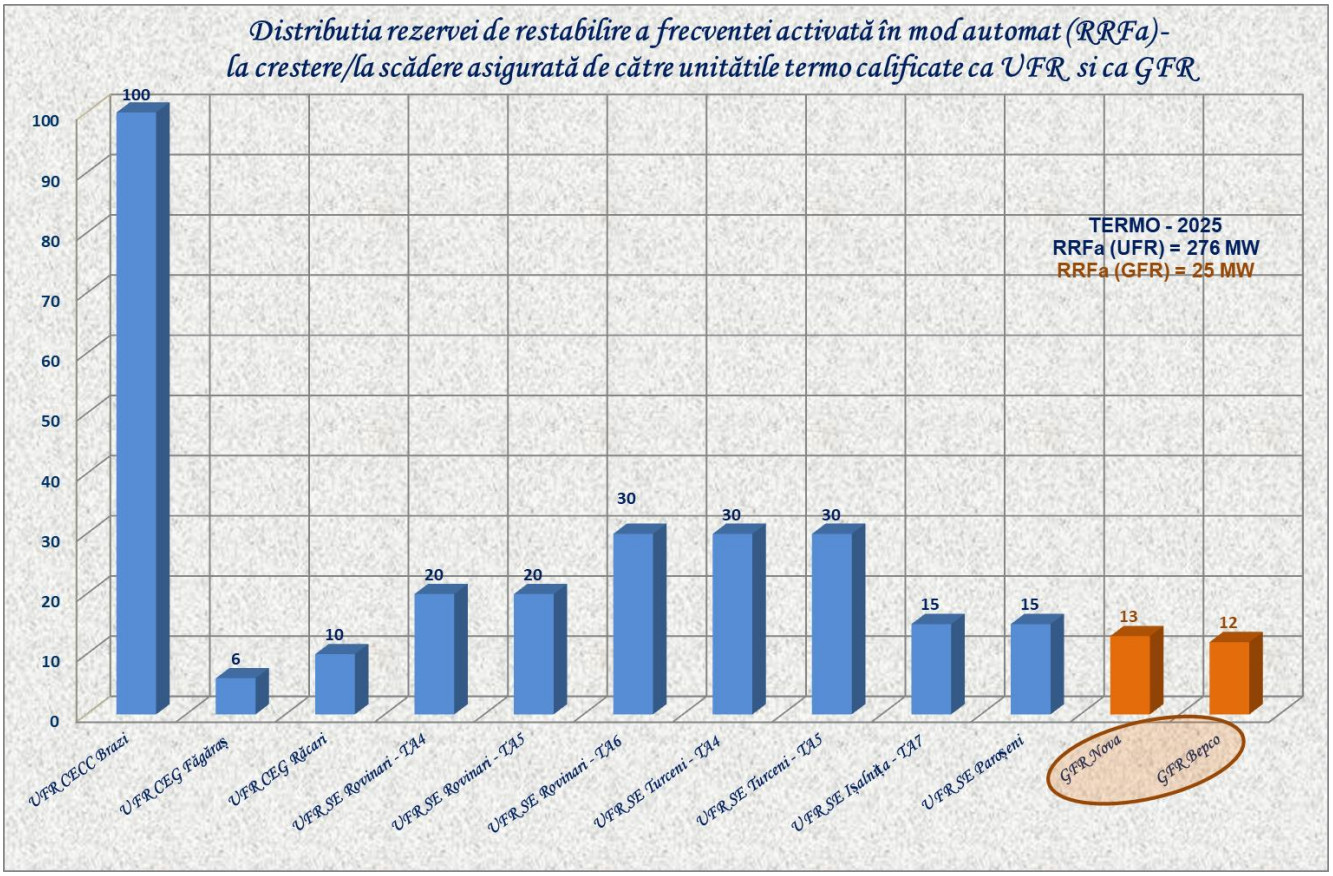


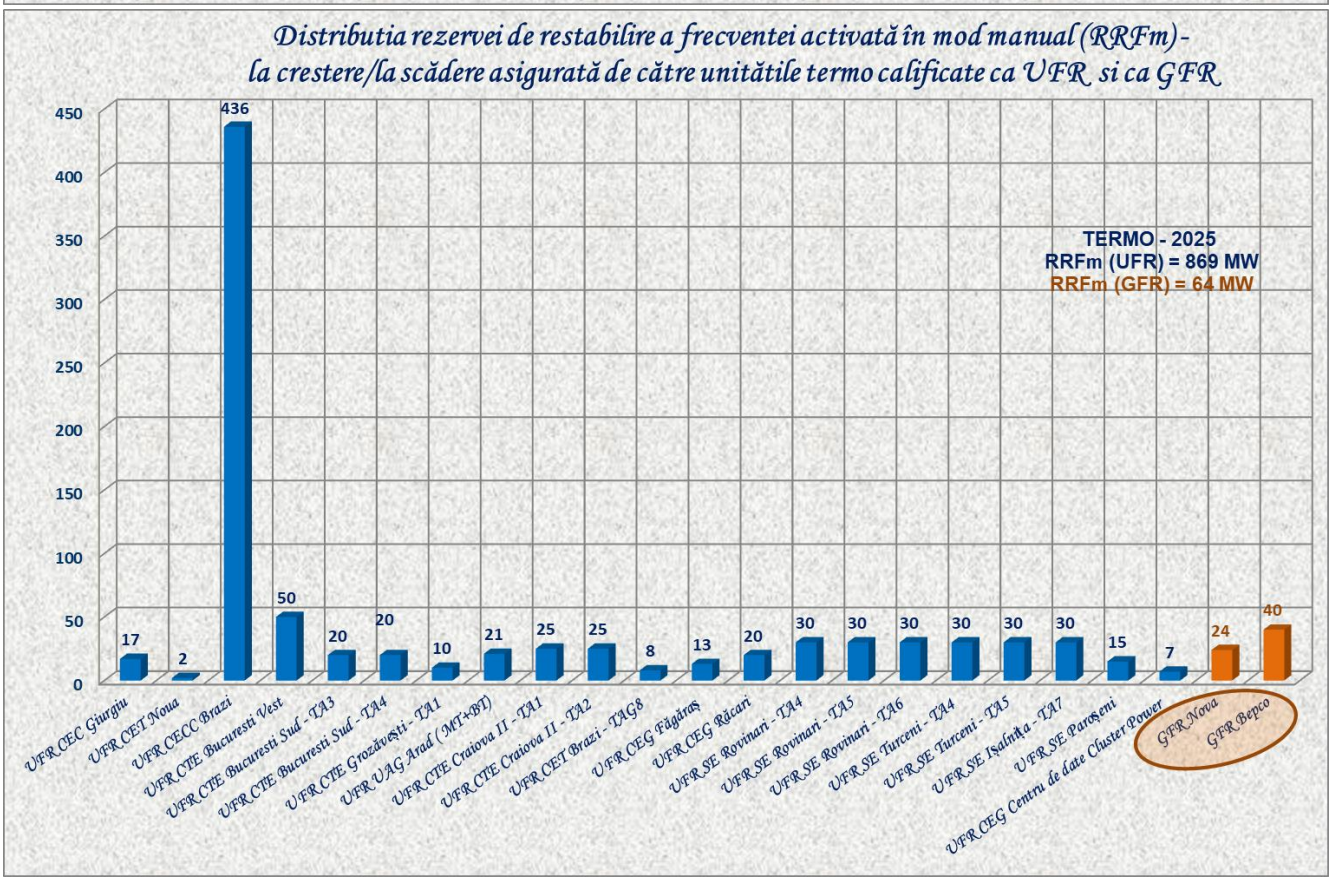


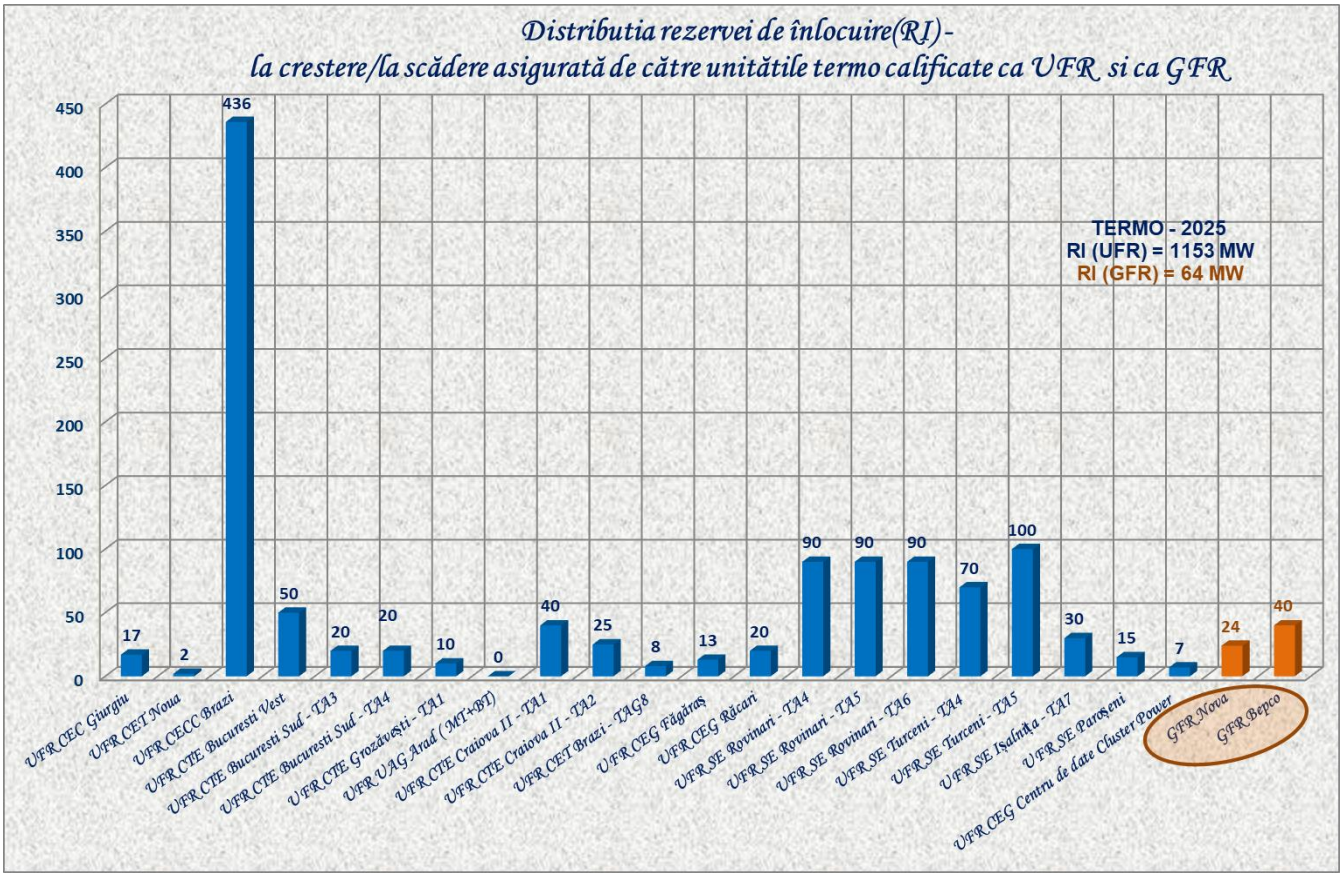


Anexa B-8

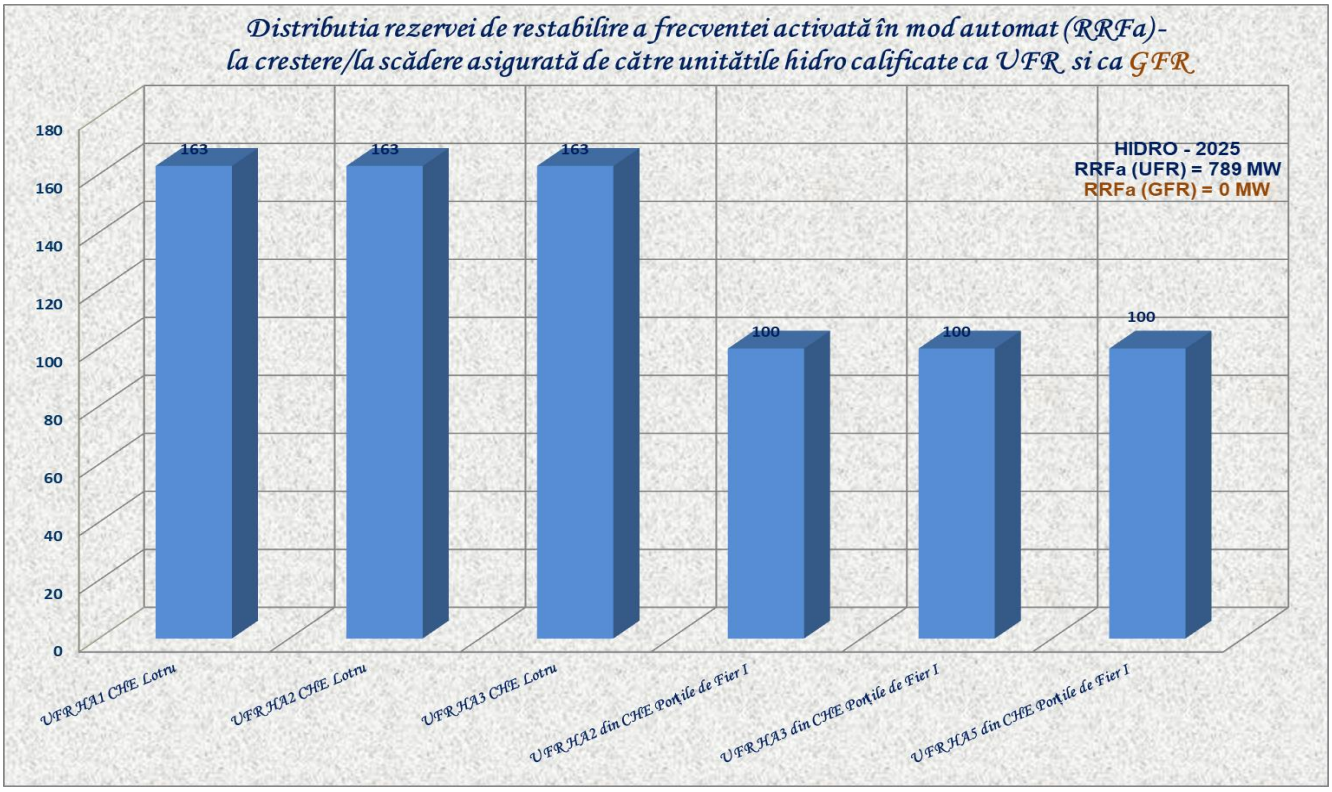
Distribuția rezervelor de echilibrare (RRFa, RRFm și RI) –
la creștere/la scădere asigurate de către unitățile termoelectrice calificate ca UFR și ca GFR



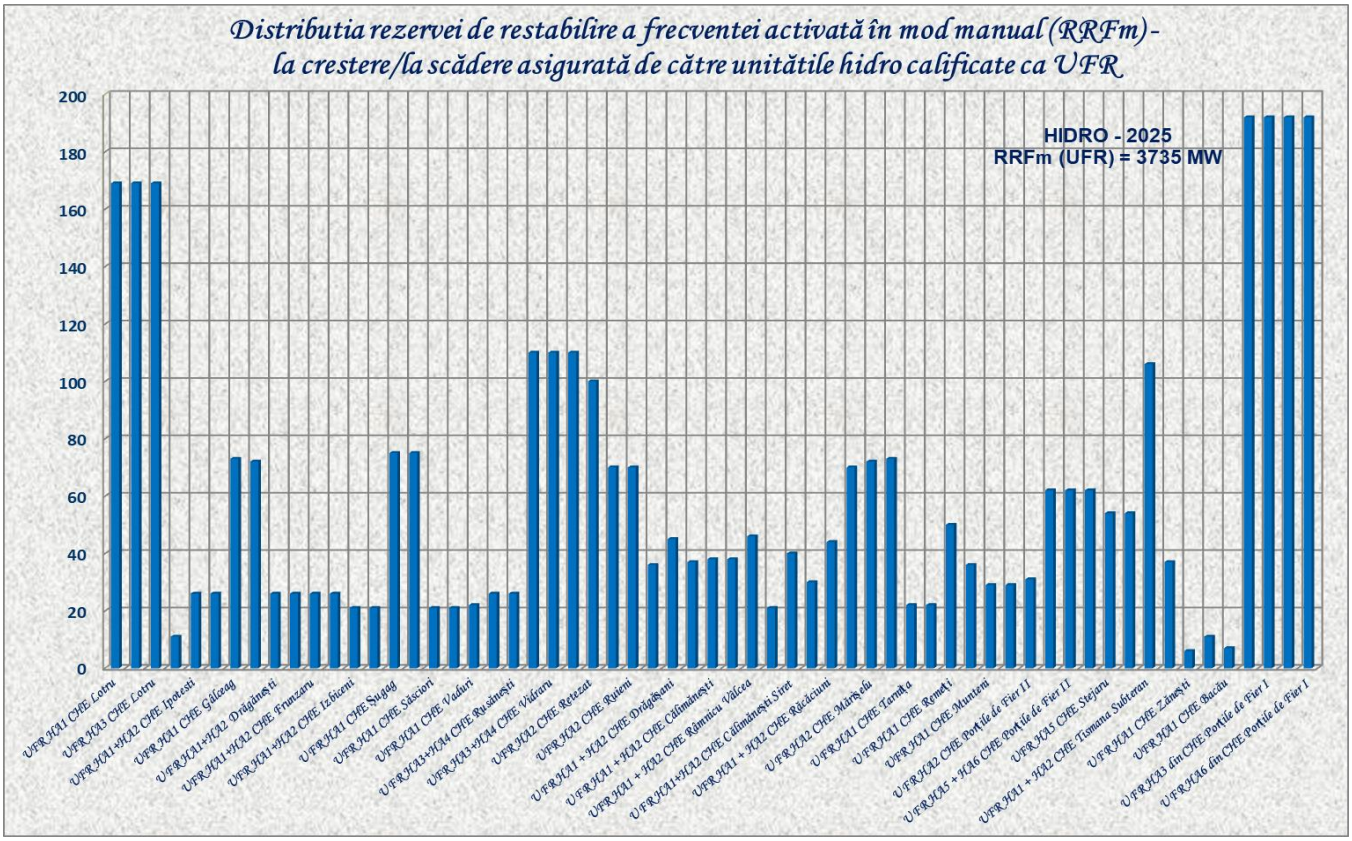


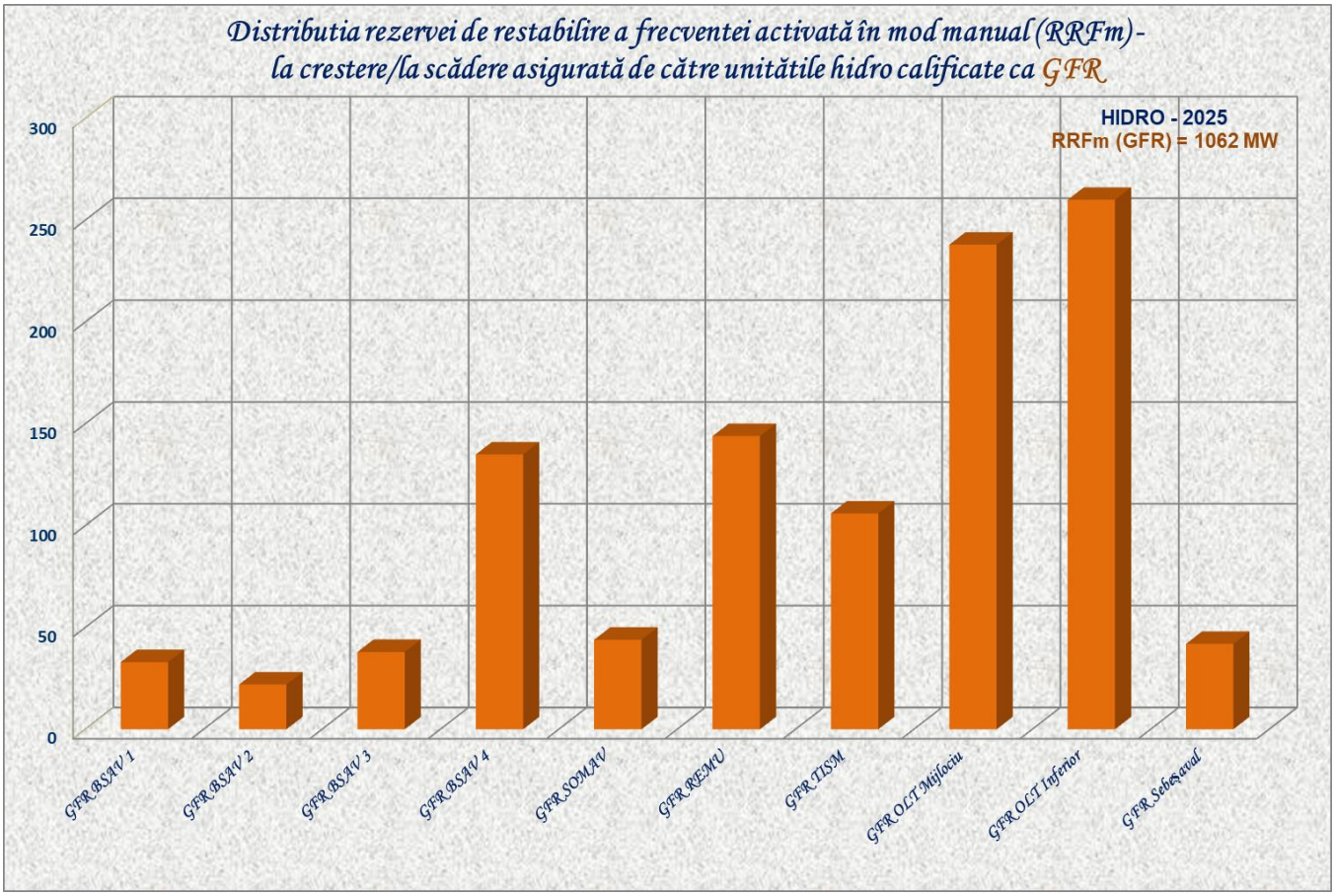


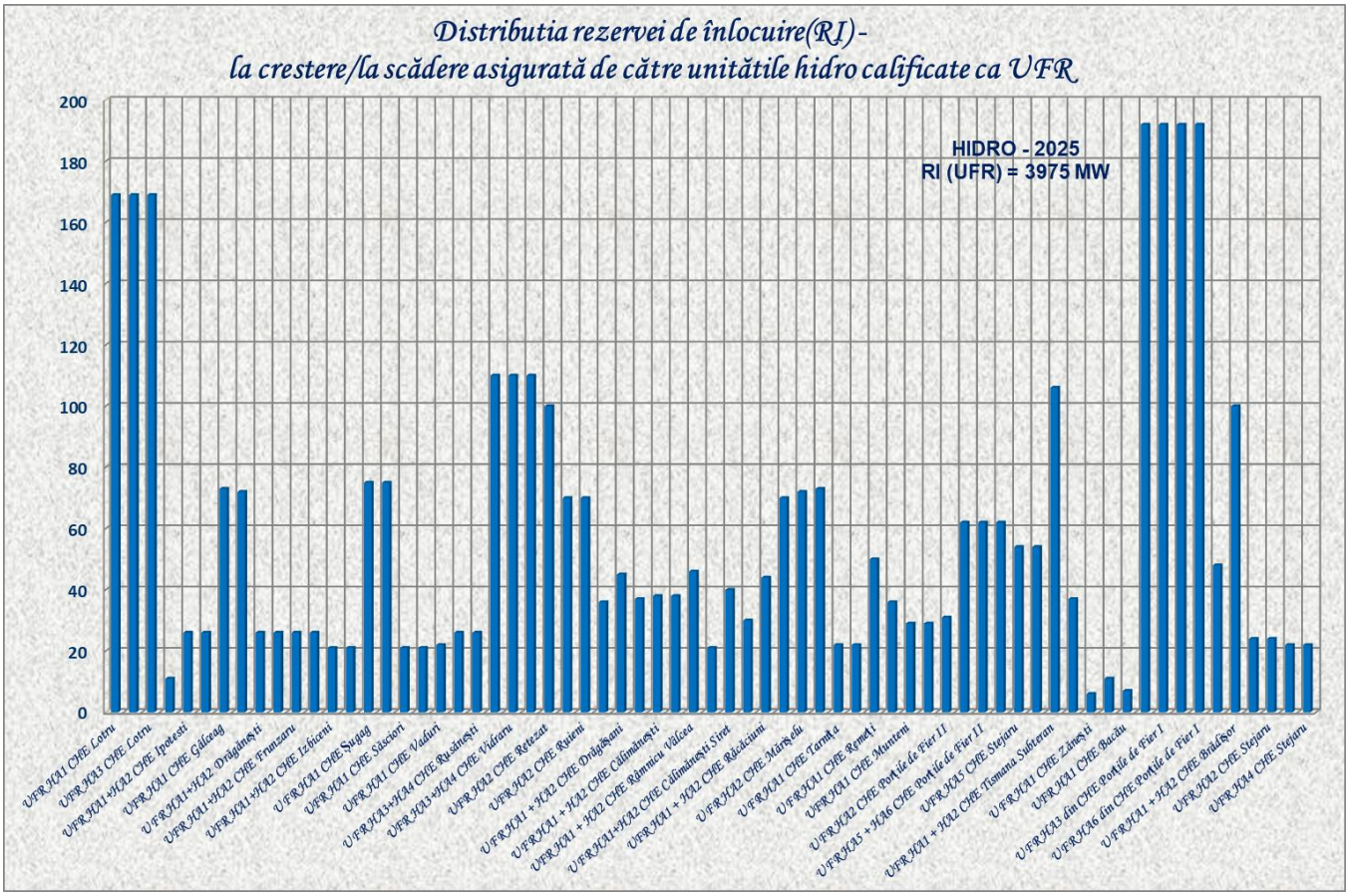
Distribuția rezervelor de echilibrare (RRFa, RRFm și RI) –
la creștere/la scădere asigurate de către unitățile hidroelectrice calificate ca UFR și ca GFR

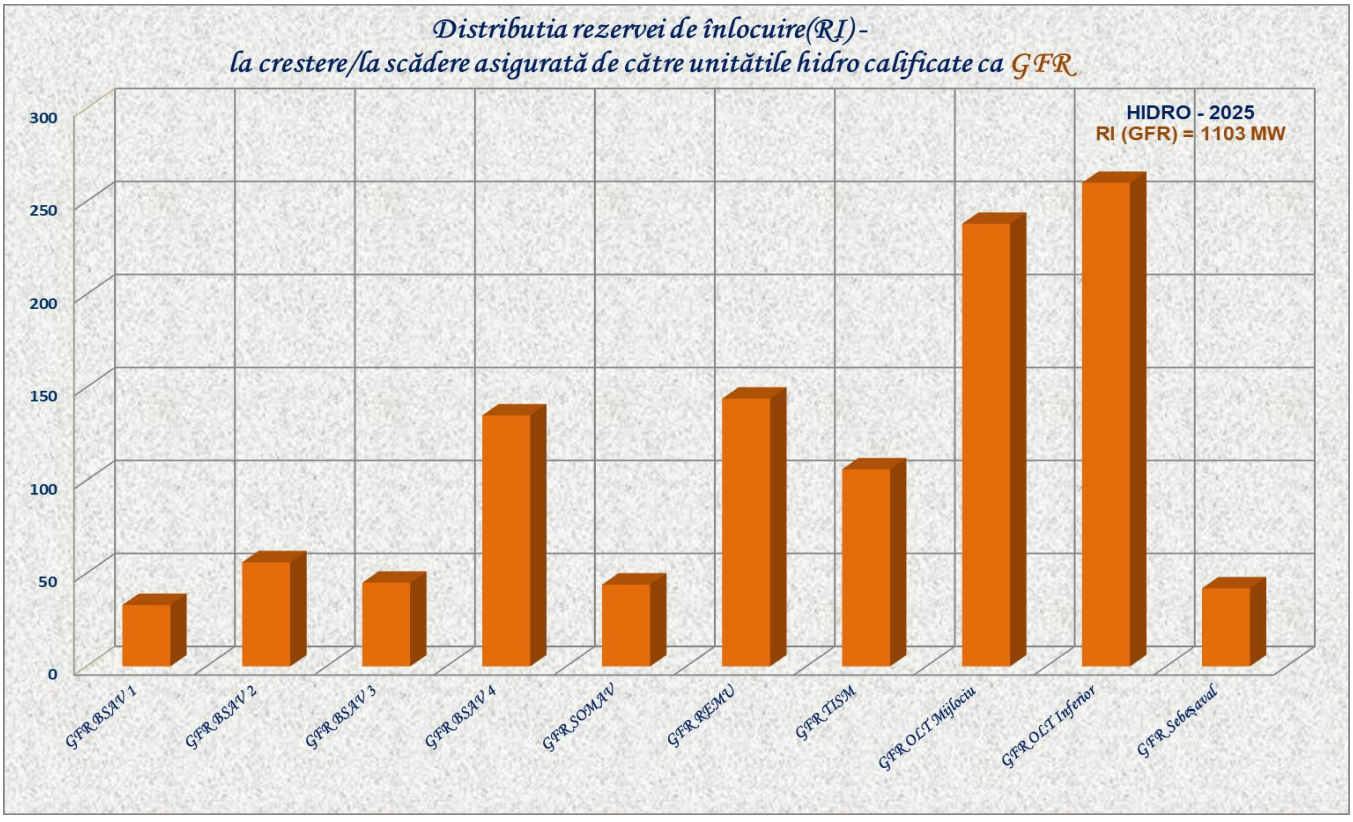


Anexa B-8


Distributia rezervei de restabilire a frecventei activată în mod manual (RRFm) -
la crestere/la scădere asigurată de către unitătile hidro calificate ca UFR
HIDRO - 2025
RRFm (UFR) = 3735 MW
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
UFR HA1 CHE Lotru
UFR HA3 CHE Lotru
UFR HA1+HA2 CHE Ipotesti
UFR HA1 CHE Gâlceag
UFR HA1+HA2 Drăgănesti
UFR HA1+HA2 CHE Frunzaru
UFR HA1+HA2 CHE Izbiceni
UFR HA1 CHE Sugag
UFR HA1 CHE Săsciori
UFR HA1 CHE Vadu Rusănesti
UFR HA3+HA4 CHE Rusănesti
UFR HA3+HA4 CHE Vidraru
UFR HA2 CHE Retezat
UFR HA2 CHE Rusei
UFR HA1 + HA2 CHE Drăgănesti
UFR HA1 + HA2 CHE Călimănesti
UFR HA1 + HA2 CHE Râmnicu Vâlcea
UFR HA1+HA2 CHE Călimănesti Siret
UFR HA1 + HA2 CHE Rădăcinesti
UFR HA2 CHE Mărisel
UFR HA1 CHE Tarnita
UFR HA1 CHE Remeti
UFR HA1 CHE Munteni
UFR HA2 CHE Portile de Fier II
UFR HA5 + HA6 CHE Portile de Fier II
UFR HA5 CHE Stejaru
UFR HA1 + HA2 CHE Tismana Subteran
UFR HA1 CHE Zănesti
UFR HA1 CHE Bucău
UFR HA3 din CHE Portile de Fier I
UFR HA6 din CHE Portile de Fier I

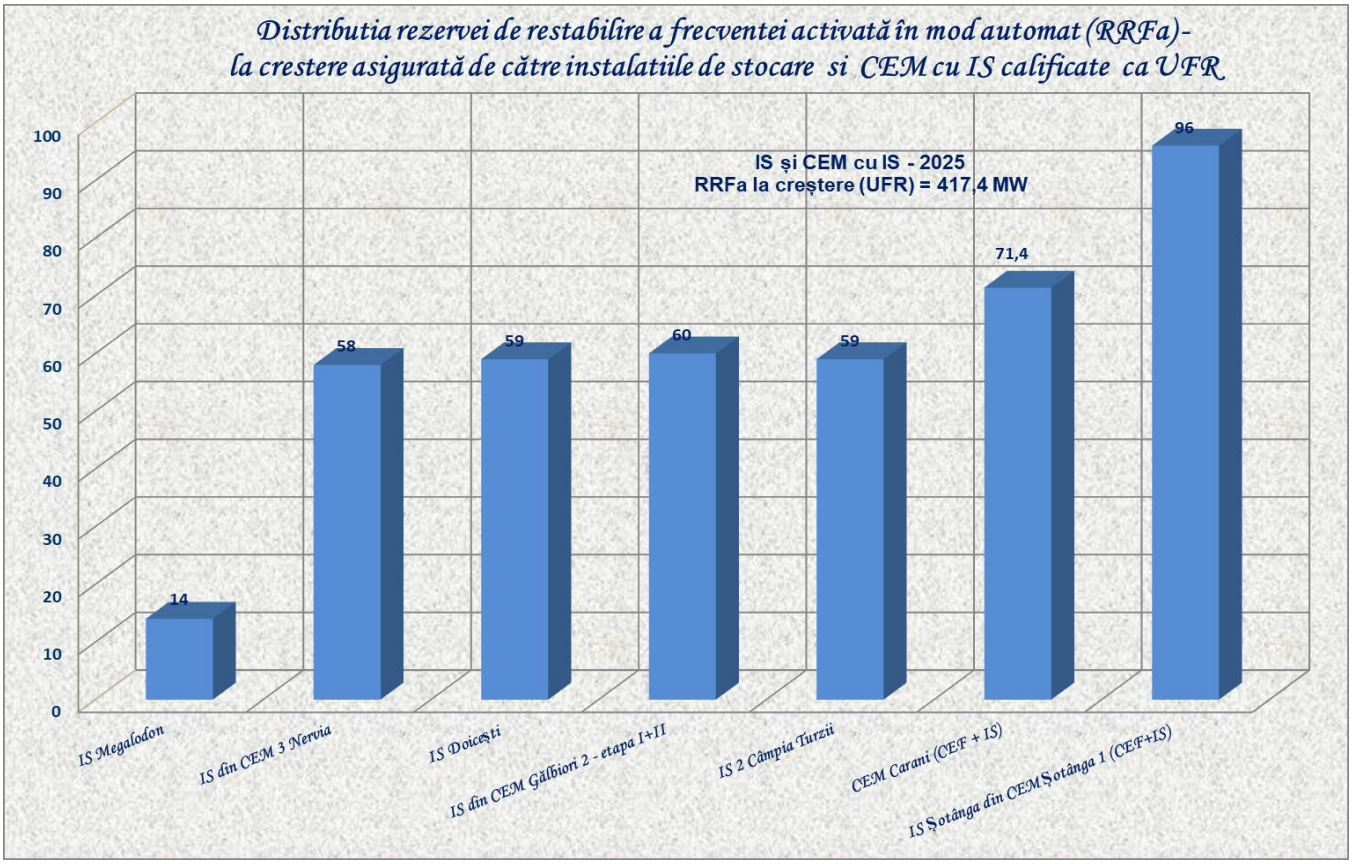

Distributia rezervei de restabilire a frecventei activată în mod manual (RRFm) -
la crestere/la scădere asigurată de către unitătile hidro calificate ca GFR
HIDRO - 2025
RRFm (GFR) = 1062 MW
300
250
200
150
100
50
0
GFR BSAV 1
GFR BSAV 2
GFR BSAV 3
GFR BSAV 4
GFR SOMAV
GFR REMU
GFR TISM
GFR OLT Mijlociu
GFR OLT Inferior
GFR Sebeseval

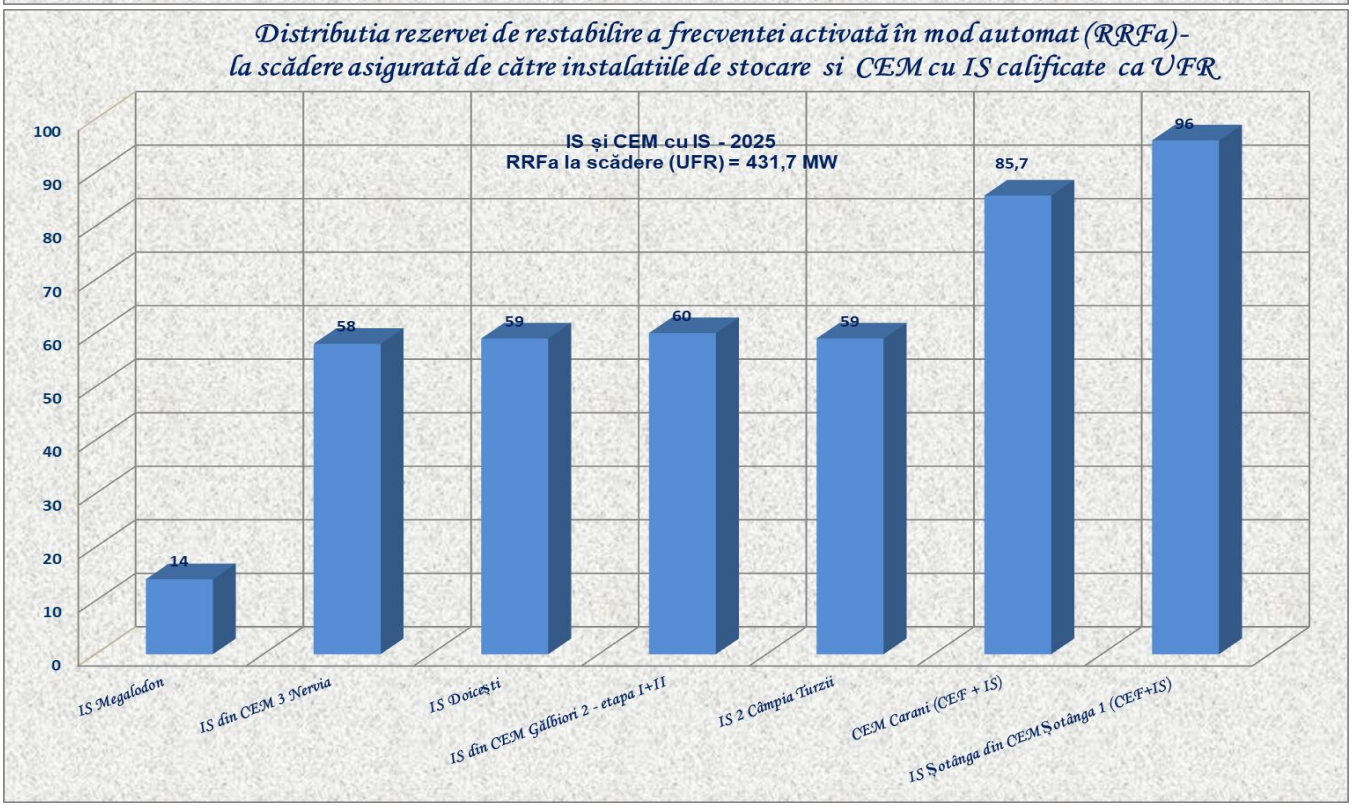

Distributia rezervei de înlocuire(RI) -
la crestere/la scădere asigurată de către unitătile hidro calificate ca UFR
HIDRO - 2025
RI (UFR) = 3975 MW
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
UFR HA1 CHE Lotru
UFR HA3 CHE Lotru
UFR HA1+HA2 CHE Ipotesti
UFR HA1 CHE Gâlcoag
UFR HA1+HA2 Drăgănesti
UFR HA1+HA2 CHE Frunzaru
UFR HA1+HA2 CHE Izbiceni
UFR HA1 CHE Sugag
UFR HA1 CHE Săsciori
UFR HA3+HA4 CHE Vaduri
UFR HA3+HA4 CHE Rusinesti
UFR HA3+HA4 CHE Vidraru
UFR HA2 CHE Retezat
UFR HA2 CHE Ruieni
UFR HA1 + HA2 CHE Drăgsani
UFR HA1 + HA2 CHE Călimănesti
UFR HA1 + HA2 CHE Râmnicu Vâlcea
UFR HA1+HA2 CHE Călimănesti Siret
UFR HA1 + HA2 CHE Râcăciuni
UFR HA2 CHE Mărisesti
UFR HA1 CHE Tarnita
UFR HA1 CHE Remeti
UFR HA1 CHE Munteni
UFR HA2 CHE Portile de Fier I I
UFR HA5 + HA6 CHE Portile de Fier I I
UFR HA1 + HA2 CHE Stejaru
UFR HA5 CHE Stejaru
UFR HA1 + HA2 CHE Tismana Subteran
UFR HA1 CHE Zănesti
UFR HA1 CHE Bacău
UFR HA3 din CHE Portile de Fier I
UFR HA6 din CHE Portile de Fier I
UFR HA1 + HA2 CHE Bradisor
UFR HA2 CHE Stejaru
UFR HA4 CHE Stejaru

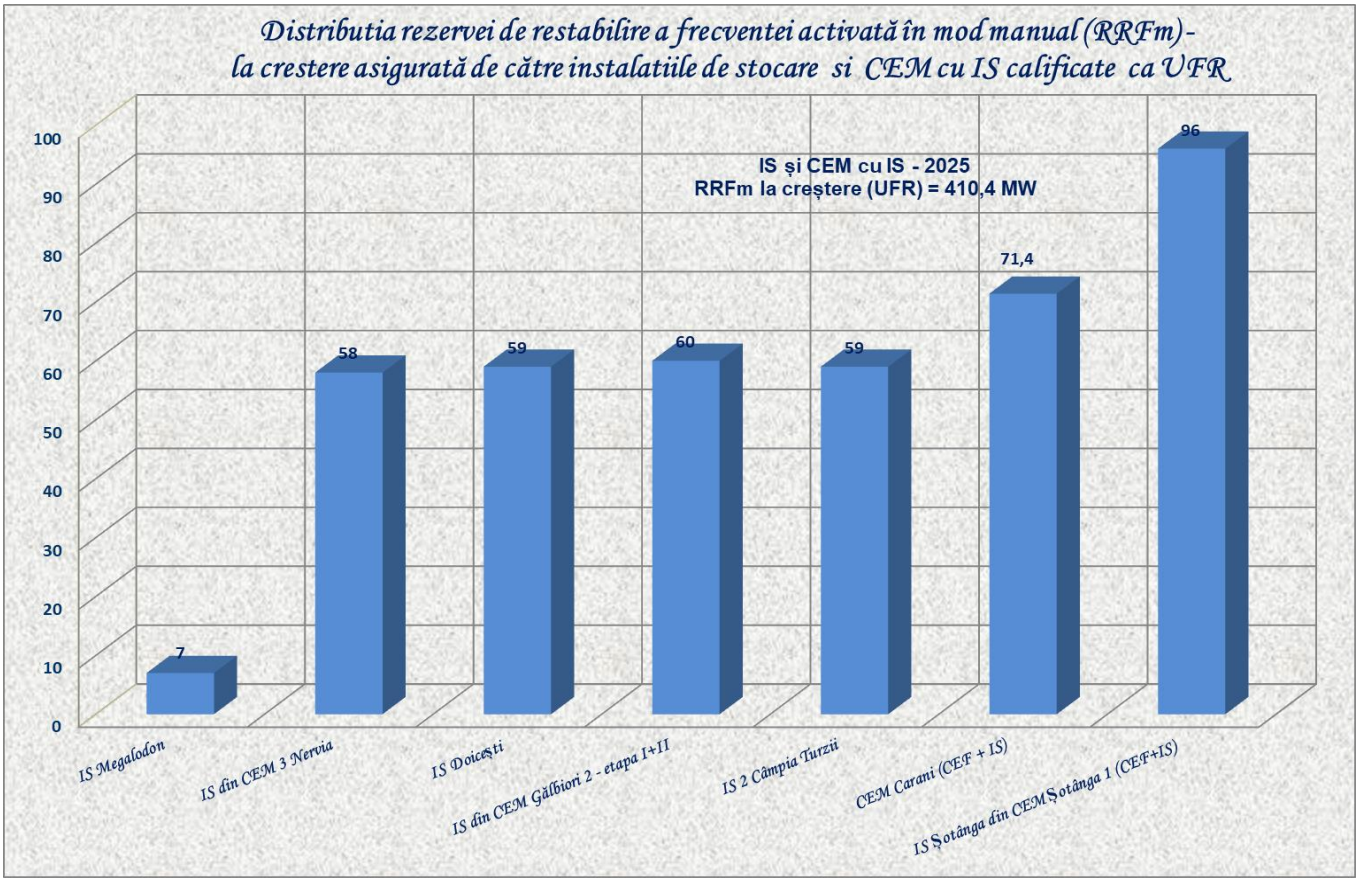

Distributia rezervei de înlocuire(RI) -
la crestere/la scădere asigurată de către unitătile hidro calificate ca GFR
HIDRO - 2025
RI (GFR) = 1103 MW
300
250
200
150
100
50
0
GFR BSAV 1
GFR BSAV 2
GFR BSAV 3
GFR BSAV 4
GFR SOMAV
GFR REMU
GFR TISM
GFR OLT Mijlociu
GFR OLT Inferior
GFR Sebesaval

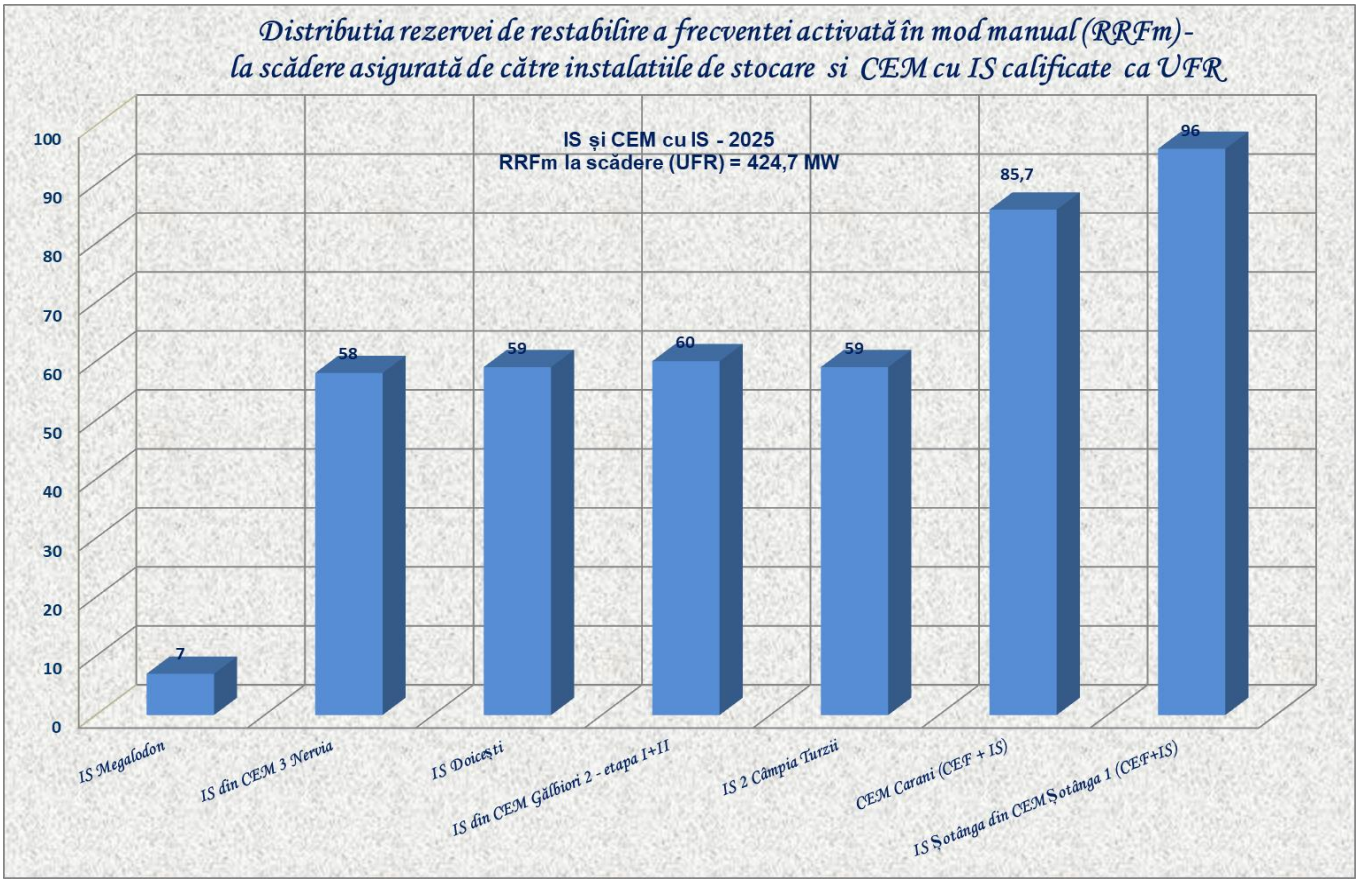
Anexa B-8

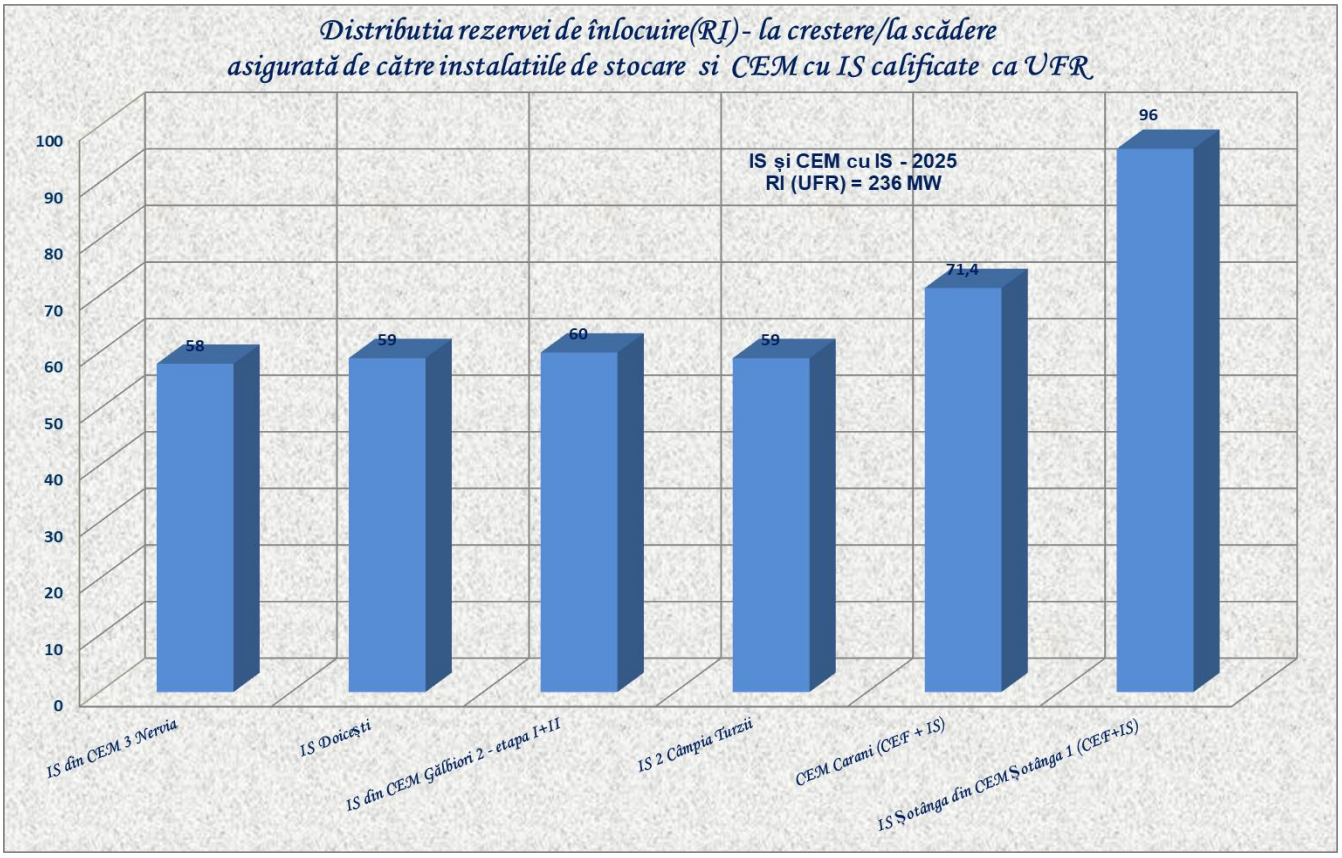
Distribuția rezervelor de echilibrare (RRFa, RRFm și RI) – la creștere/la scădere asigurate de către instalațiile de stocare și centralele electrice mixte cu instalații de stocare calificate ca UFR și ca GFR



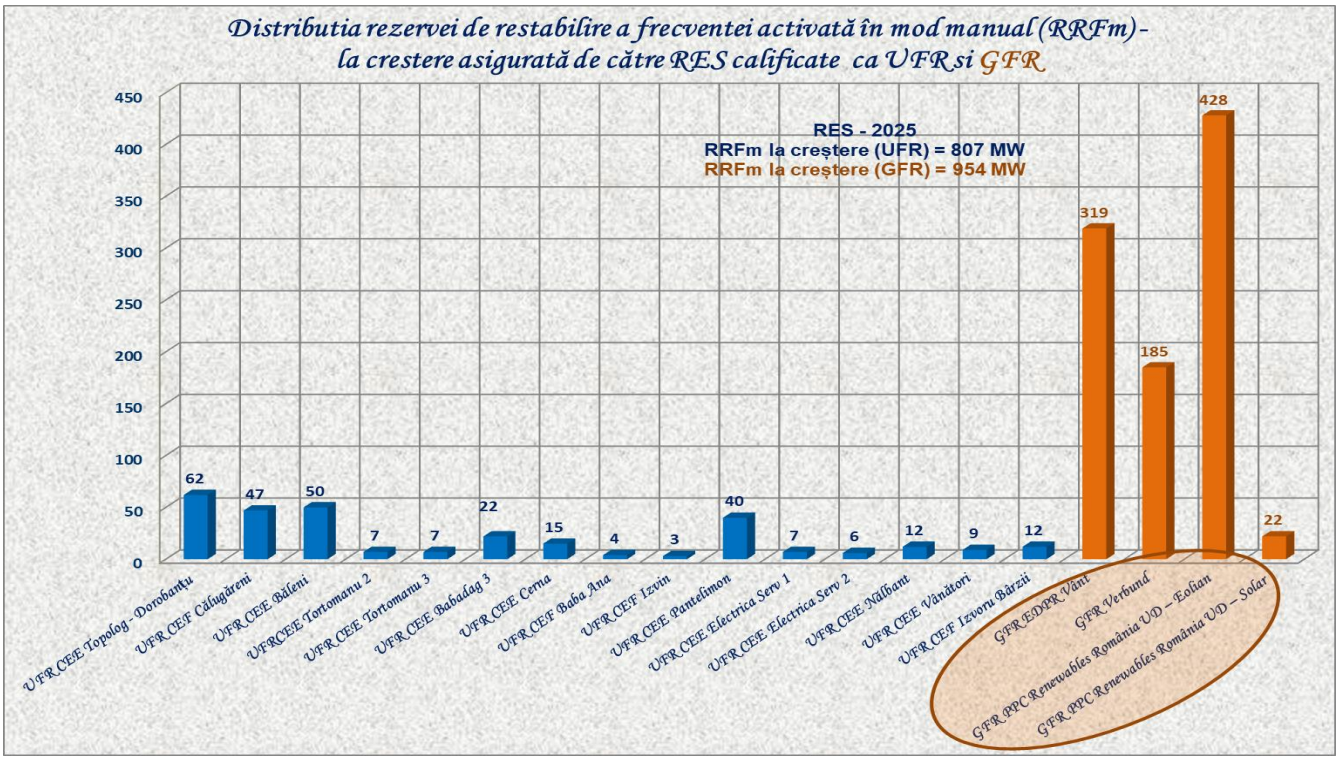


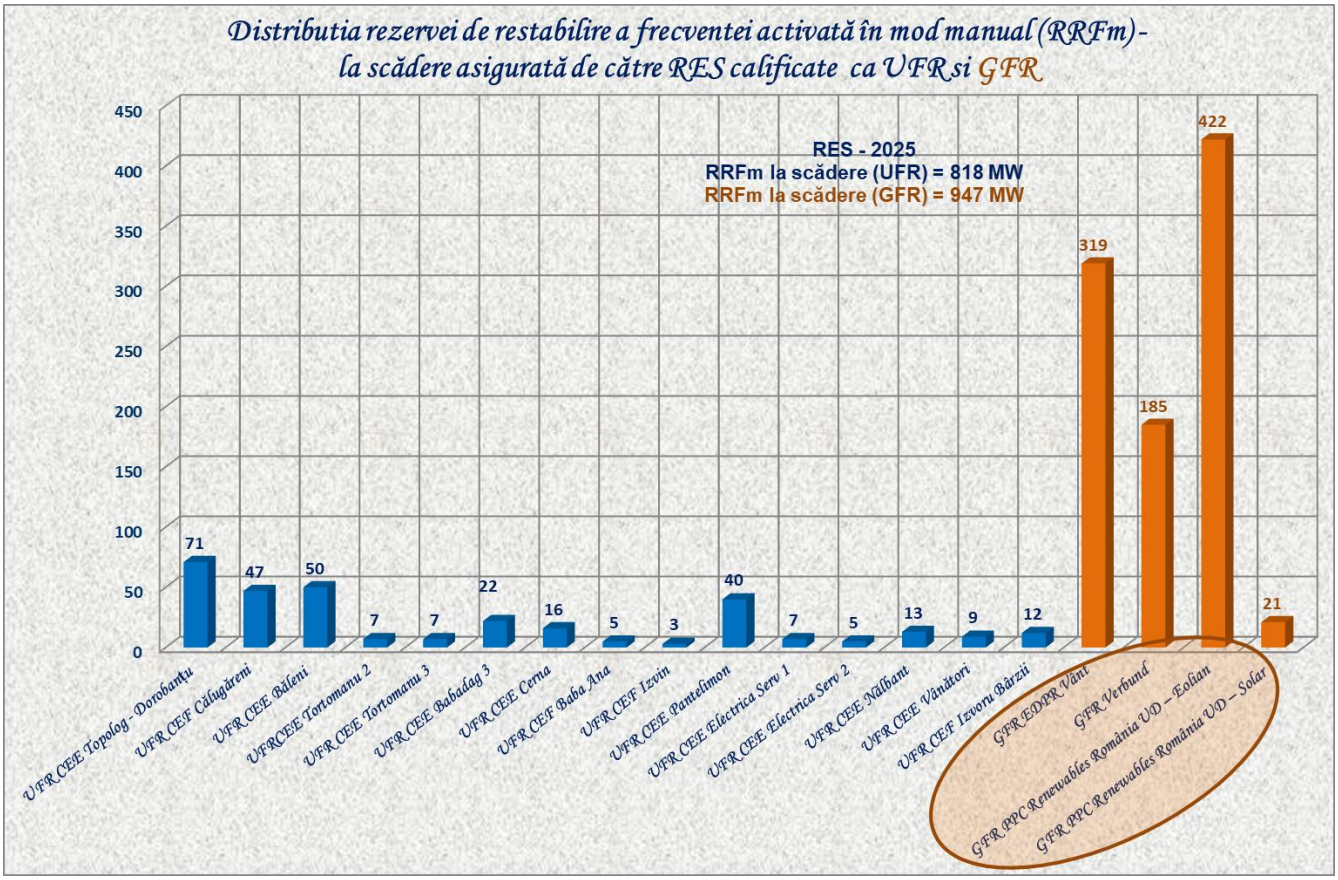

Distributia rezervei de restabilire a frecventei activată în mod manual (RRFm)-
la crestere asigurată de către instalatiile de stocare si CEM cu IS calificate ca UFR
IS și CEM cu IS - 2025
RRFm la creștere (UFR) = 410,4 MW
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
7
58
59
60
59
71,4
96
IS Megalodon
IS din CEM 3 Nervia
IS Doicești
IS din CEM Gălbiori 2 - etapa I+II
IS 2 Câmpia Turzii
CEM Carani (CEF + IS)
IS Șotânga din CEM Șotânga 1 (CEF+IS)

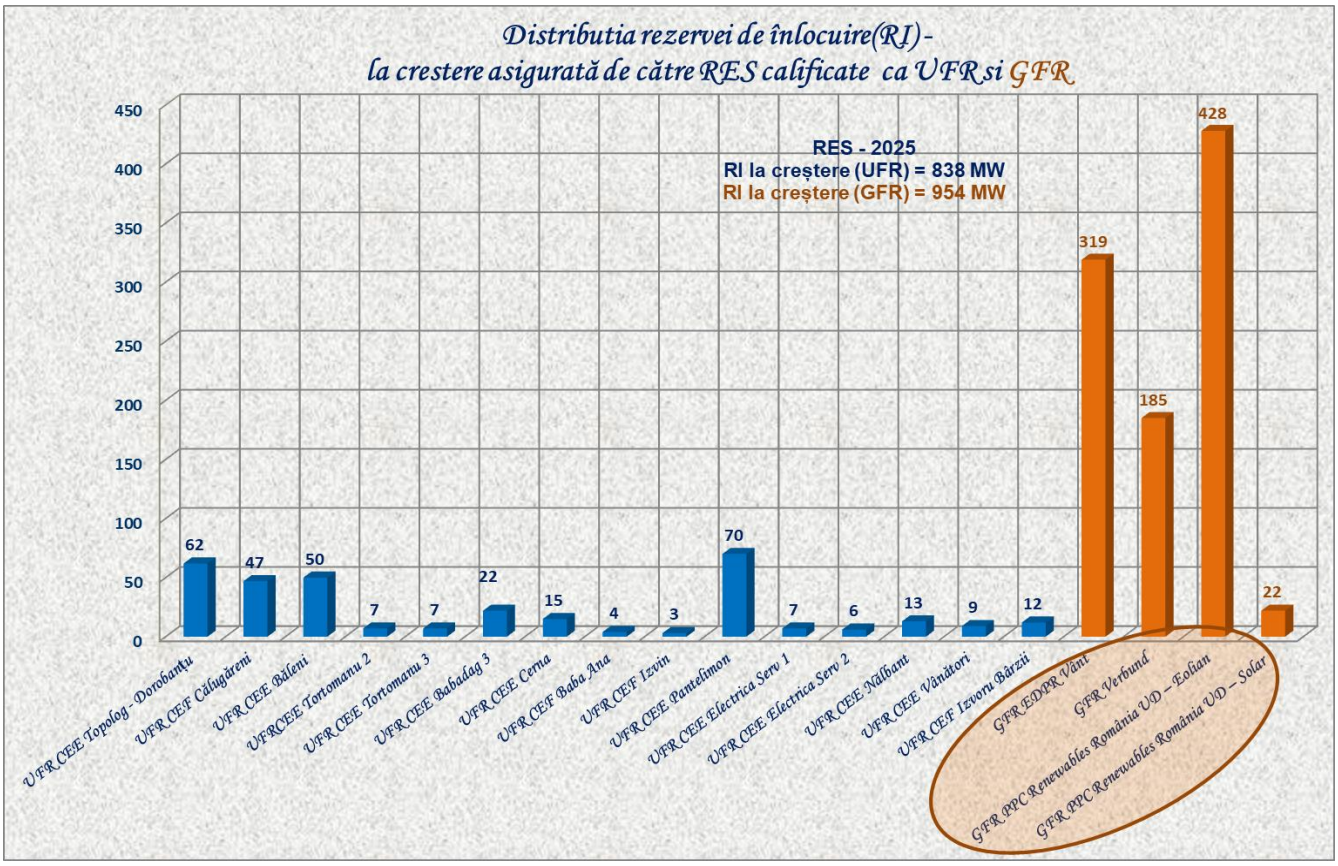

Distributia rezervei de restabilire a frecventei activată în mod manual (RRFm)-
la scădere asigurată de către instalatiile de stocare si CEM cu IS calificate ca UFR
IS și CEM cu IS - 2025
RRFm la scădere (UFR) = 424,7 MW
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
7
58
59
60
59
85,7
96
IS Megalodon
IS din CEM 3 Nervia
IS Doicești
IS din CEM Gălbiori 2 - etapa I+II
IS 2 Câmpia Turzii
CEM Carani (CEF + IS)
IS Șotânga din CEM Șotânga 1 (CEF+IS)



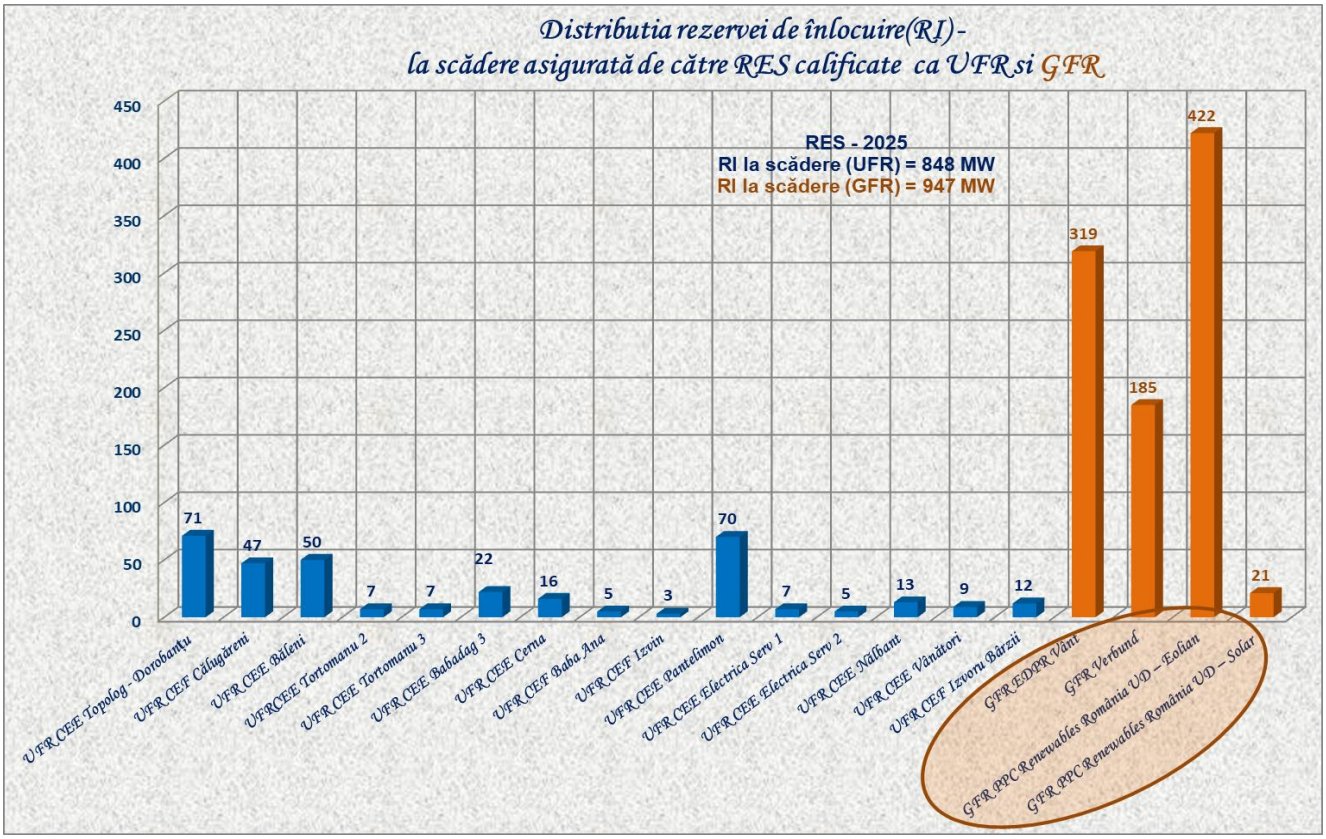
Distribuția rezervelor de echilibrare (RRFa, RRFm și RI) – la creștere/la scădere asigurate de către centralele electrice din surse regenerabile (RES) calificate ca UFR și ca GFR




Distributia rezervei de restabilire a frecventei activată în mod manual (RRFm) -
la scădere asigurată de către RES calificate ca UFR si GFR
RES - 2025
RRFm la scădere (UFR) = 818 MW
RRFm la scădere (GFR) = 947 MW
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
71
47
50
7
7
22
16
5
3
40
7
5
13
9
12
319
185
422
21
UFR CEE Topolog - Dorobanțu
UFR CEF Călugăreni
UFR CEE Băleni
UFRCEE Tortomanu 2
UFR CEE Tortomanu 3
UFR CEE Babadag 3
UFR CEE Cerna
UFR CEF Baba Ana
UFR CEF Izvin
UFR CEE Pantelimon
UFR CEE Electrica Serv 1
UFR CEE Electrica Serv 2
UFR CEE Nalbant
UFR CEE Vânători
UFR CEF Izvoru Bârzii
GFR EDPR Vânt
GFR Verbund
GFR RPC Renewables România UD – Eolian
GFR RPC Renewables România UD – Solar


Distributia rezervei de înlocuire (RI) -
la crestere asigurată de către RES calificate ca UFR si GFR
RES - 2025
RI la creștere (UFR) = 838 MW
RI la creștere (GFR) = 954 MW
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
62
47
50
7
7
22
15
4
3
70
7
6
13
9
12
319
185
428
22
UFR CEE Topolog - Dorobanțu
UFR CEF Călugăreni
UFR CEE Băleni
UFRCEE Tortomanu 2
UFR CEE Tortomanu 3
UFR CEE Babadag 3
UFR CEE Cerna
UFR CEF Baba Ana
UFR CEF Izvin
UFR CEE Pantelimon
UFR CEE Electrica Serv 1
UFR CEE Electrica Serv 2
UFR CEE Nalbant
UFR CEE Vânători
UFR CEF Izvoru Bârzii
GFR EDPR Vânt
GFR Verbund
GFR RPC Renewables România UD – Eolian
GFR RPC Renewables România UD – Solar

Anexa B-8


Distributia rezervei de înlocuire(RI) -
la scădere asigurată de către RES calificate ca UFR si GFR
RES - 2025
RI la scădere (UFR) = 848 MW
RI la scădere (GFR) = 947 MW
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
71
47
50
7
7
22
16
5
3
70
7
5
13
9
12
319
185
422
21
UFR CEE Topolog - Dorobantu
UFR CEF Călugăreni
UFR CEE Băleni
UFR CEE Tortomanu 2
UFR CEE Tortomanu 3
UFR CEE Babadag 3
UFR CEE Cerna
UFR CEF Baba Ana
UFR CEF Izvin
UFR CEE Pantelimon
UFR CEE Electrica Serv 1
UFR CEE Electrica Serv 2
UFR CEE Năfloani
UFR CEE Vânători
UFR CEF Izvoru Bârzii
GFR EDPR Vâlni
GFR Verbund
GFR RPC Renewables România UD – Eolian
GFR RPC Renewables România UD – Solar

Anexa B9

Indicatorii de siguranță pentru nodurile RET și nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica (etapele 2024 și 2029)

Indicatorii de siguranță pentru nodurile RET și nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica obținuți pentru etapa 2024

Nr Crt	Nr Nod	Denumire nod	Psucces	Pmanevra	Pinsucces	Dur medie insucces	Nr mediu intr	Nr mediu man	Nr mediu ref intr	Lambda	Miu	Lambda man	Nr max intr	Nr max man	Dur max a unei intr 10%	Dur max a unei intr 5%
1	1	PdF 400kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.009785	0.007822	0.044664	0	0.008929	7994.5	0.050986	0	0	1.75	1.75
2	2	PdF 400kV - 2	0.999964	0.000034	0.000001	0.009785	0.007822	0.042510	0	0.008929	7994.5	0.048527	0	0	1.75	1.75
3	3	Urec 400kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.009785	0.007822	0.044664	0	0.008929	7994.5	0.050986	0	0	1.75	1.75
4	4	Urec 400kV - 2	0.999964	0.000034	0.000001	0.009785	0.007822	0.042510	0	0.008929	7994.5	0.048527	0	0	1.75	1.75
5	5	Tant 400kV - 2A	0.999966	0.000033	0.000001	0.009542	0.007629	0.040356	0	0.008709	7994.9	0.046068	0	0	1.75	1.75
6	6	Tant 400kV - 1A	0.999963	0.000036	0.000001	0.009542	0.007629	0.044664	0	0.008709	7994.9	0.050986	0	0	1.75	1.75
7	7	Tant 400kV - 1B	0.999961	0.000038	0.000001	0.010027	0.008016	0.046818	0	0.009150	7994.2	0.053445	0	0	1.75	1.75
8	8	Tant 400kV - 2B	0.999964	0.000034	0.000001	0.010027	0.008016	0.042510	0	0.009150	7994.2	0.048527	0	0	1.75	1.75
9	9	Bradu 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.009057	0.007242	0.041108	0	0.008267	7995.5	0.046927	0	0	1.75	1.75
10	10	Bradu 400kV - 2	0.999966	0.000033	0.000001	0.009057	0.007242	0.040356	0	0.008267	7995.5	0.046068	0	0	1.75	1.75
11	11	Slatina 400kV - 2	0.999974	0.000025	0.000001	0.007120	0.005695	0.031740	0	0.006501	7998.2	0.036233	0	0	1.75	1.75
12	12	Slatina 400kV - 1	0.999974	0.000025	0.000001	0.007120	0.005695	0.031740	0	0.006501	7998.2	0.036233	0	0	1.75	1.75
13	13	Domnesti 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.009085	0.007265	0.042928	0	0.008293	7996.6	0.049005	0	0	1.75	1.75
14	14	Domnesti 400kV - 2	0.999969	0.000030	0.000001	0.009085	0.007265	0.038434	0	0.008293	7996.6	0.043875	0	0	1.75	1.75
15	15	Gura Ialom 400kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.010269	0.008209	0.046817	0.033624	0.009371	7993.8	0.097261	0	1	1.75	1.75
16	16	Gura Ialom400kV - 2	0.999962	0.000036	0.000001	0.010269	0.008209	0.044664	0	0.009371	7993.8	0.050986	0	0	1.75	1.75
17	17	Pelicanu 400kV - 1	0.999957	0.000030	0.000013	0.113602	0.015999	0.038792	0	0.018264	1408.3	0.044283	0	0	7.60	7.60
18	18	Pelicanu 400kV - 2	0.999957	0.000030	0.000013	0.113602	0.015999	0.038880	0	0.018264	1408.3	0.044384	0	0	7.60	7.60
19	19	Brazi Vest 400kV - 1	0.999964	0.000034	0.000001	0.009300	0.007435	0.042510	0	0.008488	7995.2	0.048527	0	0	1.75	1.75
20	20	Brazi Vest 400kV - 2	0.999966	0.000033	0.000001	0.009300	0.007435	0.040356	0.007599	0.008488	7995.2	0.055970	0	0	1.75	1.75
21	21	Medgidia S 400kV - 1	0.999968	0.000031	0.000001	0.009085	0.007265	0.040486	0	0.008293	7996.5	0.046217	0	0	1.75	1.75
22	22	Medgidia S 400kV - 2	0.999968	0.000031	0.000001	0.009085	0.007265	0.040486	0	0.008293	7996.5	0.046217	0	0	1.75	1.75
23	23	CNE Cernavoda 400kV - 1	0.999964	0.000034	0.000001	0.009785	0.007822	0.042509	0	0.008929	7994.5	0.048526	0	0	1.75	1.75
24	24	CNE Cernavoda 400kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.009785	0.007822	0.044664	0	0.008929	7994.5	0.050986	0	0	1.75	1.75
25	25	Constanta Nord 400kV - 1	0.999949	0.000000	0.000051	0.447147	0.037671	0.018911	0	0.043003	842.5	0.021588	0	0	12.37	12.37
26	26	Constanta Nord 400kV - 2	0.999946	0.000000	0.000054	0.471188	0.039555	0.018905	0	0.045154	839.5	0.021581	0	0	12.41	12.41
27	27	Tulcea Vest 400kV - 1	0.999963	0.000032	0.000005	0.041347	0.010853	0.039840	0	0.012389	2624.7	0.045480	0	0	4.31	4.31
28	28	Tulcea Vest 400kV - 2	0.999963	0.000032	0.000005	0.041347	0.010853	0.039840	0	0.012389	2624.7	0.045479	0	0	4.31	4.31
29	29	Lacu Sarat 400kV - 1	0.999968	0.000031	0.000001	0.009057	0.007242	0.038202	0	0.008267	7995.5	0.043609	0	0	1.75	1.75

30	30	Lacu Sarat 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.009057	0.007242	0.042510	0	0.008267	7995.5	0.048528	0	0	1.75	1.75
31	31	Smardan 400kV - 1	0.999969	0.000030	0.000001	0.008855	0.007081	0.038431	0	0.008083	7996.8	0.043871	0	0	1.75	1.75
32	32	Smardan 400kV - 2	0.999968	0.000031	0.000001	0.008855	0.007081	0.040485	0	0.008083	7996.8	0.046215	0	0	1.75	1.75
33	33	Gutinas 400kV - 1	0.999968	0.000031	0.000001	0.008573	0.006855	0.038200	0	0.007825	7996.2	0.043607	0	0	1.75	1.75
34	34	Gutinas 400kV - 2	0.999968	0.000031	0.000001	0.008573	0.006855	0.038200	0	0.007825	7996.2	0.043607	0	0	1.75	1.75
35	35	Brasov 400kV - 1	0.999964	0.000034	0.000001	0.009542	0.007629	0.042510	0	0.008709	7994.8	0.048527	0	0	1.75	1.75
36	36	Brasov 400kV - 2	0.999964	0.000034	0.000001	0.009542	0.007629	0.042510	0	0.008709	7994.8	0.048527	0	0	1.75	1.75
37	37	Darste 400kV - 1	0.438887	0.561085	0.000028	0.243994	0.093569	250.592499	0	0.106814	3834.9	286.064514	1	429	3.11	3.11
38	38	Darste 400kV - 2	0.997770	0.002211	0.000019	0.166509	0.062687	0.353613	0	0.071561	3764.8	0.403667	1	1	3.16	3.16
39	39	Sibiu Sud 400kV - 1	0.999966	0.000033	0.000001	0.009057	0.007242	0.040353	0	0.008267	7995.5	0.046065	0	0	1.75	1.75
40	40	Sibiu Sud 400kV - 2	0.999966	0.000033	0.000001	0.009057	0.007242	0.040354	0	0.008267	7995.5	0.046066	0	0	1.75	1.75
41	41	Gadalin 400kV - 1	0.999964	0.000033	0.000003	0.023211	0.009117	0.040705	0	0.010407	3927.6	0.046467	0	0	3.05	3.05
42	42	Gadalin 400kV - 2	0.999968	0.000029	0.000003	0.023211	0.009117	0.036210	0	0.010407	3927.6	0.041335	0	0	3.05	3.05
43	43	Cluj Est 400kV	0.996698	0.000029	0.003273	28.668646	0.567266	0.024005	0.016321	0.647564	197.9	0.048671	2	0	85.50	121.50
44	44	Rosiori 400kV - 1	0.999966	0.000033	0.000001	0.008815	0.007048	0.040412	0	0.008046	7995.8	0.046132	0	0	1.75	1.75
45	45	Rosiori 400kV - 2	0.999968	0.000031	0.000001	0.008815	0.007048	0.038202	0	0.008046	7995.8	0.043609	0	0	1.75	1.75
46	46	Mintia 400kV - 1	0.999529	0.000467	0.000005	0.042044	0.030957	0.173556	0	0.035339	7363.1	0.198123	0	1	1.86	1.86
47	47	Mintia 400kV - 2	0.999534	0.000461	0.000005	0.042044	0.030957	0.168496	0	0.035339	7363.1	0.192347	0	1	1.86	1.86
48	48	Iernut 400kV - 1	0.999968	0.000031	0.000001	0.008815	0.007048	0.038202	0	0.008046	7995.8	0.043609	0	0	1.75	1.75
49	49	Iernut 400kV - 2	0.999966	0.000033	0.000001	0.008815	0.007048	0.040356	0	0.008046	7995.8	0.046069	0	0	1.75	1.75
50	51	Bucuresti Sud 400kV - 1	0.999968	0.000031	0.000001	0.009057	0.007242	0.038202	0	0.008267	7995.5	0.043609	0	0	1.75	1.75
51	52	Bucuresti Sud 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.009057	0.007242	0.042510	0	0.008267	7995.5	0.048528	0	0	1.75	1.75
52	53	Isaccea 400kV - 2	0.997757	0.002204	0.000039	0.341849	0.137054	0.350443	0	0.156454	4009.2	0.400049	1	1	2.99	2.99
53	54	Isaccea 400kV - 1A	0.997735	0.002245	0.000020	0.172641	0.068666	0.372015	0	0.078386	3977.4	0.424675	1	2	3.01	3.01
54	55	Arad 400kV - 1	0.999964	0.000035	0.000001	0.009542	0.007629	0.042790	0	0.008709	7994.8	0.048847	0	0	1.75	1.75
55	56	Arad 400kV - 2	0.999964	0.000034	0.000001	0.009542	0.007629	0.042510	0	0.008709	7994.8	0.048527	0	0	1.75	1.75
56	57	Sardanesti 220kV - A	0.999926	0.000001	0.000073	0.640741	0.050818	0.000348	0	0.058012	793.1	0.000398	0	0	13.11	13.11
57	58	Sardanesti 220kV - B	0.999926	0.000001	0.000073	0.640741	0.050818	0.000348	0	0.058012	793.1	0.008634	0	0	13.11	13.11
58	59	Isalnita 220kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.009026	0.007215	0.044664	0	0.008236	7992.9	0.108998	0	0	1.75	1.75
59	60	Isalnita 220kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.009026	0.007215	0.044664	0	0.008236	7992.9	0.050986	0	0	1.75	1.75
60	61	Bradu 220kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.009245	0.007389	0.046818	0	0.008435	7992.5	0.053445	0	0	1.75	1.75
61	62	Bradu 220kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.009245	0.007389	0.044664	0	0.008435	7992.5	0.050986	0	0	1.75	1.75
62	63	Arefu 220kV - 1	0.997772	0.002209	0.000019	0.162755	0.061246	0.351958	0	0.069915	3763.1	0.401779	1	1	3.16	3.16
63	64	Arefu 220kV - 2	0.997754	0.002227	0.000019	0.162755	0.061246	0.361993	0	0.069915	3763.1	0.413234	1	2	3.16	3.16
64	65	Raureni 220kV 1	0.999917	0.000038	0.000045	0.391991	0.021648	0.045883	0	0.024713	552.3	0.052378	0	0	18.61	18.61
65	66	Raureni 220kV 2	0.999918	0.000037	0.000045	0.391991	0.021648	0.043843	0	0.024713	552.3	0.050049	0	0	18.61	18.61
66	67	Stuparei 220kV - 1	0.999927	0.000036	0.000036	0.317247	0.020764	0.042704	0	0.023703	654.5	0.048748	0	0	15.78	15.78

67	68	Stuparei 220kV - 2	0.999927	0.000037	0.000036	0.317247	0.020764	0.044275	0	0.023703	654.5	0.050542	0	0	15.78	15.78
68	69	Targoviste 220kV - 1A	0.999964	0.000035	0.000001	0.008590	0.006866	0.042854	0	0.007838	7993.6	0.048921	0	0	1.75	1.75
69	70	Targoviste 220kV - 2A	0.999965	0.000034	0.000001	0.008590	0.006866	0.042510	0	0.007838	7993.6	0.048527	0	0	1.75	1.75
70	71	Targoviste 220kV - 1B	0.999965	0.000034	0.000001	0.008372	0.006692	0.042510	0	0.007640	7994.0	0.048527	0	0	1.75	1.75
71	72	Targoviste 220kV - 2B	0.999966	0.000033	0.000001	0.008372	0.006692	0.040444	0	0.007640	7994.0	0.046169	0	0	1.75	1.75
72	73	T.Magurele 220kV - 1	0.999954	0.000035	0.000011	0.096382	0.013561	0.042815	0	0.015481	1407.0	0.048876	0	0	7.61	7.61
73	74	T.Magurele 220kV - 2	0.999956	0.000033	0.000011	0.096382	0.013561	0.040810	0	0.015481	1407.0	0.046587	0	0	7.61	7.61
74	75	Ghizdaru 220kV - 1	0.997840	0.002143	0.000017	0.149680	0.055163	0.325069	0.049133	0.062971	3685.4	0.435111	1	2	3.21	3.21
75	76	Ghizdaru 220kV - 2	0.997845	0.002138	0.000017	0.149680	0.055163	0.319591	0.031536	0.062971	3685.4	0.405926	1	2	3.21	3.21
76	77	Fundeni 220kV - A	0.999949	0.000000	0.000051	0.445321	0.037550	0.020176	0	0.042866	843.2	0.023032	0	0	12.36	12.36
77	78	Fundeni 220kV - B	0.999949	0.000000	0.000051	0.445321	0.037550	0.019167	0	0.042866	843.2	0.021880	0	0	12.36	12.36
78	79	Mostistea 220kV	0.996159	0.000000	0.003841	33.646118	0.927369	0.000000	0	1.058640	275.6	0.000000	3	0	79.00	105.50
79	85	Brazi Vest 220kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.008808	0.007041	0.044664	0	0.008037	7993.3	0.050986	0	0	1.75	1.75
80	86	Brazi Vest 220kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.008808	0.007041	0.042510	0	0.008037	7993.3	0.048527	0	0	1.75	1.75
81	87	Lacu Sarat 220kV - 1	0.999956	0.000043	0.000001	0.008590	0.006866	0.048367	0	0.007838	7993.7	0.055214	0	0	1.75	1.75
82	88	Lacu Sarat 220kV - 2	0.999957	0.000042	0.000001	0.008590	0.006866	0.045299	0	0.007838	7993.7	0.051711	0	0	1.75	1.75
83	89	Filesti 220kV - 1	0.999915	0.000008	0.000077	0.675792	0.049729	0.002741	0.012194	0.056768	735.9	0.019019	0	0	14.09	14.09
84	90	Filesti 220kV - 2	0.999915	0.000008	0.000077	0.678165	0.050005	0.002719	0.002775	0.057084	737.4	0.006720	0	0	14.06	14.06
85	91	Barbosi 220kV - 1	0.999914	0.000039	0.000047	0.414203	0.026544	0.043856	0	0.030301	640.8	0.050063	0	0	16.10	16.10
86	92	Barbosi 220kV - 2	0.999914	0.000039	0.000047	0.414203	0.026544	0.043748	0	0.030301	640.8	0.049940	0	0	16.10	16.10
87	93	Focsani Vest 220kV	0.999917	0.000003	0.000080	0.702900	0.053073	0.001003	0	0.060586	755.1	0.001145	1	0	13.74	13.74
88	95	Gutinas 220kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.009463	0.007563	0.046810	0	0.008634	7992.1	0.053436	0	0	1.75	1.75
89	96	Gutinas 220kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.009463	0.007563	0.046814	0	0.008634	7992.1	0.053441	0	0	1.75	1.75
90	97	Dumbrava 220kV - 1	0.999968	0.000028	0.000003	0.027890	0.007516	0.036679	0	0.008579	2694.7	0.041871	0	0	4.21	4.21
91	98	Dumbrava 220kV - 2	0.999969	0.000028	0.000003	0.027890	0.007516	0.036486	0	0.008579	2694.7	0.041651	0	0	4.21	4.21
92	99	Bacau Sud 400kV - 1,2	0.999951	0.000000	0.000049	0.427613	0.036542	0.000047	0.023395	0.041714	854.6	0.030540	0	0	12.20	12.20
93	100	Bacau Sud 400kV - 4	0.999951	0.000000	0.000049	0.428831	0.036681	0.000060	0.038324	0.041873	855.4	0.050009	0	0	12.19	12.19
94	101	Bacau Sud 400kV - 3	0.999951	0.000000	0.000049	0.429432	0.036723	0.000060	0	0.041921	855.1	0.000068	0	0	12.19	12.19
95	102	Stejaru 220kV - 2	0.999791	0.000000	0.000209	1.830685	0.084877	0.000000	0.00822	0.096891	463.6	0.010712	1	0	22.07	22.07
96	103	Stejaru 220kV - 3	0.999791	0.000000	0.000209	1.830685	0.084877	0.000000	0.025019	0.096891	463.6	0.032603	1	0	22.07	22.07
97	104	Roman Nord 400kV - 1	0.999962	0.000035	0.000004	0.033646	0.011590	0.042774	0	0.013230	3444.6	0.048828	0	0	3.40	3.40
98	105	Roman Nord 400kV - 2	0.999685	0.000311	0.000004	0.038054	0.015114	0.180788	0	0.017253	3971.7	0.206379	0	1	3.02	3.02
99	106	FAI 220kV - 1A	0.999967	0.000033	0.000001	0.008372	0.006692	0.040356	0	0.007640	7994.0	0.046068	0	0	1.75	1.75
100	107	FAI 220kV - 2A	0.999963	0.000036	0.000001	0.008372	0.006692	0.043146	0	0.007640	7994.0	0.049253	0	0	1.75	1.75
101	109	Munteni 220kV - 1	0.999673	0.000218	0.000109	0.950990	0.089309	0.061393	0	0.101951	939.1	0.070083	1	1	11.15	11.15
102	110	Munteni 220kV - 2	0.999944	0.000001	0.000056	0.487036	0.044095	0.000203	0.046253	0.050336	905.4	0.060506	0	1	11.55	11.55
103	111	Gheorgheni 220kV - 1	0.999677	0.000312	0.000011	0.092297	0.014767	0.182698	0	0.016857	1599.9	0.208559	0	1	6.75	6.75

104	112	Gheorgheni 220kV - 2	0.999954	0.000036	0.000010	0.088220	0.011507	0.044672	0.043877	0.013136	1304.4	0.108173	0	1	8.17	8.17
105	113	Ungheni 220kV - 1	0.999969	0.000030	0.000001	0.007555	0.006042	0.038704	0.022559	0.006897	7996.5	0.073580	0	1	1.75	1.75
106	114	Ungheni 220kV - 2	0.999971	0.000028	0.000001	0.007555	0.006042	0.036382	0.032955	0.006897	7996.5	0.084478	0	1	1.75	1.75
107	117	Alba Iulia 220kV - 1	0.999956	0.000000	0.000044	0.382300	0.033877	0.000000	0	0.038672	886.1	0.000000	0	0	11.79	11.79
108	118	Alba Iulia 220kV - 2	0.999956	0.000000	0.000044	0.381881	0.033853	0.000000	0.034753	0.038645	886.5	0.045288	0	0	11.78	11.78
109	119	Alba Iulia 220kV - 3	0.999954	0.000000	0.000046	0.405437	0.035762	0.000023	0	0.040824	882.1	0.000026	0	0	11.84	11.84
110	120	Alba Iulia 220kV - 4	0.999954	0.000000	0.000046	0.405437	0.035762	0.000000	0.074677	0.040824	882.1	0.097315	0	1	11.84	11.84
111	121	Alba Iulia 220kV - 5	0.999956	0.000000	0.000044	0.381881	0.033853	0.000000	0.035362	0.038645	886.5	0.046082	0	0	11.78	11.78
112	122	Alba Iulia 220kV - 6	0.999956	0.000000	0.000044	0.381881	0.033853	0.000000	0.028162	0.038645	886.5	0.036699	0	0	11.78	11.78
113	123	Campia Turzii 220kV - 1	0.999930	0.000029	0.000041	0.358818	0.021069	0.036186	0.049785	0.024052	587.2	0.106185	0	1	17.53	17.53
114	124	Campia Turzii 220kV - 2	0.999925	0.000035	0.000041	0.358818	0.021069	0.042650	0.042006	0.024052	587.2	0.103427	0	1	17.53	17.53
115	125	Cluj Floresti 220kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.008590	0.006866	0.042510	0	0.007838	7993.6	0.048527	0	0	1.75	1.75
116	126	Cluj Floresti 220kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.008590	0.006866	0.042510	0	0.007838	7993.6	0.048527	0	0	1.75	1.75
117	127	Iaz 220kV - 2	0.996046	0.003934	0.000019	0.170518	0.067453	1.222260	0.012909	0.077001	3955.8	1.412095	1	3	3.03	3.03
118	128	Iaz 220kV - 1	0.995792	0.004181	0.000027	0.232901	0.073564	1.352841	0.012909	0.083977	3158.6	1.561162	1	4	3.67	3.67
119	129	Tihau 220kV - 1	0.999952	0.000000	0.000048	0.421953	0.035847	0.000003	0	0.040921	849.5	0.000003	0	0	12.27	12.27
120	130	Tihau 220kV - 2	0.999952	0.000000	0.000048	0.421312	0.035800	0.000001	0.052118	0.040868	849.7	0.067919	0	1	12.27	12.27
121	131	Tihau 220kV - 3	0.999952	0.000000	0.000048	0.421941	0.035845	0.000003	0.021003	0.040919	849.5	0.027373	0	0	12.27	12.27
122	132	Tihau 220kV - 4	0.999952	0.000000	0.000048	0.421249	0.035791	0.000001	0.034153	0.040858	849.6	0.044508	0	0	12.27	12.27
123	133	Vetis 4 220kV	0.999544	0.000031	0.000425	3.723854	0.308787	0.025392	0.027226	0.352497	829.2	0.064466	1	1	13.00	22.00
124	134	Rosiori 220kV - 1	0.999968	0.000031	0.000001	0.007717	0.006170	0.038302	0	0.007043	7995.1	0.043724	0	0	1.75	1.75
125	135	Rosiori 220kV - 2	0.999968	0.000031	0.000001	0.007717	0.006170	0.038202	0	0.007043	7995.1	0.043610	0	0	1.75	1.75
126	136	Baia Mare 220kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.008590	0.006866	0.042510	0	0.007838	7993.6	0.048527	0	0	1.75	1.75
127	137	Baia Mare 220kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.008590	0.006866	0.042510	0	0.007838	7993.6	0.048527	0	0	1.75	1.75
128	138	Arad 220kV - 1	0.997790	0.002191	0.000018	0.159342	0.059501	0.341947	0	0.067923	3734.2	0.390350	1	1	3.18	3.18
129	139	Arad 220kV - 2	0.997755	0.002227	0.000018	0.159342	0.059501	0.370952	0	0.067923	3734.2	0.423461	1	2	3.18	3.18
130	140	Sacalaz 220kV	0.999718	0.000021	0.000261	2.284396	0.119652	0.014324	0.01658	0.136589	523.8	0.037957	1	0	19.59	19.59
131	141	Timisoara 220kV - 1	0.997809	0.002173	0.000018	0.157635	0.058628	0.331922	0	0.066927	3719.3	0.378907	1	1	3.19	3.19
132	142	Timisoara 220kV - 2	0.997773	0.002209	0.000018	0.157635	0.058628	0.351994	0	0.066927	3719.3	0.401819	1	1	3.19	3.19
133	143	Resita 220kV - 1	0.997754	0.002227	0.000019	0.162755	0.061246	0.361993	0.139662	0.069915	3763.1	0.595234	1	2	3.16	3.16
134	144	Resita 220kV - 2	0.997772	0.002209	0.000019	0.162755	0.061246	0.351958	0.113845	0.069915	3763.1	0.550135	1	2	3.16	3.16
135	145	Salaj 4-220kV	0.999747	0.000000	0.000253	2.216838	0.263637	0.000003	0.021003	0.300955	1189.2	0.027374	1	0	8.91	14.00
136	146	Pestis 220kV - A	0.999946	0.000000	0.000054	0.471188	0.039555	0.000000	0	0.045154	839.5	0.000000	0	0	12.41	12.41
137	147	Pestis 220kV - B	0.999946	0.000000	0.000054	0.471188	0.039555	0.000045	0	0.045154	839.5	0.000051	0	0	12.41	12.41
138	148	Hasdat 220kV - 1	0.999966	0.000033	0.000001	0.008594	0.006871	0.042536	0.060286	0.007843	7994.9	0.127119	0	1	1.75	1.75
139	149	Hasdat 220kV - 2	0.999966	0.000033	0.000001	0.008594	0.006871	0.042538	0.04434	0.007843	7994.9	0.106340	0	1	1.75	1.75
140	150	Baru Mare 220kV - 1	0.999947	0.000030	0.000024	0.206158	0.014063	0.038437	0.049785	0.016054	682.2	0.108755	0	1	15.16	15.16

141	151	Baru Mare 220kV - 2	0.999694	0.000282	0.000024	0.209936	0.017084	0.170137	0	0.019502	813.8	0.194220	0	1	12.79	12.79
142	152	Hasdat Otelarie 220kV - A	0.999587	0.000386	0.000027	0.239765	0.022077	0.173868	0.008557	0.025202	920.8	0.209630	0	1	11.36	11.36
143	153	Hasdat Otelarie 220kV - B	0.995964	0.004009	0.000027	0.240347	0.022130	0.681244	0.005834	0.025262	920.7	0.785278	0	2	11.36	11.36
144	154	Gradiste 220kV - 1	0.999951	0.000000	0.000049	0.425731	0.036141	0.000001	0	0.041257	848.9	0.000002	0	0	12.28	12.28
145	155	Gradiste 220kV - 2	0.999951	0.000000	0.000049	0.425731	0.036141	0.000001	0	0.041257	848.9	0.000002	0	0	12.28	12.28
146	156	PdF 220kV - 1	0.999959	0.000040	0.000001	0.010555	0.008434	0.048971	0	0.009628	7990.3	0.055903	0	0	1.75	1.75
147	157	PdF 220kV - 2	0.999953	0.000046	0.000001	0.010555	0.008434	0.055433	0	0.009628	7990.3	0.063280	0	1	1.75	1.75
148	158	Gradiste 220kV - 3	0.999952	0.000000	0.000048	0.424670	0.036078	0.000001	0.025229	0.041185	849.6	0.032878	0	0	12.27	12.27
149	159	Gradiste 220kV - 4	0.999952	0.000000	0.000048	0.423515	0.035980	0.000000	0.018125	0.041073	849.6	0.023619	0	0	12.27	12.27
150	160	Craiova Nord 220kV - 1	0.999966	0.000033	0.000001	0.008386	0.006705	0.042538	0	0.007654	7995.2	0.048559	0	0	1.75	1.75
151	161	Craiova Nord 220kV - 2	0.999968	0.000031	0.000001	0.008386	0.006705	0.040486	0	0.007654	7995.2	0.046217	0	0	1.75	1.75
152	162	Slatina 220kV - 2	0.999974	0.000025	0.000001	0.006409	0.005126	0.031740	0	0.005851	7997.4	0.036233	0	0	1.75	1.75
153	163	Slatina 220kV - 1	0.999974	0.000025	0.000001	0.006409	0.005126	0.031740	0	0.005851	7997.4	0.036233	0	0	1.75	1.75
154	166	Targu Jiu Nord 220kV	0.999837	0.000000	0.000163	1.430560	0.076454	0.000001	0	0.087276	534.4	0.000002	1	0	19.21	19.21
155	167	Fantanele 220kV - 1	0.999712	0.000278	0.000010	0.084165	0.012930	0.166041	0	0.014761	1536.3	0.189545	0	1	7.01	7.01
156	168	Fantanele 220kV - 2	0.999963	0.000028	0.000009	0.080595	0.010075	0.036393	0.034437	0.011501	1250.1	0.086421	0	1	8.50	8.50
157	169	Suceava 400kV - 1	0.999962	0.000033	0.000005	0.041240	0.011838	0.040841	0	0.013513	2870.4	0.046623	0	0	3.98	3.98
158	170	Suceava 400kV - 2	0.999688	0.000307	0.000005	0.045406	0.015169	0.176703	0	0.017316	3340.7	0.201715	0	1	3.49	3.49
159	171	Iernut 220kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.008590	0.006866	0.042507	0	0.007838	7993.6	0.048524	0	0	1.75	1.75
160	172	Iernut 220kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.008590	0.006866	0.042508	0	0.007838	7993.6	0.048525	0	0	1.75	1.75
161	173	Mintia 220kV - 1	0.999935	0.000064	0.000001	0.012828	0.010246	0.075680	0	0.011696	7987.2	0.086392	0	1	1.75	1.75
162	174	Mintia 220kV - 2	0.999956	0.000042	0.000001	0.012828	0.010246	0.051123	0	0.011696	7987.2	0.058360	0	0	1.75	1.75
163	175	Bucuresti Sud 220kV - 1	0.999959	0.000040	0.000001	0.009245	0.007389	0.048972	0	0.008435	7992.6	0.055904	0	0	1.75	1.75
164	176	Bucuresti Sud 220kV - 2	0.999964	0.000034	0.000001	0.009245	0.007389	0.042509	0	0.008435	7992.6	0.048527	0	0	1.75	1.75
165	177	Cetate 220kV-B	0.999952	0.000000	0.000048	0.423444	0.036014	0.018921	0.062904	0.041112	850.5	0.103572	0	1	12.26	12.26
166	178	Cetate 220kV-A	0.999952	0.000000	0.000048	0.423593	0.036049	0.018930	0.071566	0.041152	851.0	0.114869	0	1	12.25	12.25
283	299	Filesti 220kV - 3	0.999929	0.000008	0.000063	0.552428	0.037695	0.002751	0	0.043031	682.3	0.003141	0	0	15.16	15.16
297	313	Stejaru 220kV - 1	0.999791	0.000000	0.000209	1.830685	0.084877	0.000000	0	0.096891	463.6	0.000000	1	0	22.07	22.07
346	363	Paros220	0.999949	0.000000	0.000051	0.445321	0.037550	0.000000	0	0.042866	843.2	0.000000	0	0	12.36	12.36
353	371	Isaccea 400kV - 1B	0.994185	0.005805	0.000010	0.087419	0.002910	2.033745	0	0.003322	332.9	2.321627	0	5	30.54	30.54
362	381	Sibiu 220kV - 1	0.999973	0.000001	0.000026	0.227939	0.020713	0.011837	0.035741	0.023645	908.7	0.060088	0	1	11.50	11.50
363	382	Sibiu 220kV - 2	0.999973	0.000001	0.000026	0.227939	0.020713	0.011837	0.035741	0.023645	908.7	0.060088	0	1	11.50	11.50
374	396	Urec 220kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.008153	0.006518	0.041212	0	0.007441	7994.4	0.047045	0	0	1.75	1.75
375	397	Urec 220kV - 2	0.999967	0.000033	0.000001	0.008153	0.006518	0.040356	0	0.007441	7994.4	0.046068	0	0	1.75	1.75
379	401	Suceava 220kV	0.999999	0.000000	0.000001	0.011798	0.001764	0.000084	0.048776	0.002014	1495.2	0.063658	0	1	7.19	7.19
385	407	Lotr220-1	0.998439	0.001549	0.000012	0.107269	0.053128	0.315438	0.035741	0.060648	4952.8	0.406664	1	2	2.52	2.52
386	408	Lotr220-2	0.998439	0.001549	0.000012	0.107269	0.053128	0.315438	0.035741	0.060648	4952.8	0.406664	1	2	2.52	2.52

387	409	Galceag220	0.998042	0.000000	0.001958	17.150826	0.271888	0.000000	0.034753	0.310374	158.5	0.045288	1	0	63.58	105.50
388	410	Sugag220	0.998042	0.000000	0.001958	17.150826	0.271888	0.000000	0.028162	0.310374	158.5	0.036699	1	0	63.58	105.50
389	411	Maris220-1	0.998475	0.001514	0.000011	0.097041	0.046889	0.291031	0	0.053526	4831.8	0.332227	0	1	2.57	2.57
390	412	Maris220-2	0.998513	0.001476	0.000011	0.097041	0.046889	0.266551	0.019447	0.053526	4831.8	0.329625	0	1	2.57	2.57
393	416	Rete220	0.999801	0.000000	0.000199	1.743052	0.081442	0.000000	0.031893	0.092970	467.2	0.041562	1	0	21.90	21.90
394	423	Draganesti Olt 400kV	0.995535	0.000000	0.004465	39.115276	1.290319	0.000000	0.029205	1.472968	329.9	0.038059	3	0	76.00	98.00
396	425	Turnu Magurele 110-1	0.999446	0.000035	0.000519	4.545280	0.135616	0.028385	0	0.154813	298.4	0.032403	1	0	34.02	34.02
399	431	Bucuresti Sud 110-1	0.999451	0.000040	0.000509	4.458141	0.131524	0.032467	0	0.150141	295.0	0.037063	1	0	34.40	34.40
401	435	Domnesti 110-1	0.998661	0.000034	0.001305	11.429870	0.140537	0.028460	0	0.160430	123.0	0.032489	1	0	81.83	82.00
403	440	Fundeni 110-1	0.999441	0.000000	0.000559	4.894026	0.171984	0.024384	0	0.196329	351.4	0.027835	1	0	28.96	34.50
404	443	Ghizdaru 110-1	0.996003	0.002143	0.001854	16.241266	0.527944	0.215512	0	0.602675	325.1	0.246018	2	1	50.00	72.00
406	447	Pelicanu 110-1	0.998653	0.000030	0.001317	11.534388	0.146327	0.025718	0	0.167040	126.9	0.029358	1	0	79.33	83.00
408	451	Gura Ialom 110-1	0.999470	0.000038	0.000492	4.306384	0.102979	0.031038	0	0.117556	239.1	0.035432	1	0	42.32	42.32
410	455	MedgidiaS 110-1	0.998664	0.000031	0.001304	11.425327	0.138128	0.026841	0	0.157681	120.9	0.030641	1	0	83.22	83.22
414	463	TulceaV110-1	0.999655	0.000002	0.000343	3.005650	0.087063	0.001087	0	0.099388	289.7	0.001241	1	0	35.02	35.02
416	467	CraiovaN 110-1	0.998599	0.000033	0.001368	11.984591	0.288358	0.028201	0	0.329175	240.6	0.032193	1	0	42.06	72.00
418	470	Isalnita110	0.999253	0.000036	0.000711	6.228588	0.188419	0.029611	0	0.215090	302.5	0.033802	1	0	33.56	43.50
420	472	Sardanesti110	0.998088	0.000001	0.001910	16.735014	0.542207	0.000348	0	0.618958	324.0	0.000398	2	0	51.00	73.00
422	474	TgJiuN110	0.997978	0.000000	0.002022	17.714911	0.599071	0.000002	0	0.683871	338.2	0.000002	2	0	51.50	73.00
424	476	Gradiste110-1	0.998269	0.000000	0.001731	15.166203	0.519984	0.000002	0	0.593589	342.9	0.000002	2	0	47.00	68.00
426	480	Slatina110	0.999663	0.000000	0.000337	2.953761	0.098404	0.000000	0	0.112334	333.1	0.000000	1	0	30.52	30.52
428	482	Mostistea110	0.993299	0.000000	0.006701	58.702511	2.091875	0.000000	0	2.387985	356.4	0.000000	5	0	84.00	104.50
431	489	TSev220-1	0.999012	0.000227	0.000761	6.670736	0.214647	0.073725	0.005466	0.245031	321.8	0.091284	1	1	31.58	44.50
432	490	TSev220-2	0.999006	0.000232	0.000761	6.670736	0.214647	0.078009	0.005466	0.245031	321.8	0.096175	1	1	31.58	44.50
435	493	TSev110-1	0.997816	0.000226	0.001957	17.146206	0.458973	0.073683	0	0.523942	267.7	0.084113	2	1	55.00	82.00
436	494	TSev110-2	0.997810	0.000232	0.001957	17.146206	0.458973	0.077967	0	0.523942	267.7	0.089003	2	1	55.00	82.00
438	496	Resita110	0.992165	0.002227	0.005608	49.124428	1.489686	0.239991	0	1.700555	303.2	0.273962	4	1	87.50	111.50
440	498	Timisoara110	0.992385	0.003386	0.004229	37.047115	0.756609	0.933952	0	0.863709	204.2	1.066156	2	3	97.00	132.00
442	500	Pestis110	0.999416	0.000000	0.000584	5.119667	0.189900	0.000054	0	0.216781	370.9	0.000062	1	0	27.46	35.50
444	502	Sacalaz110	0.994121	0.000021	0.005858	51.312256	1.570624	0.014324	0	1.792950	306.1	0.016351	4	0	88.50	112.00
446	505	Mintia110-1	0.999405	0.000251	0.000344	3.012616	0.104177	0.094855	0	0.118924	345.8	0.108282	1	1	29.42	29.42
448	508	Arad110-1	0.995989	0.003445	0.000566	4.957292	0.199805	0.963474	0	0.228087	403.1	1.099856	1	3	25.31	34.00
450	510	Hasdat110	0.998576	0.000033	0.001391	12.181268	0.303136	0.028201	0	0.346046	248.9	0.032193	1	0	42.50	71.50
452	512	Baru Mare110	0.998558	0.000030	0.001413	12.375055	0.305902	0.025483	0	0.349203	247.2	0.029090	1	0	43.50	72.50
454	514	Paroseni110	0.999420	0.000000	0.000580	5.085166	0.187402	0.000000	0	0.213930	368.5	0.000000	1	0	27.64	35.50
456	517	Alba Iulia110-1	0.998731	0.000000	0.001269	11.119992	0.310396	0.000000	0	0.354333	279.1	0.000000	1	0	39.00	64.50
458	520	Lotru110	0.993013	0.001549	0.005438	47.640442	1.467926	0.209126	0	1.675714	308.1	0.238728	4	1	85.50	109.00

460	522	Targoviste-A110	0.999434	0.000035	0.000531	4.648634	0.146597	0.028411	0	0.167348	315.4	0.032433	1	0	32.21	33.50
462	524	Targoviste-B110	0.999435	0.000034	0.000530	4.644230	0.144263	0.028183	0	0.164684	310.6	0.032172	1	0	32.69	33.50
464	526	Bradu110	0.998103	0.000036	0.001860	16.296043	0.511769	0.029611	0	0.584211	314.0	0.033802	2	0	50.50	73.50
466	528	Arefu110	0.994694	0.003427	0.001879	16.457769	0.521490	0.950743	0	0.595308	316.9	1.085323	2	3	50.50	73.50
467	529	Pitesti Sud 220kV	0.997184	0.000038	0.002777	24.329990	0.396090	0.031038	0.004667	0.452157	162.8	0.041514	2	0	81.50	126.00
469	531	Pitesti110	0.996675	0.000038	0.003287	28.796196	0.524640	0.031038	0	0.598904	182.2	0.035431	2	0	88.50	128.00
471	533	Raureni110	0.998527	0.000038	0.001434	12.564666	0.312933	0.030419	0	0.357230	249.1	0.034725	1	0	44.00	73.00
473	535	Stuparei110	0.999397	0.000037	0.000566	4.957293	0.155810	0.029353	0	0.177866	314.3	0.033508	1	0	32.32	35.50
474	537	Sibiu110	0.999820	0.000000	0.000180	1.577203	0.061634	0.000001	0	0.070358	390.8	0.000001	1	0	26.09	26.09
476	539	Cluj Floresti110	0.999435	0.000034	0.000531	4.648634	0.146597	0.028183	0	0.167348	315.4	0.032172	1	0	32.21	33.50
478	541	Tihau110	0.998269	0.000000	0.001731	15.162426	0.519628	0.000003	0	0.593183	342.7	0.000004	2	0	47.00	68.00
480	544	Iaz-1 110kV	0.994659	0.003933	0.001409	12.339311	0.341243	0.809626	0	0.389547	276.5	0.924231	1	2	42.50	69.00
481	546	Salaj 1-220kV	0.999534	0.000000	0.000466	4.079967	0.329945	0.000003	0	0.376649	808.7	0.000004	1	0	14.50	23.50
482	547	Salaj110kV	0.999213	0.000000	0.000787	6.892520	0.415141	0.000003	0	0.473905	602.3	0.000004	2	0	23.00	35.00
484	549	Baia Mare110kV	0.999435	0.000034	0.000531	4.648634	0.146597	0.028183	0	0.167348	315.4	0.032172	1	0	32.21	33.50
486	551	Iernut110kV	0.999641	0.000000	0.000359	3.144959	0.113829	0.000001	0	0.129941	361.9	0.000001	1	0	28.13	28.13
488	553	Ungheni110kV	0.998580	0.000030	0.001390	12.176452	0.300584	0.025659	0	0.343132	246.9	0.029292	1	0	42.50	72.00
490	555	Fantanele110kV	0.999266	0.000028	0.000706	6.185950	0.199172	0.024128	0	0.227365	322.0	0.027543	1	0	31.56	42.50
492	557	Gheorghieni110kV	0.999424	0.000036	0.000539	4.724187	0.147513	0.029616	0	0.168394	312.3	0.033808	1	0	32.53	34.00
494	559	Dumbrava110kV	0.998579	0.000028	0.001393	12.200565	0.303564	0.024317	0	0.346534	248.8	0.027759	1	0	43.00	71.50
496	561	Suceava110kV-1	0.999965	0.000031	0.000004	0.033955	0.009750	0.038744	0	0.011131	2871.6	0.044228	0	0	3.98	3.98
498	564	FAI-110kV-1	0.999232	0.000036	0.000732	6.414639	0.201270	0.028605	0	0.229760	313.8	0.032654	1	0	32.37	44.00
500	567	RomanN110kV	0.999298	0.000035	0.000668	5.848621	0.134151	0.028358	0	0.153141	229.4	0.032372	1	0	44.10	44.10
502	569	Munteni110kV	0.998554	0.000001	0.001445	12.659225	0.342620	0.000203	0	0.391118	270.6	0.000232	1	0	44.00	70.50
503	570	Stejaru110kV	0.997924	0.000000	0.002076	18.187601	0.601591	0.000000	0	0.686747	330.8	0.000000	2	0	53.00	74.50
504	571	Bacau Sud110kV	0.999473	0.000000	0.000527	4.613884	0.131858	0.000072	0	0.150523	285.8	0.000082	1	0	35.49	35.49
505	572	Filesti110kV	0.998732	0.000008	0.001260	11.036276	0.282280	0.002751	0	0.322237	255.8	0.003141	1	0	39.60	67.00
507	574	Barbosi110kV	0.999384	0.000039	0.000577	5.054248	0.159643	0.029075	0	0.182240	315.9	0.033191	1	0	32.16	36.00
509	576	FocsaniV110kV	0.998527	0.000003	0.001470	12.875057	0.351595	0.001003	0	0.401364	273.1	0.001145	1	0	44.50	70.50
511	578	Brasov110kV	0.999618	0.000034	0.000347	3.043905	0.092926	0.028183	0	0.106079	305.3	0.032172	1	0	33.26	33.26
513	580	Darste110kV	0.992393	0.003425	0.004182	36.634731	0.608475	0.950182	0	0.694607	166.1	1.084683	2	3	106.00	149.00
515	582	Smardan110kV	0.998834	0.000000	0.001166	10.211361	0.111099	0.000001	0	0.126825	108.8	0.000001	1	0	92.41	92.41
517	584	BraziV110kV	0.999435	0.000034	0.000530	4.644449	0.144378	0.028183	0	0.164816	310.9	0.032172	1	0	32.67	33.50
519	586	Lacu Sarat110kV	0.999224	0.000043	0.000732	6.414746	0.201328	0.032066	0	0.229826	313.9	0.036605	1	0	32.36	44.00
521	589	ConstantN110kV	0.998613	0.000186	0.001200	10.514853	0.143865	0.064132	0	0.164230	136.8	0.073210	1	1	73.59	75.50
523	591	DraganestiOlt110kV	0.991404	0.000000	0.008596	75.301369	1.868747	0.000000	0	2.133273	248.2	0.000000	4	0	116.00	145.00
525	593	ClujEst110kV	0.995047	0.000029	0.004924	43.134243	0.869945	0.024005	0	0.993088	201.7	0.027403	3	0	105.00	140.50

526	596	Vetis 1 220kV	0.999369	0.000031	0.000600	5.256885	0.359476	0.025392	0	0.410360	683.8	0.028986	2	0	18.00	28.50
527	597	Vetis110kV	0.999065	0.000031	0.000905	7.925007	0.442694	0.025392	0	0.505358	558.6	0.028986	2	0	26.00	39.00
529	600	Gutinas110kV-1	0.999436	0.000000	0.000564	4.941548	0.175756	0.000001	0	0.200635	355.7	0.000001	1	0	28.62	35.00
530	700	Oradea Sud 400kV - 1	0.999968	0.000031	0.000002	0.014314	0.008361	0.038446	0.056573	0.009545	5841.2	0.117610	0	1	2.21	2.21
531	701	Oradea Sud 400kV - 2	0.999964	0.000035	0.000002	0.014314	0.008361	0.042735	0.030626	0.009545	5841.2	0.088694	0	1	2.21	2.21
533	1001	Oradea110kV	0.999452	0.000031	0.000517	4.527068	0.121221	0.025488	0	0.138380	267.8	0.029096	1	0	37.85	37.85
562	1032	Suceava110kV-2	0.999965	0.000031	0.000004	0.033955	0.009750	0.038410	0	0.011131	2871.6	0.043847	0	0	3.98	3.98
566	1037	Nadab 400kV -1	0.999921	0.000000	0.000078	0.687136	0.071767	0.000083	0	0.081926	1044.4	0.000095	1	0	10.07	10.07
567	1038	Nadab 400kV -2	0.999922	0.000000	0.000078	0.686672	0.071739	0.000083	0	0.081894	1044.7	0.000095	1	0	10.07	10.07
568	1039	Nadab 400kV -3	0.999961	0.000000	0.000039	0.343667	0.029782	0.000069	0.044918	0.033998	866.6	0.058613	0	1	12.04	12.04
569	1040	Nadab 400kV -4	0.999937	0.000000	0.000062	0.546901	0.058661	0.000083	0	0.066965	1072.6	0.000095	1	0	9.82	9.82
571	1042	PDF II 110kV -1	0.999971	0.000028	0.000001	0.006533	0.005223	0.036381	0	0.005963	7995.7	0.041531	0	0	1.75	1.75
572	1043	PDF II 110kV -2	0.999971	0.000028	0.000001	0.006533	0.005223	0.036381	0	0.005963	7995.7	0.041531	0	0	1.75	1.75
573	1044	PDF II 220kV -A	0.999954	0.000000	0.000046	0.405430	0.035761	0.018905	0.031536	0.040823	882.1	0.062677	0	1	11.84	11.84
574	1045	PDF II 220kV -B	0.999954	0.000000	0.000046	0.405422	0.035760	0.018905	0.0349	0.040822	882.0	0.067060	0	1	11.84	11.84
575	1046	Cetate 110	0.998552	0.000000	0.001448	12.681215	0.331268	0.022877	0	0.378159	261.2	0.026115	1	0	44.00	71.50
576	1049	Resita 400kV - 1	0.999971	0.000028	0.000001	0.010704	0.006920	0.036454	0	0.007899	6464.5	0.041615	0	0	2.05	2.05
577	1050	Resita 400kV - 2	0.999971	0.000028	0.000001	0.010704	0.006920	0.036558	0.049555	0.007899	6464.5	0.106310	0	1	2.05	2.05
579	1080	Tariverde 400-1	0.999963	0.000033	0.000003	0.029606	0.009900	0.041245	0.032707	0.011301	3343.9	0.089706	0	1	3.49	3.49
580	1081	Tariverde 400-2	0.999962	0.000034	0.000003	0.029606	0.009900	0.041689	0.031817	0.011301	3343.9	0.089052	0	1	3.49	3.49
581	1082	Calea Arad 220-1	0.999891	0.000026	0.000083	0.727044	0.053376	0.018162	0.020027	0.060932	734.2	0.046831	1	0	14.12	14.12
582	1083	Calea Arad 220-2	0.999890	0.000026	0.000084	0.732292	0.053920	0.018199	0	0.061553	736.3	0.020775	1	0	14.08	14.08
583	1084	Calea Arad 220-3	0.999890	0.000026	0.000084	0.732292	0.053920	0.018199	0	0.061553	736.3	0.020775	1	0	14.08	14.08
584	1085	Calea Arad 220-4	0.999891	0.000026	0.000083	0.730152	0.053735	0.018085	0.006068	0.061342	735.9	0.028552	1	0	14.09	14.09
585	1087	Calafat 220	0.994409	0.000000	0.005591	48.976379	0.883702	0.022867	0.028004	1.008792	180.4	0.062597	3	1	118.00	158.00
588	1092	Calafat 110	0.993937	0.000000	0.006063	53.114735	1.005349	0.022867	0	1.147658	189.3	0.026104	3	0	119.50	157.50
591	1095	Rahman-1	0.999965	0.000033	0.000002	0.014329	0.007944	0.041210	0.023522	0.009068	5543.9	0.077697	0	1	2.30	2.30
592	1096	Rahman-2	0.999965	0.000033	0.000002	0.014329	0.007944	0.041010	0.025522	0.009068	5543.9	0.080073	0	1	2.30	2.30
593	1097	Stupina-1	0.999964	0.000035	0.000002	0.015063	0.008006	0.042702	0.035305	0.009140	5315.3	0.094754	0	1	2.38	2.38
594	1098	Stupina-2	0.999968	0.000031	0.000002	0.015063	0.008006	0.038293	0.017014	0.009140	5315.3	0.065886	0	1	2.38	2.38
597	1118	Teleajen 400kV - 1	0.999969	0.000030	0.000001	0.010162	0.006916	0.038893	0.009593	0.007895	6805.8	0.056900	0	0	1.97	1.97
598	1119	Teleajen 400kV - 2	0.999971	0.000028	0.000001	0.010162	0.006916	0.036736	0.007599	0.007895	6805.8	0.051838	0	0	1.97	1.97
599	1120	Teleajen 110kV	0.999488	0.000030	0.000482	4.220364	0.113365	0.025785	0	0.129412	268.6	0.029435	1	0	37.73	37.73
600	1121	Stalpu 400kV - 1	0.999969	0.000030	0.000001	0.008855	0.007081	0.039136	0.039798	0.008083	7996.8	0.096539	0	1	1.75	1.75
601	1122	Stalpu 400kV - 2	0.999247	0.000751	0.000001	0.008855	0.007081	0.675679	0.022226	0.008083	7996.8	0.800287	0	2	1.75	1.75
602	1123	Stalpu 110kV	0.998767	0.000751	0.000482	4.218823	0.113352	0.447802	0	0.129397	268.7	0.511189	1	2	37.72	37.72
614	1220	Arefu 400	0.999954	0.000000	0.000046	0.405437	0.035762	0.000000	0.112295	0.040824	882.1	0.146337	0	1	11.84	11.84

615	1231	Banca 220kV - 1	0.999946	0.000000	0.000054	0.471188	0.039555	0.000000	0.048776	0.045154	839.5	0.063562	0	1	12.41	12.41
616	1232	Banca 220kV - 2	0.999946	0.000000	0.000054	0.471188	0.039555	0.000000	0.079891	0.045154	839.5	0.104110	0	1	12.41	12.41

Indicatorii de siguranță pentru nodurile RET și nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica obținuți pentru etapa 2029

Nr Crt	Nr Nod	Denumire nod	Psucces	Pmanevra	Pinsucces	Dur medie insucces	Nr mediu intr	Nr mediu man	Nr mediu ref intr	Lambda	Miu	Lambda man	Nr max intr	Nr max man	Dur max a unei intr 10%	Dur max a unei intr 5%
1	1	PdF 400kV - 1	0.999959	0.000040	0.000001	0.011272	0.007822	0.042197	0	0.008929	6939.5	0.048170	0	0	1.94	1.94
2	2	PdF 400kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.011272	0.007822	0.040162	0	0.008929	6939.5	0.045847	0	0	1.94	1.94
3	3	Urec 400kV - 1	0.999959	0.000040	0.000001	0.011272	0.007822	0.042197	0	0.008929	6939.5	0.048170	0	0	1.94	1.94
4	4	Urec 400kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.011272	0.007822	0.040162	0	0.008929	6939.5	0.045847	0	0	1.94	1.94
5	5	Tant 400kV - 2A	0.999963	0.000036	0.000001	0.010993	0.007629	0.038127	0	0.008709	6939.8	0.043524	0	0	1.94	1.94
6	6	Tant 400kV - 1A	0.999959	0.000040	0.000001	0.010993	0.007629	0.042197	0	0.008709	6939.8	0.048171	0	0	1.94	1.94
7	7	Tant 400kV - 1B	0.999957	0.000042	0.000001	0.011551	0.008016	0.044232	0	0.009150	6939.2	0.050494	0	0	1.94	1.94
8	8	Tant 400kV - 2B	0.999961	0.000038	0.000001	0.011551	0.008016	0.040162	0	0.009150	6939.2	0.045847	0	0	1.94	1.94
9	9	Bradu 400kV - 1	0.999962	0.000037	0.000001	0.010434	0.007242	0.038879	0	0.008267	6940.4	0.044383	0	0	1.94	1.94
10	10	Bradu 400kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.010434	0.007242	0.038127	0	0.008267	6940.4	0.043524	0	0	1.94	1.94
11	11	Slatina 400kV - 2	0.999972	0.000027	0.000001	0.008202	0.005695	0.029987	0	0.006501	6942.7	0.034232	0	0	1.94	1.94
12	12	Slatina 400kV - 1	0.999972	0.000027	0.000001	0.008202	0.005695	0.029987	0	0.006501	6942.7	0.034232	0	0	1.94	1.94
13	13	Domnesti 400kV - 1	0.999958	0.000041	0.000001	0.010993	0.007629	0.042619	0	0.008709	6939.8	0.048652	0	0	1.94	1.94
14	14	Domnesti 400kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.010993	0.007629	0.038127	0	0.008709	6939.8	0.043524	0	0	1.94	1.94
15	15	Gura Ialom 400kV - 1	0.999957	0.000042	0.000001	0.011831	0.008209	0.044231	0.033624	0.009371	6938.9	0.094309	0	1	1.94	1.94
16	16	Gura Ialom400kV - 2	0.999959	0.000040	0.000001	0.011831	0.008209	0.042197	0	0.009371	6938.9	0.048170	0	0	1.94	1.94
17	17	Pelicanu 400kV - 1	0.999952	0.000033	0.000015	0.130873	0.015999	0.036669	0	0.018264	1222.5	0.041860	0	0	8.68	8.68
18	18	Pelicanu 400kV - 2	0.999952	0.000033	0.000015	0.130873	0.015999	0.036758	0	0.018264	1222.5	0.041961	0	0	8.68	8.68
19	19	Brazi Vest 400kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.010714	0.007435	0.040162	0	0.008488	6940.1	0.045847	0	0	1.94	1.94
20	20	Brazi Vest 400kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.010714	0.007435	0.038127	0.007599	0.008488	6940.1	0.053426	0	0	1.94	1.94
21	21	Medgidia S 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.010466	0.007265	0.038250	0	0.008293	6941.3	0.043665	0	0	1.94	1.94
22	22	Medgidia S 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.010466	0.007265	0.038250	0	0.008293	6941.3	0.043665	0	0	1.94	1.94
23	23	CNE Cernavoda 400kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.011272	0.007822	0.040161	0	0.008929	6939.5	0.045846	0	0	1.94	1.94
24	24	CNE Cernavoda 400kV - 2	0.999959	0.000040	0.000001	0.011272	0.007822	0.042197	0	0.008929	6939.5	0.048170	0	0	1.94	1.94
25	25	Constanta Nord 400kV - 1	0.999946	0.000000	0.000054	0.475095	0.034708	0.019108	0	0.039621	730.5	0.021813	0	0	14.19	14.19
26	26	Constanta Nord 400kV - 2	0.999943	0.000000	0.000057	0.500489	0.036432	0.019102	0	0.041589	727.9	0.021806	0	0	14.24	14.24
27	27	Tulcea Vest 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.009876	0.006855	0.036095	0	0.007825	6940.9	0.041205	0	0	1.94	1.94
28	28	Tulcea Vest 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.009876	0.006855	0.036095	0	0.007825	6940.9	0.041204	0	0	1.94	1.94
29	29	Lacu Sarat 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.010434	0.007242	0.036092	0	0.008267	6940.4	0.041201	0	0	1.94	1.94
30	30	Lacu Sarat 400kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.010434	0.007242	0.040163	0	0.008267	6940.4	0.045848	0	0	1.94	1.94

31	31	Smardan 400kV - 1	0.999967	0.000032	0.000001	0.010201	0.007081	0.036309	0	0.008083	6941.5	0.041448	0	0	1.94	1.94
32	32	Smardan 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.010201	0.007081	0.038249	0	0.008083	6941.5	0.043663	0	0	1.94	1.94
33	33	Gutinas 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.009876	0.006855	0.036090	0	0.007825	6940.9	0.041199	0	0	1.94	1.94
34	34	Gutinas 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.009876	0.006855	0.036090	0	0.007825	6940.9	0.041199	0	0	1.94	1.94
35	35	Brasov 400kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.010993	0.007629	0.040162	0	0.008709	6939.8	0.045847	0	0	1.94	1.94
36	36	Brasov 400kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.010993	0.007629	0.040162	0	0.008709	6939.8	0.045847	0	0	1.94	1.94
37	37	Darste 400kV - 1	0.503672	0.496325	0.000003	0.024935	0.010561	186.760452	0	0.012056	4235.4	213.196854	0	320	2.86	2.86
38	38	Darste 400kV - 2	0.999964	0.000034	0.000002	0.020366	0.007389	0.038251	0	0.008435	3628.1	0.043665	0	0	3.26	3.26
39	39	Sibiu Sud 400kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.010434	0.007242	0.038124	0	0.008267	6940.4	0.043521	0	0	1.94	1.94
40	40	Sibiu Sud 400kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.010434	0.007242	0.038125	0	0.008267	6940.4	0.043522	0	0	1.94	1.94
41	41	Gadalin 400kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.010155	0.007048	0.040163	0	0.008046	6940.7	0.045848	0	0	1.94	1.94
42	42	Gadalin 400kV - 2	0.999967	0.000032	0.000001	0.010155	0.007048	0.034219	0	0.008046	6940.7	0.039062	0	0	1.94	1.94
43	43	Cluj Est 400kV	0.996390	0.000032	0.003578	31.345196	0.519992	0.022855	0.016321	0.593598	165.9	0.047359	2	0	96.50	140.00
44	44	Rosiori 400kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.010155	0.007048	0.038183	0	0.008046	6940.7	0.043588	0	0	1.94	1.94
45	45	Rosiori 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.010155	0.007048	0.036092	0	0.008046	6940.7	0.041201	0	0	1.94	1.94
46	46	Mintia 400kV - 1	0.999479	0.000515	0.000006	0.048436	0.030957	0.163955	0	0.035339	6391.4	0.187163	0	1	2.06	2.06
47	47	Mintia 400kV - 2	0.999485	0.000510	0.000006	0.048436	0.030957	0.159216	0	0.035339	6391.4	0.181753	0	1	2.06	2.06
48	48	Iernut 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.010155	0.007048	0.036092	0	0.008046	6940.7	0.041201	0	0	1.94	1.94
49	49	Iernut 400kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.010155	0.007048	0.038127	0	0.008046	6940.7	0.043524	0	0	1.94	1.94
50	51	Bucuresti Sud 400kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.010434	0.007242	0.036092	0	0.008267	6940.4	0.041201	0	0	1.94	1.94
51	52	Bucuresti Sud 400kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.010434	0.007242	0.040163	0	0.008267	6940.4	0.045848	0	0	1.94	1.94
52	53	Isaccea 400kV - 2	0.999963	0.000034	0.000003	0.021992	0.015266	0.038248	0	0.017427	6941.6	0.043662	0	0	1.94	1.94
53	54	Isaccea 400kV - 1A	0.999961	0.000038	0.000001	0.010998	0.007633	0.042127	0	0.008714	6940.8	0.048090	0	0	1.94	1.94
54	55	Arad 400kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.010998	0.007633	0.040188	0	0.008714	6940.8	0.045877	0	0	1.94	1.94
55	56	Arad 400kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.010998	0.007633	0.040188	0	0.008714	6940.8	0.045877	0	0	1.94	1.94
56	57	Sardanesti 220kV - A	0.999919	0.000001	0.000080	0.698767	0.039144	0.000292	0	0.044685	560.2	0.000333	0	0	18.35	18.35
57	58	Sardanesti 220kV - B	0.999919	0.000001	0.000080	0.698767	0.047170	0.000352	0	0.053847	675.1	0.008638	0	0	15.31	15.31
58	59	Isalnita 220kV - 1	0.999959	0.000040	0.000001	0.010399	0.007215	0.042197	0	0.008236	6938.1	0.102018	0	0	1.94	1.94
59	60	Isalnita 220kV - 2	0.999959	0.000040	0.000001	0.010399	0.007215	0.042197	0	0.008236	6938.1	0.048170	0	0	1.94	1.94
60	61	Bradu 220kV - 1	0.999957	0.000042	0.000001	0.010650	0.007389	0.044232	0	0.008435	6937.8	0.050493	0	0	1.94	1.94
61	62	Bradu 220kV - 2	0.999959	0.000040	0.000001	0.010650	0.007389	0.042197	0	0.008435	6937.8	0.048170	0	0	1.94	1.94
62	63	Arefu 220kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.009661	0.006705	0.038250	0	0.007654	6940.1	0.043664	0	0	1.94	1.94
63	64	Arefu 220kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.009661	0.006705	0.040188	0	0.007654	6940.1	0.045877	0	0	1.94	1.94
64	65	Raureni 220kV 1	0.999912	0.000035	0.000053	0.464426	0.022253	0.037289	0	0.025403	479.1	0.042567	0	0	21.37	21.37
65	66	Raureni 220kV 2	0.999914	0.000033	0.000053	0.464426	0.022253	0.035501	0	0.025403	479.1	0.040526	0	0	21.37	21.37
66	67	Stuparei 220kV - 1	0.999921	0.000037	0.000042	0.372133	0.021109	0.037237	0	0.024097	567.2	0.042509	0	0	18.13	18.13
67	68	Stuparei 220kV - 2	0.999920	0.000037	0.000042	0.372133	0.021109	0.038843	0	0.024097	567.2	0.044342	0	0	18.13	18.13

68	69	Targoviste 220kV - 1A	0.999960	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040507	0	0.007838	6938.7	0.046241	0	0	1.94	1.94
69	70	Targoviste 220kV - 2A	0.999961	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040162	0	0.007838	6938.7	0.045847	0	0	1.94	1.94
70	71	Targoviste 220kV - 1B	0.999961	0.000038	0.000001	0.009644	0.006692	0.040162	0	0.007640	6939.1	0.045847	0	0	1.94	1.94
71	72	Targoviste 220kV - 2B	0.999963	0.000036	0.000001	0.009644	0.006692	0.038216	0	0.007640	6939.1	0.043625	0	0	1.94	1.94
72	73	T.Magurele 220kV - 1	0.999950	0.000038	0.000012	0.102507	0.013146	0.040449	0	0.015007	1282.5	0.046175	0	0	8.30	8.30
73	74	T.Magurele 220kV - 2	0.999952	0.000036	0.000012	0.102507	0.013146	0.038582	0	0.015007	1282.5	0.044044	0	0	8.30	8.30
74	75	Ghizdaru 220kV - 1	0.999967	0.000032	0.000001	0.008704	0.006042	0.036312	0.049133	0.006897	6941.2	0.105480	0	1	1.94	1.94
75	76	Ghizdaru 220kV - 2	0.999968	0.000031	0.000001	0.008704	0.006042	0.034519	0.031536	0.006897	6941.2	0.080501	0	1	1.94	1.94
76	77	Fundeni 220kV - A	0.999946	0.000000	0.000054	0.472992	0.034586	0.020386	0	0.039482	731.2	0.023272	0	0	14.18	14.18
77	78	Fundeni 220kV - B	0.999946	0.000000	0.000054	0.472992	0.034586	0.019367	0	0.039482	731.2	0.022108	0	0	14.18	14.18
78	79	Mostistea 220kV	0.995810	0.000000	0.004190	36.705261	0.851423	0.000000	0	0.971944	232.0	0.000000	3	0	90.50	121.50
79	85	Brazi Vest 220kV - 1	0.999959	0.000040	0.000001	0.010147	0.007041	0.042197	0	0.008037	6938.4	0.048170	0	0	1.94	1.94
80	86	Brazi Vest 220kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.010147	0.007041	0.040162	0	0.008037	6938.4	0.045847	0	0	1.94	1.94
81	87	Lacu Sarat 220kV - 1	0.999951	0.000048	0.000001	0.009896	0.006866	0.045907	0	0.007838	6938.8	0.052405	0	0	1.94	1.94
82	88	Lacu Sarat 220kV - 2	0.999952	0.000047	0.000001	0.009896	0.006866	0.043078	0	0.007838	6938.8	0.049176	0	0	1.94	1.94
83	89	Filesti 220kV - 1	0.999906	0.000009	0.000085	0.744743	0.046475	0.002767	0.012194	0.053054	624.0	0.019049	0	0	16.52	16.52
84	90	Filesti 220kV - 2	0.999905	0.000009	0.000085	0.747486	0.046755	0.002745	0.002775	0.053373	625.5	0.006750	0	0	16.49	16.49
85	91	Barbosi 220kV - 1	0.999902	0.000043	0.000055	0.478661	0.026601	0.041638	0	0.030367	555.7	0.047532	0	0	18.49	18.49
86	92	Barbosi 220kV - 2	0.999902	0.000043	0.000055	0.478661	0.026601	0.041528	0	0.030367	555.7	0.047406	0	0	18.49	18.49
87	93	Focsani Vest 220kV	0.999903	0.000003	0.000093	0.817588	0.051648	0.001015	0	0.058959	631.7	0.001159	1	0	16.33	16.33
88	95	Gutinas 220kV - 1	0.999957	0.000042	0.000001	0.010902	0.007563	0.044225	0	0.008634	6937.4	0.050485	0	0	1.94	1.94
89	96	Gutinas 220kV - 2	0.999957	0.000042	0.000001	0.010902	0.007563	0.044228	0	0.008634	6937.4	0.050489	0	0	1.94	1.94
90	97	Dumbrava 220kV - 1	0.999965	0.000031	0.000004	0.032130	0.007516	0.034669	0	0.008579	2339.1	0.039577	0	0	4.78	4.78
91	98	Dumbrava 220kV - 2	0.999966	0.000031	0.000004	0.032130	0.007516	0.034477	0	0.008579	2339.1	0.039357	0	0	4.78	4.78
92	99	Bacau Sud 400kV - 1,2	0.999949	0.000000	0.000051	0.450110	0.033279	0.000001	0.023395	0.037990	739.4	0.030488	0	0	14.03	14.03
93	100	Bacau Sud 400kV - 4	0.999949	0.000000	0.000051	0.450736	0.033347	0.000004	0.038324	0.038067	739.8	0.049946	0	0	14.02	14.02
94	101	Bacau Sud 400kV - 3	0.999948	0.000000	0.000052	0.451428	0.033389	0.000004	0	0.038115	739.6	0.000005	0	0	14.02	14.02
95	102	Stejaru 220kV - 2	0.999776	0.000000	0.000224	1.959048	0.078176	0.000000	0.00822	0.089242	399.1	0.010712	1	0	25.56	25.56
96	103	Stejaru 220kV - 3	0.999776	0.000000	0.000224	1.959048	0.078176	0.000000	0.025019	0.089242	399.1	0.032603	1	0	25.56	25.56
97	104	Roman Nord 400kV - 1	0.999960	0.000038	0.000002	0.020849	0.008961	0.040169	0	0.010230	4298.1	0.045855	0	0	2.83	2.83
98	105	Roman Nord 400kV - 2	0.999668	0.000329	0.000003	0.025926	0.012485	0.163329	0	0.014253	4815.6	0.186449	0	1	2.58	2.58
99	106	FAI 220kV - 1A	0.999963	0.000036	0.000001	0.009644	0.006692	0.038127	0	0.007640	6939.1	0.043524	0	0	1.94	1.94
100	107	FAI 220kV - 2A	0.999960	0.000039	0.000001	0.009644	0.006692	0.040798	0	0.007640	6939.1	0.046573	0	0	1.94	1.94
101	109	Munteni 220kV - 1	0.999654	0.000234	0.000111	0.976713	0.081195	0.055181	0	0.092689	831.3	0.062992	1	1	12.53	12.53
102	110	Munteni 220kV - 2	0.999939	0.000001	0.000060	0.526552	0.033841	0.000170	0.046253	0.038631	642.7	0.060468	0	1	16.06	16.06
103	111	Gheorgheni 220kV - 1	0.999657	0.000331	0.000012	0.106329	0.014767	0.165377	0	0.016857	1388.8	0.188787	0	1	7.70	7.70
104	112	Gheorgheni 220kV - 2	0.999949	0.000040	0.000012	0.101632	0.011507	0.042205	0.043877	0.013136	1132.3	0.105358	0	1	9.33	9.33

105	113	Ungheni 220kV - 1	0.999966	0.000033	0.000001	0.008704	0.006042	0.036581	0.022559	0.006897	6941.2	0.071157	0	1	1.94	1.94
106	114	Ungheni 220kV - 2	0.999969	0.000030	0.000001	0.008704	0.006042	0.034373	0.032955	0.006897	6941.2	0.082184	0	1	1.94	1.94
107	117	Alba Iulia 220kV - 1	0.999954	0.000000	0.000046	0.405894	0.031205	0.000000	0	0.035622	768.8	0.000000	0	0	13.51	13.51
108	118	Alba Iulia 220kV - 2	0.999954	0.000000	0.000046	0.405411	0.031181	0.000000	0.034753	0.035595	769.1	0.045288	0	0	13.50	13.50
109	119	Alba Iulia 220kV - 3	0.999951	0.000000	0.000049	0.430439	0.032939	0.000023	0	0.037602	765.2	0.000027	0	0	13.57	13.57
110	120	Alba Iulia 220kV - 4	0.999951	0.000000	0.000049	0.430439	0.032939	0.000000	0.074677	0.037602	765.2	0.097315	0	1	13.57	13.57
111	121	Alba Iulia 220kV - 5	0.999954	0.000000	0.000046	0.405411	0.031181	0.000000	0.035362	0.035595	769.1	0.046082	0	0	13.50	13.50
112	122	Alba Iulia 220kV - 6	0.999954	0.000000	0.000046	0.405411	0.031181	0.000000	0.028162	0.035595	769.1	0.036699	0	0	13.50	13.50
113	123	Campia Turzii 220kV - 1	0.999921	0.000032	0.000047	0.413370	0.021069	0.034195	0.049785	0.024052	509.7	0.103912	0	1	20.12	20.12
114	124	Campia Turzii 220kV - 2	0.999915	0.000038	0.000047	0.413370	0.021069	0.040302	0.042006	0.024052	509.7	0.100747	0	1	20.12	20.12
115	125	Cluj Floresti 220kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040162	0	0.007838	6938.7	0.045847	0	0	1.94	1.94
116	126	Cluj Floresti 220kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040162	0	0.007838	6938.7	0.045847	0	0	1.94	1.94
117	127	Iaz 220kV - 2	0.995692	0.004286	0.000022	0.196442	0.067453	1.105578	0.012909	0.077001	3433.7	1.278897	1	3	3.41	3.41
118	128	Iaz 220kV - 1	0.995424	0.004551	0.000025	0.220617	0.071635	1.224048	0.012909	0.081776	3247.0	1.414137	1	3	3.58	3.58
119	129	Tihau 220kV - 1	0.999949	0.000000	0.000051	0.448375	0.033044	0.000003	0	0.037722	737.0	0.000003	0	0	14.07	14.07
120	130	Tihau 220kV - 2	0.999949	0.000000	0.000051	0.447636	0.032997	0.000001	0.052118	0.037668	737.1	0.067919	0	1	14.07	14.07
121	131	Tihau 220kV - 3	0.999949	0.000000	0.000051	0.448361	0.033042	0.000003	0.021003	0.037720	737.0	0.027373	0	0	14.07	14.07
122	132	Tihau 220kV - 4	0.999949	0.000000	0.000051	0.447564	0.032988	0.000001	0.034153	0.037657	737.1	0.044508	0	0	14.07	14.07
123	133	Vetis 4 220kV	0.999511	0.000034	0.000456	3.991426	0.283947	0.024174	0.027226	0.324141	711.4	0.063075	1	1	14.56	24.50
124	134	Rosiori 220kV - 1	0.999965	0.000034	0.000001	0.008890	0.006170	0.036192	0	0.007043	6940.0	0.041315	0	0	1.94	1.94
125	135	Rosiori 220kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.008890	0.006170	0.036092	0	0.007043	6940.0	0.041201	0	0	1.94	1.94
126	136	Baia Mare 220kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040162	0	0.007838	6938.7	0.045847	0	0	1.94	1.94
127	137	Baia Mare 220kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040162	0	0.007838	6938.7	0.045847	0	0	1.94	1.94
128	143	Resita 220kV - 1	0.997486	0.002492	0.000021	0.187499	0.061246	0.346491	0.095922	0.069915	3266.5	0.520538	1	2	3.56	3.56
129	144	Resita 220kV - 2	0.997510	0.002469	0.000021	0.187499	0.061246	0.332353	0.070105	0.069915	3266.5	0.470754	1	2	3.56	3.56
130	145	Salaj 4-220kV	0.999732	0.000000	0.000268	2.351492	0.242154	0.000003	0.021003	0.276431	1029.8	0.027374	1	0	10.21	15.50
131	146	Pestis 220kV - A	0.999943	0.000000	0.000057	0.500489	0.036432	0.000000	0	0.041589	727.9	0.000000	0	0	14.24	14.24
132	147	Pestis 220kV - B	0.999943	0.000000	0.000057	0.500489	0.036432	0.000045	0	0.041589	727.9	0.000052	0	0	14.24	14.24
133	148	Hasdat 220kV - 1	0.999963	0.000036	0.000001	0.009900	0.006871	0.040187	0.060286	0.007843	6939.8	0.124437	0	1	1.94	1.94
134	149	Hasdat 220kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.009900	0.006871	0.040188	0.04434	0.007843	6939.8	0.103658	0	1	1.94	1.94
135	150	Baru Mare 220kV - 1	0.999941	0.000032	0.000027	0.237501	0.014063	0.036315	0.049785	0.016054	592.1	0.106332	0	1	17.39	17.39
136	151	Baru Mare 220kV - 2	0.999674	0.000298	0.000028	0.241853	0.017084	0.154087	0	0.019502	706.4	0.175899	0	1	14.66	14.66
137	152	Hasdat Otelarie 220kV - A	0.999563	0.000405	0.000032	0.279480	0.021370	0.156769	0.008557	0.024396	764.7	0.190110	0	1	13.58	13.58
138	153	Hasdat Otelarie 220kV - B	0.995758	0.004210	0.000032	0.280219	0.021427	0.594060	0.005834	0.024460	764.6	0.685753	0	2	13.58	13.58
139	154	Gradiste 220kV - 1	0.999948	0.000000	0.000052	0.452727	0.033341	0.000001	0	0.038061	736.5	0.000002	0	0	14.08	14.08
140	155	Gradiste 220kV - 2	0.999948	0.000000	0.000052	0.452727	0.033341	0.000001	0	0.038061	736.5	0.000002	0	0	14.08	14.08
141	156	PdF 220kV - 1	0.999955	0.000044	0.000001	0.012160	0.008434	0.046266	0	0.009628	6935.9	0.052816	0	0	1.94	1.94

142	157	PdF 220kV - 2	0.999949	0.000050	0.000001	0.012160	0.008434	0.052372	0	0.009628	6935.9	0.059785	0	1	1.94	1.94
143	158	Gradiste 220kV - 3	0.999948	0.000000	0.000052	0.451505	0.033278	0.000001	0.025229	0.037989	737.1	0.032878	0	0	14.07	14.07
144	159	Gradiste 220kV - 4	0.999949	0.000000	0.000051	0.450174	0.033178	0.000000	0.018125	0.037875	737.0	0.023619	0	0	14.07	14.07
145	160	Craiova Nord 220kV - 1	0.999959	0.000040	0.000001	0.010147	0.007041	0.042197	0	0.008037	6938.4	0.048170	0	0	1.94	1.94
146	161	Craiova Nord 220kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.010147	0.007041	0.040162	0	0.008037	6938.4	0.045847	0	0	1.94	1.94
147	162	Slatina 220kV - 2	0.999972	0.000027	0.000001	0.007383	0.005126	0.029987	0	0.005851	6942.0	0.034232	0	0	1.94	1.94
148	163	Slatina 220kV - 1	0.999972	0.000027	0.000001	0.007383	0.005126	0.029987	0	0.005851	6942.0	0.034232	0	0	1.94	1.94
149	166	Targu Jiu Nord 220kV	0.999825	0.000000	0.000175	1.530089	0.070506	0.000001	0	0.080486	460.8	0.000002	1	0	22.20	22.20
150	167	Fantanele 220kV - 1	0.999694	0.000294	0.000011	0.096961	0.012930	0.150219	0	0.014761	1333.5	0.171483	0	1	8.00	8.00
151	168	Fantanele 220kV - 2	0.999959	0.000030	0.000011	0.092848	0.010075	0.034384	0.034437	0.011501	1085.1	0.084128	0	1	9.72	9.72
152	169	Suceava 400kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.009876	0.006855	0.040163	0	0.007825	6941.1	0.045848	0	0	1.94	1.94
153	170	Suceava 400kV - 2	0.999672	0.000327	0.000002	0.014814	0.010283	0.161289	0	0.011738	6941.0	0.184119	0	1	1.94	1.94
154	171	Iernut 220kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040160	0	0.007838	6938.7	0.045844	0	0	1.94	1.94
155	172	Iernut 220kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.009896	0.006866	0.040161	0	0.007838	6938.7	0.045845	0	0	1.94	1.94
156	173	Mintia 220kV - 1	0.999929	0.000070	0.000002	0.014778	0.010246	0.071500	0	0.011696	6933.1	0.081621	0	1	1.94	1.94
157	174	Mintia 220kV - 2	0.999952	0.000046	0.000002	0.014778	0.010246	0.048300	0	0.011696	6933.1	0.055137	0	0	1.94	1.94
158	175	Bucuresti Sud 220kV - 1	0.999955	0.000044	0.000001	0.010650	0.007389	0.046267	0	0.008435	6937.8	0.052817	0	0	1.94	1.94
159	176	Bucuresti Sud 220kV - 2	0.999961	0.000038	0.000001	0.010650	0.007389	0.040162	0	0.008435	6937.8	0.045847	0	0	1.94	1.94
160	177	Cetate 220kV-B	0.999949	0.000000	0.000051	0.450092	0.033213	0.019118	0.062904	0.037915	737.9	0.103797	0	1	14.05	14.05
161	178	Cetate 220kV-A	0.999949	0.000000	0.000051	0.450264	0.033249	0.019127	0.071566	0.037955	738.4	0.115094	0	1	14.04	14.04
278	299	Filesti 220kV - 3	0.999921	0.000009	0.000070	0.614029	0.035462	0.002778	0	0.040482	577.5	0.003171	0	0	17.82	17.82
292	313	Stejaru 220kV - 1	0.999776	0.000000	0.000224	1.959048	0.078176	0.000000	0	0.089242	399.1	0.000000	1	0	25.56	25.56
334	363	Paros220	0.999946	0.000000	0.000054	0.472992	0.034586	0.000000	0	0.039482	731.2	0.000000	0	0	14.18	14.18
341	371	Isaccea 400kV - 1B	0.999969	0.000031	0.000000	0.000017	0.000004	0.034456	0.013612	0.000005	2537.7	0.057071	0	0	4.44	4.44
350	381	Sibiu 220kV - 1	0.999972	0.000001	0.000028	0.241927	0.019078	0.011960	0.035741	0.021779	788.6	0.060228	0	1	13.18	13.18
351	382	Sibiu 220kV - 2	0.999972	0.000001	0.000028	0.241927	0.019078	0.011960	0.035741	0.021779	788.6	0.060228	0	1	13.18	13.18
361	396	Urec 220kV - 1	0.999961	0.000038	0.000001	0.009393	0.006518	0.038984	0	0.007441	6939.4	0.044503	0	0	1.94	1.94
362	397	Urec 220kV - 2	0.999963	0.000036	0.000001	0.009393	0.006518	0.038127	0	0.007441	6939.4	0.043524	0	0	1.94	1.94
366	401	Suceava 220kV	0.999999	0.000000	0.000001	0.005582	0.000589	0.000081	0.048776	0.000672	1055.0	0.063654	0	1	9.98	9.98
372	407	Lotr220-1	0.998261	0.001725	0.000014	0.123577	0.053128	0.297913	0.035741	0.060648	4299.2	0.386658	1	1	2.83	2.83
373	408	Lotr220-2	0.998261	0.001725	0.000014	0.123577	0.053128	0.297913	0.035741	0.060648	4299.2	0.386658	1	1	2.83	2.83
374	409	Galceag220	0.997859	0.000000	0.002141	18.756813	0.250384	0.000000	0.034753	0.285827	133.5	0.045288	1	0	75.41	119.00
375	410	Sugag220	0.997859	0.000000	0.002141	18.756813	0.250384	0.000000	0.028162	0.285827	133.5	0.036699	1	0	75.41	119.00
376	411	Maris220-1	0.998300	0.001688	0.000013	0.111794	0.046889	0.274866	0	0.053526	4194.2	0.313773	0	1	2.88	2.88
377	412	Maris220-2	0.998341	0.001646	0.000013	0.111794	0.046889	0.251746	0.019447	0.053526	4194.2	0.312724	0	1	2.88	2.88
380	416	Rete220	0.999787	0.000000	0.000213	1.865051	0.075012	0.000000	0.031893	0.085630	402.2	0.041562	1	0	25.36	25.36
381	423	Draganesti Olt 400kV	0.995177	0.000000	0.004823	42.248734	1.184620	0.000000	0.029205	1.352306	280.4	0.038059	3	0	86.50	112.00

383	425	Turnu Magurele 110-1	0.999400	0.000038	0.000562	4.924157	0.125070	0.027018	0	0.142774	254.0	0.030842	1	0	39.87	39.87
386	431	Bucuresti Sud 110-1	0.999404	0.000044	0.000552	4.832297	0.121224	0.030904	0	0.138383	250.9	0.035279	1	0	40.36	40.36
388	435	Domnesti 110-1	0.998477	0.000041	0.001482	12.981210	0.133333	0.028467	0	0.152207	102.7	0.032497	1	0	97.86	97.86
390	440	Fundeni 110-1	0.999395	0.000000	0.000604	5.294420	0.157945	0.024567	0	0.180302	298.3	0.028044	1	0	34.02	38.00
391	443	Ghizdaru 110-1	0.998461	0.000032	0.001506	13.195471	0.266554	0.024254	0	0.304286	202.0	0.027688	1	0	50.00	82.00
393	447	Pelicanu 110-1	0.998507	0.000033	0.001460	12.793306	0.135317	0.024493	0	0.154472	105.8	0.027960	1	0	95.04	95.04
395	451	Gura Ialom 110-1	0.999423	0.000042	0.000535	4.688431	0.094815	0.029544	0	0.108236	202.2	0.033726	1	0	49.95	49.95
397	455	MedgidiaS 110-1	0.998520	0.000034	0.001446	12.667665	0.127057	0.025549	0	0.145042	100.3	0.029165	1	0	100.20	100.20
401	463	TulceaV110-1	0.999632	0.000000	0.000368	3.227105	0.077525	0.000003	0	0.088499	240.2	0.000003	1	0	42.13	42.13
403	467	CraiovaN 110-1	0.998436	0.000040	0.001524	13.350883	0.269023	0.028185	0	0.307104	201.5	0.032175	1	0	50.13	82.50
405	470	Isalnita110	0.999190	0.000040	0.000770	6.745696	0.173462	0.028185	0	0.198016	257.1	0.032175	1	0	39.39	47.50
407	472	Sardanesti110	0.997931	0.000001	0.002068	18.113123	0.498391	0.000352	0	0.568939	275.2	0.000402	2	0	56.50	83.00
409	474	TgJiuN110	0.997815	0.000000	0.002185	19.143103	0.550209	0.000002	0	0.628092	287.4	0.000002	2	0	58.00	83.00
411	476	Gradiste110-1	0.998129	0.000000	0.001871	16.389725	0.477555	0.000002	0	0.545154	291.4	0.000002	2	0	52.00	77.00
413	480	Slatina110	0.999635	0.000000	0.000365	3.193887	0.090374	0.000000	0	0.103167	283.0	0.000000	1	0	35.84	35.84
415	482	Mostistea110	0.992735	0.000000	0.007265	63.643002	1.920139	0.000000	0	2.191940	301.7	0.000000	4	0	96.50	120.50
418	489	TSev220-1	0.998912	0.000247	0.000841	7.370262	0.199180	0.068787	0.005466	0.227374	270.2	0.085648	1	1	37.50	50.50
419	490	TSev220-2	0.998906	0.000253	0.000841	7.370262	0.199179	0.072865	0.005466	0.227374	270.2	0.090303	1	1	37.50	50.50
422	493	TSev110-1	0.997593	0.000246	0.002161	18.926020	0.425307	0.068744	0	0.485510	224.7	0.078475	2	1	62.50	94.50
423	494	TSev110-2	0.997587	0.000253	0.002161	18.926020	0.425307	0.072822	0	0.485510	224.7	0.083130	2	1	62.50	94.50
425	496	Resita110	0.991436	0.002492	0.006071	53.184696	1.370922	0.231436	0	1.564979	257.8	0.264197	4	1	100.00	127.50
426	498	Timisoara110	0.999445	0.000032	0.000523	4.579783	0.104246	0.024293	0	0.119003	227.6	0.027731	1	0	44.43	44.43
428	500	Pestis110	0.999369	0.000000	0.000631	5.530096	0.174397	0.000055	0	0.199084	315.4	0.000062	1	0	32.21	39.00
429	502	Sacalaz110	0.999445	0.000032	0.000523	4.581672	0.104427	0.024327	0	0.119209	227.9	0.027770	1	0	44.37	44.37
431	505	Mintia110-1	0.999355	0.000273	0.000371	3.253972	0.095981	0.089090	0	0.109567	295.0	0.101701	1	1	34.40	34.40
433	508	Arad110-1	0.999191	0.000239	0.000570	4.990805	0.144978	0.064764	0	0.165500	290.5	0.073932	1	1	34.92	36.00
435	510	Hasdat110	0.998452	0.000036	0.001512	13.244696	0.278776	0.026843	0	0.318238	210.5	0.030643	1	0	48.01	80.50
437	512	Baru Mare110	0.998430	0.000032	0.001537	13.467946	0.281563	0.024256	0	0.321419	209.1	0.027690	1	0	48.33	81.50
439	514	Paroseni110	0.999373	0.000000	0.000627	5.494479	0.172104	0.000000	0	0.196465	313.2	0.000000	1	0	32.43	39.00
441	517	Alba Iulia110-1	0.998620	0.000000	0.001380	12.087372	0.285042	0.000000	0	0.325391	235.8	0.000000	1	0	42.91	73.00
443	520	Lotru110	0.992365	0.001725	0.005911	51.779366	1.349005	0.198989	0	1.539960	260.5	0.227156	3	1	98.00	125.50
445	522	Targoviste-A110	0.999387	0.000038	0.000574	5.031612	0.135035	0.027056	0	0.154150	268.4	0.030886	1	0	37.76	37.76
447	524	Targoviste-B110	0.999389	0.000038	0.000574	5.026539	0.132684	0.026826	0	0.151466	264.0	0.030623	1	0	38.38	38.38
449	526	Bradu110	0.997948	0.000040	0.002012	17.626484	0.470379	0.028185	0	0.536963	266.9	0.032175	2	0	56.50	83.50
451	528	Arefu110	0.998454	0.000034	0.001511	13.239626	0.276426	0.025549	0	0.315555	208.8	0.029165	1	0	48.40	81.00
452	529	Pitesti Sud 220kV	0.996903	0.000042	0.003055	26.761307	0.364118	0.029544	0.004667	0.415660	136.1	0.039808	2	0	91.50	144.50
454	531	Pitesti110	0.996351	0.000042	0.003607	31.599247	0.482130	0.029544	0	0.550377	152.6	0.033726	2	0	100.00	147.00

456	533	Raureni110	0.998401	0.000035	0.001564	13.699223	0.289051	0.024907	0	0.329966	211.0	0.028432	1	0	48.00	82.00
458	535	Stuparei110	0.999347	0.000037	0.000616	5.393851	0.144548	0.025945	0	0.165010	268.0	0.029618	1	0	37.82	39.00
459	537	Sibiu110	0.999806	0.000000	0.000194	1.700723	0.056605	0.000001	0	0.064618	332.8	0.000001	1	0	30.55	30.55
461	539	Cluj Floresti110	0.999388	0.000038	0.000574	5.031612	0.135035	0.026826	0	0.154150	268.4	0.030623	1	0	37.76	37.76
463	541	Tihau110	0.998130	0.000000	0.001870	16.385372	0.477197	0.000003	0	0.544746	291.2	0.000004	2	0	52.00	77.00
465	544	Iaz-1 110kV	0.994184	0.004283	0.001533	13.426767	0.317169	0.737761	0	0.362065	236.2	0.842192	1	2	47.00	77.50
466	546	Salaj 1-220kV	0.999501	0.000000	0.000499	4.370105	0.303045	0.000003	0	0.345942	693.5	0.000004	1	0	15.50	26.00
467	547	Salaj110kV	0.999154	0.000000	0.000846	7.413737	0.381277	0.000003	0	0.435248	514.3	0.000004	2	0	25.50	39.50
469	549	Baia Mare110kV	0.999388	0.000038	0.000574	5.031612	0.135035	0.026826	0	0.154150	268.4	0.030623	1	0	37.76	37.76
471	551	Iernut110kV	0.999613	0.000000	0.000387	3.394013	0.104539	0.000001	0	0.119337	308.0	0.000001	1	0	32.97	32.97
473	553	Ungheni110kV	0.998456	0.000033	0.001511	13.239149	0.276205	0.024434	0	0.315302	208.6	0.027893	1	0	48.43	81.00
475	555	Fantanele110kV	0.999205	0.000030	0.000764	6.694010	0.183337	0.022966	0	0.209289	273.9	0.026217	1	0	37.01	47.00
477	557	Gheorghieni110kV	0.999376	0.000040	0.000584	5.118651	0.135958	0.028191	0	0.155204	265.6	0.032181	1	0	38.15	38.15
479	559	Dumbrava110kV	0.998454	0.000031	0.001514	13.266928	0.279207	0.023157	0	0.318729	210.5	0.026435	1	0	48.02	81.00
481	561	Suceava110kV-1	0.999965	0.000034	0.000002	0.015846	0.006158	0.036154	0	0.007030	3886.1	0.041272	0	0	3.07	3.07
483	564	FAI-110kV-1	0.999169	0.000039	0.000792	6.939941	0.185035	0.027251	0	0.211227	266.6	0.031108	1	0	38.01	48.50
485	567	RomanN110kV	0.999236	0.000038	0.000726	6.358982	0.121919	0.026830	0	0.139177	191.7	0.030628	1	0	52.66	52.66
487	569	Munteni110kV	0.998428	0.000001	0.001571	13.760789	0.314911	0.000205	0	0.359487	228.8	0.000234	1	0	48.00	79.50
488	570	Stejaru110kV	0.997756	0.000000	0.002244	19.656603	0.552414	0.000000	0	0.630609	281.0	0.000000	2	0	59.00	85.00
489	571	Bacau Sud110kV	0.999427	0.000000	0.000573	5.018253	0.120570	0.000005	0	0.137637	240.3	0.000005	1	0	42.12	42.12
490	572	Filesti110kV	0.998618	0.000009	0.001373	12.025822	0.260065	0.002778	0	0.296878	216.3	0.003171	1	0	46.74	75.50
492	574	Barbosi110kV	0.999329	0.000043	0.000628	5.500379	0.148217	0.027812	0	0.169198	269.5	0.031749	1	0	37.61	39.50
494	576	FocsaniV110kV	0.998355	0.000003	0.001641	14.377539	0.330049	0.001015	0	0.376769	229.6	0.001159	1	0	50.00	81.50
496	578	Brasov110kV	0.999585	0.000038	0.000377	3.302854	0.085792	0.026826	0	0.097936	259.8	0.030623	1	0	39.00	39.00
498	580	Darste110kV	0.998486	0.000034	0.001480	12.960956	0.140917	0.025549	0	0.160865	108.7	0.029166	1	0	92.48	93.00
500	582	Smardan110kV	0.998707	0.000000	0.001293	11.326260	0.102024	0.000001	0	0.116466	90.1	0.000001	1	0	111.52	111.52
502	584	BraziV110kV	0.999389	0.000038	0.000574	5.026791	0.132800	0.026826	0	0.151599	264.2	0.030623	1	0	38.35	38.35
504	586	Lacu Sarat110kV	0.999160	0.000048	0.000792	6.940065	0.185093	0.030663	0	0.211293	266.7	0.035004	1	0	38.00	48.50
506	589	ConstantN110kV	0.998465	0.000203	0.001332	11.670899	0.132126	0.060929	0	0.150829	113.2	0.069554	1	1	88.83	88.83
508	591	DraganestiOlt110kV	0.990638	0.000000	0.009362	82.010941	1.715020	0.000000	0	1.957785	209.1	0.000000	4	0	133.50	168.00
510	593	ClujEst110kV	0.994588	0.000032	0.005380	47.129139	0.797782	0.022855	0	0.910711	169.3	0.026090	2	0	120.00	162.50
511	596	Vetis 1 220kV	0.999320	0.000034	0.000646	5.659250	0.330494	0.024173	0	0.377276	584.0	0.027595	1	0	20.00	32.00
512	597	Vetis110kV	0.998991	0.000034	0.000975	8.544776	0.406909	0.024173	0	0.464508	476.2	0.027595	2	0	28.50	43.50
514	600	Gutinas110kV-1	0.999391	0.000000	0.000609	5.338345	0.161409	0.000001	0	0.184257	302.4	0.000001	1	0	33.57	38.00
515	700	Oradea Sud 400kV - 1	0.999964	0.000034	0.000002	0.016477	0.008359	0.036336	0.056573	0.009543	5073.5	0.115202	0	1	2.47	2.47
516	701	Oradea Sud 400kV - 2	0.999960	0.000038	0.000002	0.016477	0.008359	0.040387	0.030626	0.009543	5073.5	0.086013	0	1	2.47	2.47
518	1001	Oradea110kV	0.999405	0.000034	0.000561	4.918176	0.111818	0.024270	0	0.127646	227.4	0.027706	1	0	44.48	44.48

547	1032	Suceava110kV-2	0.999964	0.000034	0.000002	0.015846	0.006158	0.036294	0	0.007030	3886.1	0.041432	0	0	3.07	3.07
552	1037	Nadab 400kV -1	0.999917	0.000000	0.000083	0.729948	0.065943	0.000084	0	0.075277	903.4	0.000095	1	0	11.57	11.57
553	1038	Nadab 400kV -2	0.999917	0.000000	0.000083	0.729413	0.065915	0.000084	0	0.075246	903.7	0.000095	1	0	11.57	11.57
554	1039	Nadab 400kV -3	0.999958	0.000000	0.000042	0.365077	0.027452	0.000069	0.044918	0.031338	752.0	0.058614	0	1	13.80	13.80
555	1040	Nadab 400kV -4	0.999934	0.000000	0.000066	0.580853	0.053905	0.000084	0	0.061535	928.0	0.000095	1	0	11.28	11.28
557	1042	PDF II 110kV -1	0.999969	0.000030	0.000001	0.007526	0.005223	0.034372	0	0.005963	6940.5	0.039237	0	0	1.94	1.94
558	1043	PDF II 110kV -2	0.999969	0.000030	0.000001	0.007526	0.005223	0.034372	0	0.005963	6940.5	0.039237	0	0	1.94	1.94
559	1044	PDF II 220kV -A	0.999951	0.000000	0.000049	0.430431	0.032938	0.019102	0.031536	0.037601	765.2	0.062901	0	1	13.57	13.57
560	1045	PDF II 220kV -B	0.999951	0.000000	0.000049	0.430422	0.032937	0.019102	0.0349	0.037599	765.2	0.067285	0	1	13.57	13.57
561	1046	Cetate 110	0.998426	0.000000	0.001574	13.790806	0.304256	0.023049	0	0.347324	220.6	0.026311	1	0	48.50	81.00
562	1049	Resita 400kV - 1	0.999969	0.000030	0.000001	0.009404	0.006528	0.034374	0.016584	0.007452	6942.2	0.060851	0	1	1.94	1.94
563	1050	Resita 400kV - 2	0.999969	0.000030	0.000001	0.009404	0.006528	0.034374	0.063479	0.007452	6942.2	0.121962	0	1	1.94	1.94
565	1080	Tariverde 400-1	0.999963	0.000036	0.000002	0.013536	0.007780	0.038299	0.032707	0.008881	5747.8	0.086343	0	1	2.24	2.24
566	1081	Tariverde 400-2	0.999963	0.000036	0.000002	0.013536	0.007780	0.038272	0.031817	0.008881	5747.8	0.085152	0	1	2.24	2.24
567	1082	CALEA ARAD 400-1	0.999954	0.000000	0.000046	0.405860	0.031230	0.000036	0.003799	0.035651	769.5	0.004992	0	0	13.50	13.50
568	1083	CALEA ARAD 400-2	0.999953	0.000000	0.000046	0.406705	0.031291	0.000045	0	0.035720	769.4	0.000051	0	0	13.50	13.50
569	1084	CALEA ARAD 400-3	0.999953	0.000000	0.000046	0.406705	0.031291	0.000045	0	0.035720	769.4	0.000051	0	0	13.50	13.50
570	1085	CALEA ARAD 400-4	0.999954	0.000000	0.000046	0.406125	0.031257	0.000043	0.003799	0.035681	769.6	0.005000	0	0	13.49	13.49
571	1087	Calafat 220	0.993870	0.000000	0.006130	53.700073	0.811246	0.023039	0.028004	0.926080	151.1	0.062793	2	1	135.50	183.00
574	1092	Calafat 110	0.993358	0.000000	0.006641	58.179485	0.922877	0.023039	0	1.053512	158.6	0.026300	3	0	137.00	182.50
577	1095	Rahman-1	0.999962	0.000036	0.000002	0.017629	0.008049	0.038288	0.023522	0.009188	4565.6	0.074361	0	1	2.69	2.69
578	1096	Rahman-2	0.999962	0.000036	0.000002	0.017629	0.008049	0.038241	0.025522	0.009188	4565.6	0.076913	0	1	2.69	2.69
579	1097	Stupina-1	0.999960	0.000038	0.000002	0.017455	0.008014	0.040355	0.035305	0.009148	4591.1	0.092075	0	1	2.68	2.68
580	1098	Stupina-2	0.999964	0.000034	0.000002	0.017455	0.008014	0.036184	0.017014	0.009148	4591.1	0.063478	0	1	2.68	2.68
581	1100	Timisoara 400kV - 1	0.999967	0.000032	0.000001	0.009935	0.006897	0.036370	0.010258	0.007873	6941.8	0.054886	0	0	1.94	1.94
582	1101	Timisoara 400kV - 2	0.999967	0.000032	0.000001	0.009935	0.006897	0.036312	0.013925	0.007873	6941.8	0.059598	0	1	1.94	1.94
583	1102	Timisoara 220kV	1.000000	0.000000	0.000000	0.002778	0.000359	0.000016	0.101125	0.000410	1293.4	0.131799	0	1	8.23	8.23
584	1103	Calea Aradului 220kV - 1	0.999973	0.000000	0.000027	0.236909	0.016678	0.000045	0	0.019038	704.0	0.000051	0	0	14.71	14.71
585	1104	Calea Aradului 220kV - 2	0.999976	0.000000	0.000024	0.212904	0.014960	0.000045	0	0.017078	702.7	0.000051	0	0	14.73	14.73
586	1105	Calea Aradului 220kV - 3	0.999976	0.000000	0.000024	0.212904	0.014960	0.000045	0	0.017078	702.7	0.000051	0	0	14.73	14.73
587	1106	Calea Aradului 220kV - 4	0.999973	0.000000	0.000027	0.236909	0.016678	0.000045	0	0.019038	704.0	0.000051	0	0	14.71	14.71
588	1107	Sacalaz 400kV - 1	0.999966	0.000032	0.000001	0.011824	0.007167	0.036421	0.016584	0.008181	6061.5	0.063188	0	1	2.15	2.15
589	1108	Sacalaz 400kV - 2	0.999966	0.000032	0.000001	0.011824	0.007167	0.036422	0.003799	0.008181	6061.5	0.046529	0	0	2.15	2.15
593	1118	Teleajen 400kV - 1	0.999966	0.000032	0.000001	0.011707	0.006916	0.036377	0.009593	0.007895	5907.7	0.054027	0	0	2.19	2.19
594	1119	Teleajen 400kV - 2	0.999968	0.000030	0.000001	0.011707	0.006916	0.034434	0.007599	0.007895	5907.7	0.049210	0	0	2.19	2.19
595	1120	Teleajen 110kV	0.999445	0.000032	0.000523	4.581689	0.104321	0.024298	0	0.119088	227.7	0.027737	1	0	44.42	44.42
596	1121	Stalpu 400kV - 1	0.999967	0.000032	0.000001	0.010201	0.007081	0.036311	0.039798	0.008083	6941.5	0.093313	0	1	1.94	1.94

597	1122	Stalpu 400kV - 2	0.999965	0.000034	0.000001	0.010201	0.007081	0.038344	0.022226	0.008083	6941.5	0.072736	0	1	1.94	1.94
598	1123	Stalpu 110kV	0.999443	0.000034	0.000523	4.579914	0.104308	0.025612	0	0.119073	227.8	0.029237	1	0	44.41	44.41
610	1220	Arefu 400	0.999951	0.000000	0.000049	0.430439	0.032939	0.000000	0.112295	0.037602	765.2	0.146337	0	1	13.57	13.57
611	1231	Banca 220kV - 1	0.999943	0.000000	0.000057	0.500489	0.036432	0.000000	0.048776	0.041589	727.9	0.063562	0	1	14.24	14.24
612	1232	Banca 220kV - 2	0.999943	0.000000	0.000057	0.500489	0.036432	0.000000	0.079891	0.041589	727.9	0.104110	0	1	14.24	14.24

Anexa C-1

PROGNOZA INCARCARE STATII	2026								2030								2035							
SD	PVSI	QVSI	PVDI	QVDI	PVDV	QVDV	PGNV	QGNV	PVSI	QVSI	PVDI	QVDI	PVDV	QVDV	PGNV	QGNV	PVSI	QVSI	PVDI	QVDI	PVDV	QVDV	PGNV	QGNV
AB	192,56	28,48	192,56	28,48	174,07	56,52	126,49	40,99	198,34	29,33	198,34	29,33	179,29	58,22	130,29	42,22	205,57	30,03	205,57	30,03	181,81	57,63	126,71	36,54
AG	318,52	89,31	329,69	101,09	275,53	99,88	138,48	38,19	331,26	92,88	342,88	105,14	286,55	103,87	144,01	39,72	344,51	96,60	445,64	141,72	368,16	133,40	164,02	44,26
AR	182,10	22,75	181,94	34,87	154,74	38,53	103,30	18,39	187,99	26,14	187,28	38,86	162,16	36,54	107,74	17,29	210,24	28,34	226,02	52,97	185,92	39,31	185,59	34,60
B	1013,83	-24,04	1041,22	-2,43	1221,37	115,38	604,73	-13,27	1154,81	-8,74	1182,90	13,99	1378,34	139,81	711,06	1,44	1276,84	5,10	1265,23	31,02	1511,69	164,84	757,15	6,18
BC	195,73	48,57	160,09	48,14	200,56	58,06	109,27	30,05	196,64	49,67	156,05	49,59	201,56	59,59	114,74	31,55	198,79	52,27	155,92	53,27	207,54	65,52	116,34	32,80
BH	244,94	24,65	244,94	24,65	219,19	44,86	155,23	21,95	255,27	25,47	255,27	25,47	227,62	46,25	160,78	22,29	266,31	26,35	266,31	26,35	247,27	50,26	167,15	23,95
BN	98,34	8,26	98,34	8,26	77,30	11,09	35,62	5,01	100,33	8,41	100,33	8,41	78,83	11,31	36,35	5,11	102,37	8,57	102,37	8,57	113,07	17,66	49,57	4,96
BR	84,42	8,54	84,42	8,54	115,54	29,06	69,57	16,85	86,05	8,72	86,05	8,72	117,27	29,41	70,47	16,99	87,74	8,90	87,74	8,90	112,13	27,59	65,73	15,10
BT	69,55	9,82	45,23	8,09	71,94	15,20	39,35	9,09	71,08	12,30	50,67	9,99	73,14	21,28	41,32	9,55	72,96	17,09	62,53	9,15	65,60	32,65	39,07	8,37
BV	344,13	44,78	344,13	44,78	297,87	54,99	215,02	33,61	354,46	46,12	354,46	46,12	306,81	56,64	221,47	34,62	376,24	49,58	376,24	49,58	325,09	76,60	243,52	47,74
BZ	134,71	27,54	134,71	27,54	121,13	33,54	87,48	18,58	137,04	27,92	137,04	27,92	122,83	34,04	88,73	18,81	139,42	28,31	139,42	28,31	137,62	36,32	105,82	21,47
CJ	330,78	50,40	330,78	50,40	281,28	66,41	179,40	26,24	365,13	55,33	365,13	55,33	310,21	73,12	196,80	28,36	405,54	61,14	405,54	61,14	400,83	90,86	257,25	35,44
CL	222,03	61,21	222,45	56,56	191,28	67,08	173,50	54,33	236,59	65,22	237,03	60,27	203,82	71,48	184,88	57,90	256,04	61,98	265,29	74,23	256,06	78,33	216,17	70,04
CS	160,32	18,63	158,32	21,82	144,35	18,48	119,98	12,27	165,78	19,54	163,65	22,95	148,44	19,38	122,47	12,76	173,11	20,78	170,49	24,82	151,87	20,64	123,95	11,64
CT	343,24	53,37	394,91	53,09	323,33	75,31	177,89	44,01	365,74	56,87	420,80	56,57	344,53	80,24	189,55	46,89	395,95	61,57	531,27	58,94	424,44	98,13	232,14	57,68
CV	51,77	0,98	51,77	0,98	42,62	-0,71	24,60	-0,28	53,33	1,01	53,33	1,01	43,90	-0,73	25,33	-0,28	53,79	1,01	53,79	1,01	38,47	2,71	23,88	2,64
DB	216,66	47,35	53,04	12,24	192,81	48,56	132,90	34,81	219,03	47,87	53,04	12,24	194,90	49,12	137,39	34,17	221,47	48,40	53,04	12,24	163,44	39,75	118,72	36,32
DJ	206,10	32,25	198,65	35,07	179,82	46,24	101,54	21,36	214,35	33,54	206,59	36,48	187,01	48,09	105,60	22,21	222,92	34,88	234,53	38,71	213,17	54,83	119,22	23,16
GJ	125,15	44,47	120,56	62,63	120,04	65,14	91,60	36,59	130,16	46,25	125,39	65,13	124,85	67,74	95,26	38,05	135,37	48,10	118,60	57,48	121,08	64,94	85,92	33,66
GL	309,91	46,20	161,20	26,67	244,33	62,29	191,62	45,60	313,29	46,57	161,20	26,67	247,60	62,89	186,33	46,07	316,79	46,95	161,20	26,67	272,20	70,19	197,63	48,92
GR	72,75	-6,42	68,07	-0,21	57,74	18,72	41,21	-2,62	77,47	-6,85	72,50	-0,23	61,50	19,93	43,89	-2,79	83,80	-7,42	82,69	0,34	65,89	22,45	48,15	-6,77
HD	215,36	26,73	213,23	26,16	168,58	29,51	259,06	44,52	225,26	28,08	223,08	27,51	175,97	31,02	273,91	45,63	238,53	29,88	261,41	32,88	183,40	33,21	313,38	49,17
HR	84,44	11,91	84,44	11,91	72,97	18,78	42,50	12,49	86,98	12,27	86,98	12,27	75,16	19,34	43,77	12,86	88,45	12,45	88,45	12,45	90,70	18,47	56,40	14,27
IL	76,70	14,81	75,87	17,72	76,29	22,99	48,81	12,89	81,60	15,74	80,85	18,89	80,90	24,40	51,93	13,69	88,17	16,99	65,79	16,83	73,04	22,89	47,59	13,09
IS	212,41	40,51	159,03	38,35	218,57	44,41	132,27	31,71	245,17	47,37	153,44	36,94	252,02	55,16	138,88	33,30	304,84	68,09	179,83	48,05	379,66	93,47	179,47	42,51
MH	67,92	16,56	66,03	17,49	46,47	13,86	29,53	8,68	70,64	17,23	68,68	18,19	48,33	14,42	30,71	9,03	73,46	17,92	71,82	18,92	55,78	17,86	29,46	9,39
MM	153,26	15,62	153,26	15,62	115,03	17,65	64,10	5,59	156,45	15,86	156,45	15,86	117,44	18,01	65,44	5,73	159,71	16,11	159,71	16,11	119,90	18,38	66,81	5,88
MS	220,22	28,85	220,22	28,85	171,46	35,22	117,01	20,80	226,82	29,71	226,82	29,71	176,61	36,28	120,52	21,42	237,70	31,41	237,70	31,41	186,62	35,17	127,12	20,72
NT	120,40	20,92	166,11	44,45	129,35	26,67	88,79	20,21	121,40	20,12	188,42	45,92	131,28	24,54	93,23	21,22	128,02	21,60	196,25	42,87	142,78	26,60	93,79	21,08
OT	507,55	175,16	512,10	185,05	468,40	178,95	428,34	166,39	514,42	176,52	519,15	186,81	474,49	180,77	432,84	167,55	521,55	177,94	498,90	186,71	431,74	168,85	384,72	152,60
PH	370,77	85,34	370,77	85,34	336,03	104,98	234,20	68,25	376,36	86,36	376,36	86,36	340,65	106,19	237,08	68,91	382,06	87,41	382,06	87,41	326,81	85,49	201,69	41,04
SA	298,95	-21,97	295,26	-7,57	297,41	17,71	183,36	-13,89	318,55	-23,42	314,61	-8,06	316,91	18,87	195,38	-14,80	361,36	-19,75	401,24	-4,85	456,07	33,59	267,40	-14,76
SB	188,06	12,96	188,06	12,96	165,61	24,10	100,76	10,70	193,70	13,35	193,70	13,35	170,58	24,82	103,79	11,02	204,64	14,20	204,64	14,20	163,20	21,65	98,49	9,46
SJ	89,42	8,48	89,42	8,48	74,16	12,73	53,05	6,62	91,19	8,64	91,19	8,64	75,65	12,97	54,15	6,75	93,01	8,80	93,01	8,80	63,15	10,94	47,40	6,54
SM	102,28	13,24	102,28	13,24	91,96	23,08	58,78	12,71	103,98	13,48	103,98	13,48	93,50	23,47	59,78	12,92	105,72	13,72	105,72	13,72	106,87	28,48	67,24	13,78
SV	171,36	25,12	165,82	20,93	169,29	48,78	99,27	30,39	170,79	33,58	173,37	24,09	171,09	67,00	104,23	31,91	177,70	39,48	250,84	33,56	237,62	96,15	144,74	42,99
TL	69,51	6,67	75,20	17,64	61,64	15,71	39,27	7,74	74,07	7,10	80,13	18,79	65,68	16,74	41,85	8,24	80,18	7,69	88,20	11,64	82,89	17,21	48,40	10,99
TM	379,70	22,56	449,95	32,82	410,36	59,03	261,58	6,88	491,07	24,19	489,76	34,44	446,19	62,89	287,45	7,87	544,52	27,05	589,27	35,23	564,97	70,81	366,81	8,26
TR	95,78	19,38	89,66	17,54	78,77	19,45	45,25	13,43	99,61	20,16	93,24	18,25	81,93	20,23	47,06	13,97	103,59	20,96	84,73	20,30	74,05	21,49	44,89	17,74
VL	106,79	16,12	108,53	21,42	95,27	22,95	52,43	8,47	111,07	16,76	112,87	22,28	99,08	23,87	54,53	8,80	115,51	17,43	104,15	26,26	90,02	20,08	55,49	10,37
VN	86,32	17,81	86,32	17,81	87,99	21,43	55,64	14,10	87,56	18,02	87,56	18,02	89,20	21,76	56,39	14,28	88,82	18,24	88,82	18,24	108,21	25,54	68,93	15,93
VS	69,22	7,58	47,26	8,14	67,45	22,12	39,75	9,42	75,72	7,34	53,94	8,22	73,41	23,45	41,74	9,89	84,79	7,65	94,46	9,83	118,95	25,10	57,40	10,88
	8603,97	1201,42	8335,85	1285,60	8109,91	1804,74	5352,52	989,83	9136,52	1272,04	8784,50	1349,89	8557,23	1914,41	5649,08	1033,11	9728,12	1363,81	9656,47	1476,05	9619,76	2136,07	6211,28	1090,66

Analiza stabilității statice pe termen mediu și lung

CNTEE Transelectrica SA elaborează studii asupra caracteristicilor de funcționare a SEN în general și a RET, în special, care urmăresc să ofere o perspectivă detaliată și obiectivă asupra tuturor aspectelor semnificative ale funcționării sigure și stabile a SEN, asupra siguranței și continuității în asigurarea serviciului de transport, precum și asupra principalelor evoluții financiare și economice în sector.

În cele ce urmează se vor aborda aspectele legate de **stabilitatea statică în SEN** și anume:

- Analiza condițiilor de stabilitate statica pentru **etapa 2028** (VSI și VDV);
- Analiza condițiilor de stabilitate statica pentru **etapa 2033 - 2035** (VSI și VDV);

Analiza condițiilor de stabilitate statică a RET constă în determinarea limitelor de evacuare cu rezervă normată de stabilitate statică și a puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN în configurație de funcționare în regim de durată atât N cât și N-1.

Analizele de stabilitate au ca punct de pornire structura secțiunilor caracteristice ale SEN. Limitele de stabilitate statică (atât puterile limită cât și puterile maxim admisibile) au fost determinate prin descărcarea/deconectarea grupurilor generatoare în cazul zonelor deficitare, respectiv prin încărcarea/conectarea grupurilor generatoare în cazul zonelor excedentare. Echilibrarea balanței producție-consum în fiecare din regimurile analizate a fost făcută prin variația puterii generate la nivelul grupurilor generatoare aflate în zonele de sistem îndepărtate de zona de analiză. Echilibrarea unei zone deficitare a fost realizată prin creșterea puterii generate a grupurilor aflate în zonele de sistem îndepărtate de zona de analiză în timp ce echilibrarea unei zone excedentare a fost realizată prin scăderea puterii generate a grupurilor din afara zonei analizate.

Analiza condițiilor de stabilitate statică a RET pentru etapa 2028 VSI și VDV

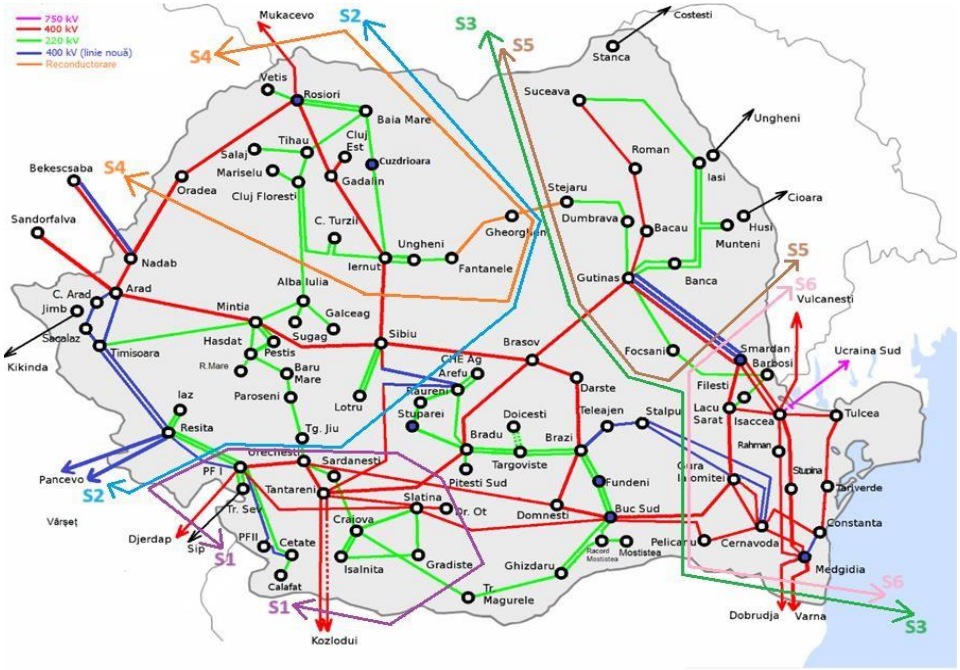


Figura 1 – Secțiunile caracteristice ale SEN, etapa 2028

Analiza detaliată a limitelor de stabilitate statică din secțiunile caracteristice ale SEN, în regim de **VSI**, a scos în evidență următoarele aspecte cheie:

- În cazul funcționării SEN în configurație N de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1472 MW (la nivelul secțiunii S5) și 505 MW (la nivelul secțiunii S6) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 1162 MW;
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 92%/92%/100% pentru palierul VSI asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VSI asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

➢ În cazul funcționării SEN în configurație N-1 de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 358 MW (la nivelul secțiunii S5) în regim de VDV și 2801 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 91 MW;
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 77%/85%/98% pentru palierul asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 5%/18%/2% pentru palierul VSI celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

Analiza detaliată a limitelor de stabilitate statică din secțiunile caracteristice ale SEN, în regim de **VDV**, a scos în evidență următoarele aspecte cheie:

➢ În cazul funcționării SEN în configurație N de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 888 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4154 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 607 MW;
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție 72%/80%/103% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție

de 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

- În cazul funcționării SEN în configurație N-1 de durată:
  - Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 608 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2549 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 340 MW;
  - Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 60%/70%/91% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
  - Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție 0%/6%/3% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

În continuare, se vor prezenta sub forma tabelară, limitele de stabilitate statică, pentru palierele VSI și VDV, pe fiecare secțiune în parte, în etapa 2028:

Tabelul 1.1 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S1 - VSI2028**

Schema	LEA retrasa din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	6289	5779	5201	4337RURECH2 -RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Slatina - București Sud	5086	4665	4198	3555RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 400 kV Urechești - Domnești	6014	5525	4972	4211RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, circ.1	6067	5573	5016	4274RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5984	5497	4947	4210RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	6014	5524	4972	4084RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	5926	5443	4899	4246RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6112	5615	5053	4278RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	6109	5612	5051	4273RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	6109	5612	5051	4273RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5944	5459	4913	4131RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5562	5106	4595	3984RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5874	5395	4856	4210RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Slatina - București Sud	LEA 400 kV Urechești - Domnești	4422	4050	3645	2865RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, circ.1	5587	5129	4616	3391RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5439	4992	4493	3261RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	5095	4673	4206	3358RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	5446	4999	4499	3339RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5549	5094	4585	3330RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	5804	5330	4797	3522RSTUDI2-RTR. M2

N-1		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	5804	5330	4797	3522RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5325	4886	4397	3240RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5594	5136	4622	3419RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5607	5147	4633	3489RSTUDI2-RTR. M2
	LEA 400 kV Urechești - Domnești	LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, circ.1	6210	5705	5135	4023RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5516	5063	4557	3610RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	5035	4618	4156	3422RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6015	5525	4973	3952RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5661	5197	4678	3675RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	5920	5437	4893	3779RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	5891	5410	4869	3779RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5550	5095	4585	3656RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5547	5092	4583	3502RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5806	5331	4798	3731RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Țânțăreni - Kozlodui, circ.1	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	6296	5785	5207	3884RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	5538	5084	4575	3693RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6361	5845	5261	4064RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5752	5281	4753	3532RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	6616	6082	5474	4035RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	6616	6082	5474	4035RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6006	5517	4966	3818RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5840	5363	4827	3569RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	6268	5759	5184	3901RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	5174	4746	4272	3509RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6557	6027	5425	4128RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6066	5572	5015	3762RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	6759	6214	5593	4127RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	6759	6214	5593	4127RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6179	5677	5109	3927RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5932	5448	4903	3631RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	6073	5579	5021	3799RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	5653	5190	4671	3770RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6082	5587	5029	3650RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	5511	5058	4552	3753RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	5511	5058	4552	3753RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5230	4799	4319	3557RURECH2 -RTG.JI2

		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4965	4553	4097	3402RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5091	4669	4202	3481RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap*	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6028	5537	4983	3668RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	6918	6361	5725	4210RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	6918	6361	5725	4210RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6337	5824	5241	3964RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5828	5352	4817	3698RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	6523	5996	5396	4097RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	5755	5284	4756	3647RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	5731	5262	4736	3647RDRAGA1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5615	5155	4640	3664RDRAGA1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5835	5358	4822	3673RSTUDI2-RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5716	5248	4723	3635RDRAGA1
	LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6254	5747	5172	3881RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5337	4898	4408	3397RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6253	5745	5171	3881RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5022	4606	4145	3397RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5594	5136	4622	3443RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	6211	5707	5136	3872RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5353	4912	4421	3504RURECH2 -RTG.JI2

Tabelul 1.2 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S2 - VSI2028**

Schema	LEA retrasa din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-4617	-4344	-3910	-3431RCLUJ1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-4119	-3883	-3495	-3144RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	-4478	-4215	-3794	-3319RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	-4478	-4215	-3794	-3319RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	-4260	-4013	-3612	-3244RCLUJ1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4423	-4164	-3748	-3284RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-4343	-4090	-3681	-3320RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-4343	-4090	-3681	-3320RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-4309	-4059	-3653	-3298RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3972	-3747	-3372	-3076RCLUJ1/RIERNU1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4225	-3982	-3584	-3341RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4225	-3982	-3584	-3341RCLUJ1

		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-4115	-3879	-3492	-3256RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4098	-3864	-3477	-3122RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4148	-3910	-3519	-3088RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4068	-3836	-3453	-3106RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4291	-4043	-3639	-3166RIERNU1/RCLUJ1
N-1	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	-4098	-3864	-3478	-3085RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	-4098	-3864	-3478	-3085RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	-3973	-3748	-3373	-3046RCLUJ1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4074	-3841	-3457	-3069RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3971	-3747	-3372	-3091RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3971	-3747	-3372	-3091RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3939	-3716	-3345	-3069RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3898	-3679	-3311	-3035RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3969	-3745	-3370	-3086RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3969	-3745	-3370	-3086RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3945	-3722	-3350	-3068RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3966	-3741	-3367	-3026RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3986	-3760	-3384	-3006RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3980	-3755	-3379	-3040RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3968	-3743	-3369	-2980RCLUJ1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3937	-3715	-3343	-3064RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3872	-3654	-3289	-3065RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3872	-3654	-3289	-3065RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3907	-3687	-3318	-3047RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3910	-3690	-3321	-3031RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3967	-3742	-3368	-3071RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3967	-3742	-3368	-3071RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3908	-3688	-3319	-3027RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3900	-3680	-3312	-2965RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3925	-3704	-3333	-2950RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3959	-3735	-3362	-3012RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3991	-3765	-3388	-2986RIERNU1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3937	-3715	-3343	-3064RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3872	-3654	-3289	-3065RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3872	-3654	-3289	-3065RCLUJ1

	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c2	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3907	-3687	-3318	-3047RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	75	0	0	-3031RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3967	-3742	-3368	-3071RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3967	-3742	-3368	-3071RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3908	-3688	-3319	-3027RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3900	-3680	-3312	-2965RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3925	-3704	-3333	-2950RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3959	-3735	-3362	-3012RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3991	-3765	-3388	-2986RIERNU1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1+c2	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3974	-3749	-3374	-3092RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3847	-3632	-3269	-3046RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3847	-3632	-3269	-3046RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3979	-3753	-3378	-3102RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3908	-3688	-3320	-3030RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3923	-3702	-3332	-3038RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3923	-3702	-3332	-3038RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3997	-3770	-3393	-3094RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3960	-3736	-3363	-3010RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4000	-3773	-3396	-3005RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4002	-3775	-3397	-3044RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4014	-3786	-3407	-3003RIERNU1
	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3959	-3735	-3361	-3096RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3959	-3735	-3361	-3096RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3942	-3719	-3347	-3086RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3809	-3596	-3237	-2981RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3929	-3708	-3337	-3070RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3929	-3708	-3337	-3070RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3913	-3693	-3323	-3058RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3821	-3607	-3247	-2958RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3904	-3684	-3316	-2959RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3839	-3624	-3262	-3002RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3829	-3615	-3254	-2998RIERNU1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3888	-3669	-3302	-3028RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3969	-3744	-3370	-3077RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3917	-3696	-3326	-2986RIERNU1

	LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3932	-3710	-3339	-2966RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3958	-3734	-3361	-3044RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4021	-3792	-3413	-2978RIERNU1
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3888	-3669	-3302	-3028RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3969	-3744	-3370	-3077RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3917	-3696	-3326	-2986RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3932	-3710	-3339	-2966RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3958	-3734	-3361	-3044RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4021	-3792	-3413	-2978RIERNU1
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1+c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3816	-3603	-3242	-2976RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3920	-3699	-3329	-3040RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3920	-3699	-3329	-3040RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3901	-3681	-3313	-3028RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3886	-3668	-3301	-2966RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3908	-3688	-3319	-2951RIERNU1/RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3941	-3719	-3347	-3007RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4002	-3775	-3397	-2967RIERNU1
	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3640	-3439	-3096	-2982RCLUJ1/RRESIT1/RIERNU1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3640	-3439	-3096	-2982RCLUJ1/RRESIT1/RIERNU1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3544	-3351	-3016	-2749RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3632	-3433	-3089	-2829RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3667	-3465	-3118	-2822RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3745	-3537	-3183	-2918RRESIT1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3728	-3521	-3169	-2856RIERNU1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3816	-3603	-3243	-2966RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3842	-3627	-3264	-2951RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3905	-3685	-3317	-3037RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3755	-3546	-3192	-2899RIERNU1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3816	-3603	-3243	-2966RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3842	-3627	-3264	-2951RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3905	-3685	-3317	-3037RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3755	-3546	-3192	-2899RIERNU1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3734	-3527	-3174	-2904RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3749	-3540	-3186	-2881RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3850	-3634	-3271	-2995RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3805	-3593	-3234	-2911RIERNU1

	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3519	-3328	-2995	-2658RIERNU1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3799	-3587	-3228	-2901RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3727	-3520	-3168	-2800RIERNU1
	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3873	-3656	-3290	-2923RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3805	-3592	-3233	-2825RIERNU1
	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3848	-3632	-3269	-2892RIERNU1

Tabelul 1.3 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S3 - VSI2028**

Schema	LEA retrasa din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	7401	6794	6114	5370XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Dobrudja - Medgidia Sud	6924	6351	5716	5305XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Varna - Medgidia Sud	6986	6409	5768	5286XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	6700	6144	5530	5244XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	6692	6137	5523	5174XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	7172	6582	5924	5150RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	6156	5641	5077	4897XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	6757	6198	5578	5027XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6612	6063	5457	5318XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6619	6069	5462	5324XVK IS11- RISACC1
N-1	LEA 400 kV Dobrudja - Medgidia Sud	LEA 400 kV Varna - Medgidia Sud	5974	5472	4925	4775XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	6435	5899	5309	5055XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	6230	5709	5138	5027XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	6351	5821	5239	5099RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	6014	5510	4959	4782XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	6202	5684	5115	4904XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6622	6073	5465	5175XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6627	6077	5469	5180XVK IS11- RISACC1
	LEA 400 kV Varna - Medgidia Sud	LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	6378	5846	5261	5047XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	6405	5872	5284	5010XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	6384	5852	5267	5068RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	6213	5694	5124	4751XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	6295	5770	5193	4872XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6545	6001	5401	5129XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6739	6180	5562	5144XVK IS11- RISACC1
	LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	5951	5451	4906	4789XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	6344	5815	5233	4872RRAHMA1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	5991	5488	4939	4710XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	6413	5878	5290	4821XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6227	5706	5136	5105XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6258	5735	5162	5132XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	6316	5789	5210	4753RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	5737	5252	4727	4638XVK IS11- RISACC1

	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5786	5298	4768	4713XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6165	5649	5084	5063XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6147	5633	5069	5048XVK IS11- RISACC1
	LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	6168	5652	5087	4610RPELIC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	6428	5892	5303	4886RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6359	5828	5245	5039RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6876	6307	5676	5150RPELIC1
	LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5656	5178	4660	4383XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5928	5429	4886	4804XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5957	5456	4911	4829XVK IS11- RISACC1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6045	5538	4984	4903XVK IS11- RISACC
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6085	5575	5017	4937XVK IS11- RISACC1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6379	5847	5262	5174XVK IS11- RISACC1

Tabelul 1.4 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S4 - VSI2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-2624	-2479	-2231	-1961RCLUJ 1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-2062	-1959	-1763	-1581RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-2036	-1934	-1741	-1489RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2436	-2305	-2074	-1809RCLUJ 1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2568	-2427	-2184	-1871RCLUJ 1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2408	-2279	-2051	-1787RORADE1
N-1	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-1688	-1612	-1451	-1234RCLUJ 1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-1442	-1385	-1246	-1136RROSIO1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-1499	-1437	-1293	-1154RROSIO1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1592	-1524	-1371	-1226RROSIO1
	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-1515	-1452	-1307	-1214RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-1441	-1384	-1245	-1115RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1424	-1368	-1231	-1121RIERNU1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-1821	-1735	-1562	-1341RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1762	-1681	-1513	-1319RORADE1
	LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1839	-1752	-1577	-1356RORADE1

Tabelul 1.5 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S5 - VSI2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-2124	-2008	-1807	-1364RSUCEA1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-1871	-1774	-1596	-1234RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c1	-2329	-2198	-1978	-1240RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	-2303	-2174	-1956	-1226RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	-2303	-2174	-1956	-1226RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	-1722	-1635	-1472	-1162RSUCEA1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1881	-1783	-1605	-1268RSUCEA1

		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1763	-1674	-1506	-1246RSUCEA1
N-1	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c1	-1884	-1785	-1607	-1139RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	-1934	-1832	-1648	-1166RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	-1934	-1832	-1648	-1166RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	-1658	-1576	-1418	-1064RSUCEA1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1746	-1657	-1492	-1181RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1602	-1524	-1372	-1179RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c1	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	-1707	-1622	-1460	-1168RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	-1707	-1622	-1460	-1168RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	-1466	-1398	-1259	-1016RSUCEA1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1754	-1666	-1499	-1180RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1556	-1482	-1334	-1125RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1732	-1645	-1480	-1157RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1683	-1599	-1439	-1125RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1732	-1645	-1480	-1157RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1683	-1599	-1439	-1125RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1698	-1614	-1452	-1141RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1563	-1489	-1340	-1107RSUCEA1
	LEA 220 kV Frumușița- Focșani	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1598	-1520	-1368	-1154RSUCEA1

Tabelul 1.6 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S6 - VSI2028**

Schema	LEA retrasa din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	6978	6418	5776	5479XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Medgidia (RO) - Dobrudja (BG)	6545	6018	5416	5377XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	6500	5976	5378	5342XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	6534	6007	5407	5279XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	6414	5897	5307	5207XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 1	6637	6103	5493	5379XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2	6663	6127	5514	5400XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 3	6663	6127	5514	5400XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2+3	6668	6131	5518	5244XVK IS11 -RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6627	6093	5484	5446XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6413	5895	5305	5135RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6656	6120	5508	5395XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6545	6018	5416	5401XVK IS11 -RISACC1
N-1	LEA 400 kV Medgidia (RO) - Dobrudja (BG)	LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	6283	5775	5198	4830XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	6708	6168	5551	5045XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	6270	5763	5187	5036XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 1	6670	6133	5520	5244XVK IS11 -RISACC1

		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2	6679	6141	5527	5251XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 3	6679	6141	5527	5251XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2+3	6410	5892	5303	5041XVK IS11 -RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6965	6407	5766	5310XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6415	5898	5308	4961RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6744	6202	5582	5237XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6793	6247	5622	5276XVK IS11 -RISACC1
	LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	6750	6207	5586	5075XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura lalomiței- București Sud	6219	5716	5144	5001XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 1	6804	6257	5631	5228XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2	6840	6291	5662	5256XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 3	6840	6291	5662	5256XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2+3	6480	5958	5362	5047XVK IS11 -RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6976	6417	5775	5291XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6446	5926	5333	4958RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6755	6212	5591	5222XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6785	6240	5616	5246XVK IS11 -RISACC1
	LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	LEA 400 kV Gura lalomiței- București Sud	6293	5784	5205	4845XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 1	6712	6172	5555	5074XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2	6701	6162	5546	5066XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 3	6701	6162	5546	5066XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2+3	6211	5708	5137	5043XVK IS11 -RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6496	5972	5375	4990RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6112	5616	5055	4670RRAHMA1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6194	5693	5123	4875RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6180	5679	5111	4865RTULCE1
	LEA 400 kV Gura lalomiței- București Sud	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 1	6463	5941	5347	5068XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2	6445	5925	5333	5054XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 3	6445	5925	5333	5054XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2+3	6225	5721	5149	4936XVK IS11 -RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6086	5593	5034	4925RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5640	5180	4662	4456RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6107	5612	5051	4911RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6121	5625	5062	4834RPELIC1
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 1	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2	6471	5949	5354	5146XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 3	6471	5949	5354	5146XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2+3	5962	5477	4930	4740XVK IS11 -RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6100	5605	5045	4920RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6644	6109	5498	5300RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6023	5534	4981	4788RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6107	5612	5051	4856RTULCE1
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2	LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6693	6155	5539	5402RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6566	6037	5434	5299RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6609	6077	5469	5257XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6635	6101	5491	5279XVK IS11 -RISACC1

	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 3	LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6693	6155	5539	5402RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6566	6037	5434	5299RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6609	6077	5469	5257XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6635	6101	5491	5279XVK IS11 -RISACC1
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș, circ. 2+3	LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6338	5826	5244	5027RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6063	5571	5014	4894RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6156	5657	5092	4895RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6243	5738	5164	4962RTULCE1
	LEA 220 kV Barboşi- Focşani	LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6739	6197	5577	5233RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6814	6267	5640	5292XVK IS11 -RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6840	6290	5661	5313XVK IS11 -RISACC1
	LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6426	5907	5317	5062RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6642	6107	5497	5266RPELIC1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6548	6020	5418	5187XVK IS11 -RISACC1

Tabelul 2.1 Limite de stabilitate statică în secțiunea **S1 - VDV2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	4435	4071	3664	3513RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 400 kV Slatina - București Sud	3540	3242	2917	2841RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 400 kV Urechești - Domnești	3722	3410	3069	2989RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	3921	3595	3235	3170RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	3845	3524	3172	3104RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3746	3432	3089	2918RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	4088	3749	3374	3294RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4254	3903	3513	3420RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3877	3553	3198	3111RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3877	3553	3198	3111RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3918	3591	3232	3125RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3439	3148	2834	2770RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3723	3411	3070	2998RURECH2 -RTG.JI2
N-1	LEA 400 kV Slatina - București Sud	LEA 400 kV Urechești - Domnești	2461	2243	2018	1983RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	3341	3057	2752	2735RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	2897	2646	2382	2339RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3189	2917	2625	2410RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	3389	3102	2792	2708RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	3192	2920	2628	2582RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3348	3064	2757	2739RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3348	3064	2757	2739RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3438	3148	2833	2824RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3205	2931	2638	2550RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3357	3072	2765	2661RSTUDI2 -RTR. M2
	LEA 400 kV Urechești - Domnești	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	3505	3209	2888	2739RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	3277	2998	2698	2587RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3418	3129	2816	2666RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	3600	3297	2967	2712RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	3429	3139	2825	2687RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3449	3158	2842	2743RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3432	3142	2828	2743RURECH2 -RTG.JI2

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3741	3428	3085	2828RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3248	2971	2674	2554RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3437	3146	2832	2665RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	3421	3131	2818	2747RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3554	3255	2930	2719RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	3430	3140	2826	2790RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	3551	3252	2927	2842RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3544	3245	2921	2913RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3544	3245	2921	2913RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3707	3396	3057	3003RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3330	3048	2743	2712RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3453	3161	2845	2830RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3273	2995	2695	2562RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	3650	3344	3009	2993RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	3710	3399	3059	2965RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3678	3369	3032	3027RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3678	3369	3032	3027RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4064	3727	3354	3121RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3341	3058	2752	2663RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3609	3305	2975	2941RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	3552	3252	2927	2859RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	3623	3318	2987	2833RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3700	3390	3051	2892RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3700	3390	3051	2892RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3817	3498	3148	2982RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3160	2889	2600	2483RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3534	3236	2912	2810RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap*	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	3238	2962	2666	2655RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3337	3054	2748	2735RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3337	3054	2748	2735RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3341	3058	2752	2751RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3011	2752	2477	2457RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3304	3023	2721	2640RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4098	3759	3383	3315RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4082	3743	3369	3315RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3528	3230	2907	2870RDRAGA1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3844	3523	3171	3086RSTUDI2 -RTR. M2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4056	3720	3348	3220RSTUDI2 -RTR. M2
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3710	3399	3059	2982RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	2988	2731	2458	2410RP.D.F2B-RRESIT2A
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3754	3439	3096	2982RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3054	2792	2513	2410RP.D.F2A-RRESIT2A
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3599	3296	2966	2858RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3692	3382	3044	2897RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3134	2865	2579	2484RURECH2 -RTG.JI2

Tabelul 2.2 Limite de stabilitate statică în secțiunea **S2 - VDV2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-4467	-4198	-3778	-3315RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-3991	-3756	-3380	-3041RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	-4323	-4064	-3658	-3200RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	-4323	-4064	-3658	-3200RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	-4127	-3882	-3494	-3138RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4299	-4041	-3637	-3187RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-4234	-3982	-3584	-3232RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-4234	-3982	-3584	-3232RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-4182	-3934	-3540	-3196RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3853	-3629	-3266	-2979RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4116	-3872	-3485	-3249RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4116	-3872	-3485	-3249RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-4000	-3765	-3389	-3160RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3976	-3743	-3368	-3024RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4014	-3777	-3400	-2983RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3937	-3707	-3336	-3001RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4169	-3921	-3529	-3071RURECH2 -RTG.JI2
N-1	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	-3680	-3468	-3122	-2769RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	-3680	-3468	-3122	-2769RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	-3530	-3329	-2996	-2706RCLUJ1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3511	-3312	-2981	-2646RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3575	-3371	-3034	-2781RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3575	-3371	-3034	-2781RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3585	-3381	-3043	-2792RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3276	-3095	-2785	-2553RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3563	-3360	-3024	-2769RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3563	-3360	-3024	-2769RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3532	-3332	-2999	-2746RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3374	-3185	-2866	-2576RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3443	-3249	-2924	-2598RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3540	-3339	-3005	-2703RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3510	-3311	-2980	-2636RCLUJ1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3761	-3544	-3189	-2923RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3787	-3567	-3211	-2992RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3787	-3567	-3211	-2992RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3784	-3565	-3208	-2946RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3547	-3345	-3011	-2748RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3857	-3633	-3269	-2981RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3857	-3633	-3269	-2981RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3838	-3615	-3254	-2967RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3678	-3467	-3120	-2793RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3751	-3534	-3181	-2815RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3849	-3625	-3262	-2923RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3782	-3563	-3207	-2826RCLUJ1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3761	-3544	-3189	-2923RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3787	-3567	-3211	-2992RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3787	-3567	-3211	-2992RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3784	-3565	-3208	-2946RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3547	-3345	-3011	-2748RURECH2 -RTG.JI2

Anexa D

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3857	-3633	-3269	-2981RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3857	-3633	-3269	-2981RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3838	-3615	-3254	-2967RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3678	-3467	-3120	-2793RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3751	-3534	-3181	-2815RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3849	-3625	-3262	-2923RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3782	-3563	-3207	-2826RCLUJ1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3666	-3455	-3110	-2850RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3757	-3540	-3186	-2969RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3757	-3540	-3186	-2969RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3755	-3538	-3184	-2924RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3469	-3273	-2946	-2689RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3834	-3611	-3250	-2963RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3834	-3611	-3250	-2963RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3813	-3592	-3233	-2948RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3578	-3374	-3036	-2718RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3651	-3441	-3097	-2741RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3779	-3560	-3204	-2871RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3718	-3504	-3153	-2779RCLUJ1
	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3797	-3577	-3219	-2965RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	-3797	-3577	-3219	-2965RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3733	-3518	-3166	-2919RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3437	-3244	-2920	-2689RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3799	-3579	-3221	-2963RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3799	-3579	-3221	-2963RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3733	-3518	-3166	-2913RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3569	-3366	-3029	-2760RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3706	-3492	-3143	-2805RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3808	-3587	-3228	-2971RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3696	-3484	-3135	-2889RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3177	-3003	-2703	-2478RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3707	-3494	-3144	-2868RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3707	-3494	-3144	-2868RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3628	-3421	-3079	-2811RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3415	-3223	-2901	-2604RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3471	-3275	-2947	-2618RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3807	-3586	-3227	-2923RCLUJ
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3779	-3561	-3204	-2796RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3177	-3003	-2703	-2478RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3707	-3494	-3144	-2868RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3707	-3494	-3144	-2868RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3628	-3421	-3079	-2811RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3415	-3223	-2901	-2604RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3471	-3275	-2947	-2618RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3807	-3586	-3227	-2923RCLUJ
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3779	-3561	-3204	-2796RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3030	-2867	-2580	-2368RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3631	-3423	-3081	-2813RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3631	-3423	-3081	-2813RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3564	-3361	-3025	-2765RURECH2 -RTG.JI2

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3305	-3121	-2809	-2524RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov	-3401	-3210	-2889	-2569RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3774	-3555	-3200	-2875RCLUJ
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3695	-3482	-3134	-2737RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3253	-3073	-2765	-2664RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3253	-3073	-2765	-2664RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3003	-2842	-2557	-2331RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-2997	-2836	-2552	-2337RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov	-3131	-2960	-2664	-2411RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3577	-3373	-3036	-2783RIERNU1/RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3266	-3085	-2776	-2502RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3451	-3257	-2931	-2681RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov	-3588	-3384	-3045	-2753RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3686	-3474	-3127	-2863RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3810	-3589	-3230	-2934RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3451	-3257	-2931	-2681RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov	-3588	-3384	-3045	-2753RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3686	-3474	-3127	-2863RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3810	-3589	-3230	-2934RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3362	-3174	-2856	-2613RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov	-3508	-3309	-2979	-2693RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3624	-3417	-3075	-2816RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3602	-3397	-3057	-2752RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov	-2963	-2804	-2524	-2240RURECH2 -RTG.JI2
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3357	-3170	-2853	-2564RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3484	-3287	-2958	-2614RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 400 kV Sibiu Sud - Braşov	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3318	-3133	-2820	-2505RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3352	-3165	-2849	-2489RURECH2 -RTG.JI2
	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3376	-3187	-2868	-2537RIERNU1

Tabelul 2.3 Limite de stabilitate statică în secțiunea **S3 - VDV2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	6820	6260	5634	4701XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Dobrudja - Medgidia Sud	6332	5809	5228	4609XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Varna - Medgidia Sud	6398	5870	5283	4599XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	6156	5645	5081	4577XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	6064	5560	5004	4453XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	6393	5865	5278	4589RDUMBR2A -RSTEJA2
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	5693	5217	4695	4302XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	6284	5763	5187	4441XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6000	5501	4951	4584XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6061	5557	5002	4631XVK IS11- RISACC1
N-1	LEA 400 kV Dobrudja - Medgidia Sud	LEA 400 kV Varna - Medgidia Sud	5415	4959	4463	4111RSUCEA1
		LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	5412	4956	4461	4035RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	5302	4855	4369	4183RSUCEA1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	5143	4707	4236	4123RSUCEA1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	5531	5067	4560	4178RSUCEA1

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5315	4866	4380	4126RGUTIN1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5489	5027	4525	4070RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5562	5096	4586	4126RSUCEA1
	LEA 400 kV Varna - Medgidia Sud	LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	5626	5155	4639	4228RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura lalomiței - București Sud	5557	5090	4581	4126RSUCEA1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	5217	4776	4298	4136RSUCEA1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	5559	5092	4583	4119RSUCEA1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5497	5035	4531	4173RGUTIN1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5561	5094	4584	4220RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5603	5133	4620	4141RSUCEA1
	LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	LEA 400 kV Gura lalomiței - București Sud	5276	4830	4347	4150XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	5594	5125	4612	4294RBUC.S1 -RGR.IA1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	5498	5036	4533	4106XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5621	5150	4635	4095RGUTIN1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	4986	4562	4106	4032RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5058	4629	4166	4092RSUCEA1
	LEA 400 kV Gura lalomiței - București Sud	LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	5702	5225	4702	4290RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	5046	4618	4156	3990XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5329	4879	4391	4247RGUTIN1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5212	4771	4294	4184RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5222	4780	4302	4192RSUCEA1
	LEA 400 kV Isaccea -Vulcănești	LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	4719	4315	3883	3519RDUMBR2A -RSTEJA2
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5158	4721	4249	3915RGUTIN1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5031	4603	4143	3980RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5342	4891	4402	3994RSUCEA1
	LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	5222	4780	4302	3844XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5212	4771	4294	4011RSUCEA1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5282	4836	4352	4066RSUCEA1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5291	4844	4360	4074RGUTIN1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5359	4908	4417	4129RGUTIN1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5234	4791	4312	4028RSUCEA1

Tabelul 2.4 Limite de stabilitate statică în secțiunea **S4 - VDV2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-2194	-2073	-1866	-1640RCLUJ 1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-1717	-1632	-1469	-1317RCLUJ 1
		LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-1722	-1637	-1473	-1260RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-1978	-1873	-1686	-1470RCLUJ 1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2049	-1939	-1745	-1495RCLUJ 1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2002	-1896	-1706	-1487RORADE1
N-1	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-1502	-1433	-1290	-1097RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-1289	-1236	-1112	-1014RCLUJ 1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-1348	-1290	-1161	-1036RCLUJ 1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1476	-1408	-1267	-1133RORADE1
	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-1259	-1207	-1087	-1009RCLUJ 1

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-1434	-1370	-1233	-1104RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1202	-1155	-1040	-947RORADE1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-1498	-1429	-1286	-1104RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1466	-1399	-1259	-1098RCLUJ 1
	LEA 220 kV Cluj Floreşti - Alba Iulia	LEA 400 kV Nădab - Oradea	-1526	-1455	-1309	-1126RCLUJ 1

Tabelul 2.5 Limite de stabilitate statică în secțiunea **S5 - VDV2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-1910	-1807	-1627	-1228RSUCEA1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-1572	-1495	-1345	-1040RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c1	-1618	-1537	-1383	-1084RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	-1607	-1526	-1374	-1076RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	-1607	-1526	-1374	-1076RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	-1507	-1434	-1291	-1019RSUCEA1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1641	-1558	-1402	-1108RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1522	-1448	-1303	-1069RSUCEA1
N-1	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c1	-1672	-1587	-1428	-1012RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	-1660	-1575	-1418	-1003RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	-1660	-1575	-1418	-1003RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	-1380	-1317	-1185	-889RSUCEA1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1514	-1440	-1296	-1026RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1350	-1289	-1160	-997RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c1	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	-1494	-1422	-1280	-1024RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	-1494	-1422	-1280	-1024RSUCEA1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	-1247	-1193	-1074	-867RSUCEA1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1432	-1365	-1228	-967RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1348	-1287	-1158	-977RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2	LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1426	-1359	-1223	-956RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1438	-1370	-1233	-964RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c3	LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1425	-1358	-1222	-956RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1436	-1368	-1232	-964RSUCEA1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c2+c3	LEA 220 kV Frumușița- Focșani	-1405	-1339	-1206	-947RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1285	-1229	-1106	-914RSUCEA1
	LEA 220 kV Frumușița-Focșani	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1331	-1271	-1144	-965RSUCEA1

Tabelul 2.6 Limite de stabilitate statică în secțiunea **S6 - VDV2028**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	6815	6272	5645	5354XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Medgidia (RO) - Dobrudja (BG)	6375	5864	5278	5240XVK IS11- RISACC1

Anexa D

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	6330	5822	5240	5205XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	6369	5858	5273	5148XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	6196	5698	5129	5032XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 1	6593	6066	5460	5208XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2	6648	6116	5505	5234XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 3	6648	6116	5505	5234XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2+3	6402	5889	5300	5037XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6377	5866	5280	5243XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6152	5657	5092	4928RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6508	5987	5388	5216XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6491	5971	5374	5203XVK IS11- RISACC1
N-1	LEA 400 kV Medgidia (RO) - Dobrudja (BG)	LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	6076	5587	5028	4867XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	6037	5551	4996	4667XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	5903	5427	4884	4650XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 1	5910	5434	4890	4646XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2	5905	5429	4886	4642XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 3	5905	5429	4886	4642XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2+3	5681	5222	4700	4467XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6008	5524	4972	4754RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5653	5196	4676	4371RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5997	5514	4963	4656RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6030	5545	4990	4683RTULCE1
	LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	6032	5546	4992	4751XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	5952	5472	4925	4732XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 1	6074	5585	5027	4800XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2	6069	5580	5022	4796XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 3	6069	5580	5022	4796XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2+3	5926	5448	4904	4616XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	6051	5564	5007	4902RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5871	5397	4858	4516RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5964	5484	4935	4742RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5987	5504	4954	4807RTULCE1
	LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	6027	5542	4988	4686XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 1	6055	5568	5011	4893XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2	6049	5562	5006	4885XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 3	6049	5562	5006	4885XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2+3	5987	5504	4954	4863XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focşani	5973	5492	4942	4812RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5741	5277	4750	4388RBUC.S1 -RGR.IA1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5971	5489	4941	4701RTULCE1

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5957	5477	4929	4691RTULCE1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 1	6060	5573	5015	4883XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2	6032	5547	4992	4870XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 3	6032	5547	4992	4870XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2+3	5996	5513	4961	4756XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focșani	5930	5452	4907	4745RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5389	4951	4456	4259RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5882	5407	4867	4731RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5907	5430	4887	4657RPELIC1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 1	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2	6064	5576	5019	4918XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 3	6064	5576	5019	4918XVK IS11- RISACC1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2+3	5828	5357	4821	4636XVK IS11- RISACC1
		LEA 220 kV Barboşi- Focșani	5963	5482	4934	4812RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5688	5228	4705	4536RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5888	5413	4872	4683RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5970	5489	4940	4749RTULCE1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2	LEA 220 kV Barboşi- Focșani	5959	5479	4931	4809RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5616	5161	4645	4530RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5884	5410	4869	4680RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5966	5486	4937	4747RTULCE1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 3	LEA 220 kV Barboşi- Focșani	5959	5479	4931	4809RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5670	5211	4690	4530RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5884	5410	4869	4680RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5966	5486	4937	4747RTULCE1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, circ. 2+3	LEA 220 kV Barboşi- Focșani	5834	5363	4827	4628RTULCE1
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	5580	5128	4615	4505RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5663	5205	4684	4504RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5746	5281	4753	4568RTULCE1
	LEA 220 kV Barboşi- Focșani	LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	6032	5546	4992	4684RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5986	5504	4953	4737RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6009	5525	4973	4802RTULCE1
	LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5981	5499	4949	4712RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6060	5573	5015	4805RTULCE1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5938	5459	4913	4704RTULCE1

Analiza condițiilor de stabilitate statică a RET pentru etapa 2033 - 2035 VDV și VSI

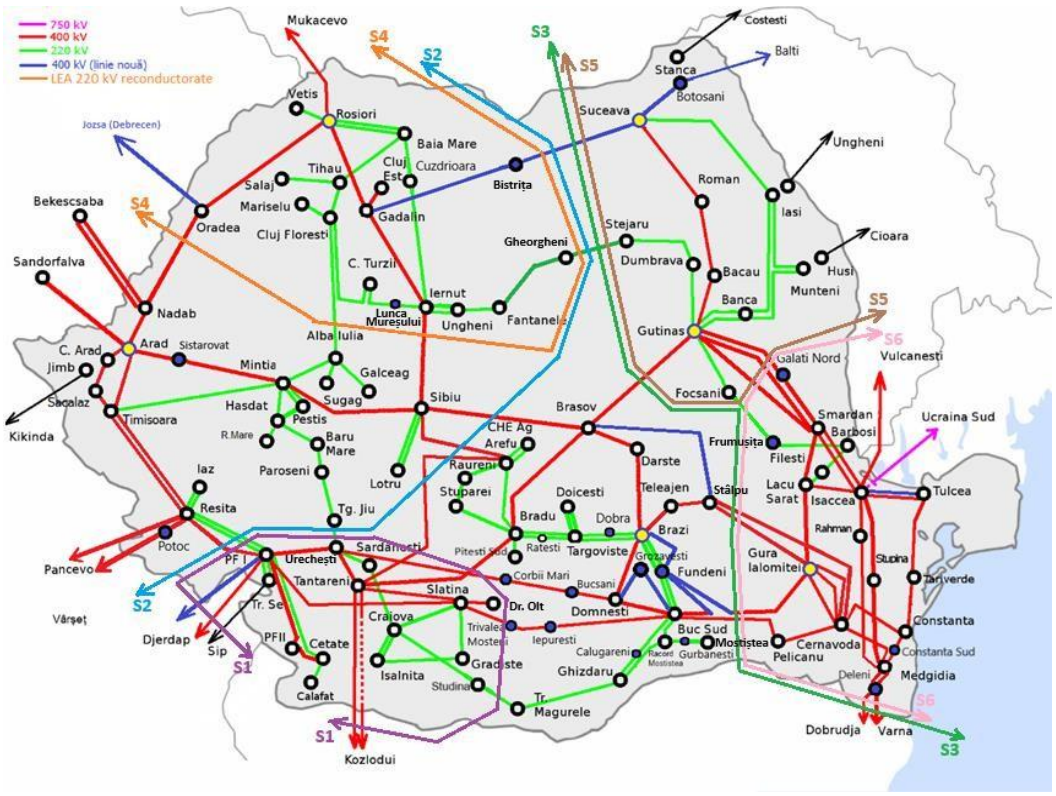


Figura 2 – Secțiunile caracteristice ale SEN, etapa 2033 - 2035

Analiza detaliată a limitelor de stabilitate statică din secțiunile caracteristice ale SEN, în regim de **VSI** și **VDV**, au scos în evidență următoarele aspecte cheie:

- În cazul funcționării SEN în configurație N de durată:
  - Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1760 MW (la nivelul secțiunii S5) și 5755 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 1715 MW;
  - Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
    - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 25%/18%/72%/49% asociat secțiunilor excedentare S1/S2/S3/S6.
    - rezerve echivalente între cele două paliere cu diferențe de 2%/4% asociat secțiunilor S4/S5.

- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 91%/76%/73% pentru palierul VSI respectiv 76%/40%/48% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VSI respectiv 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

➢ În cazul funcționării SEN în configurație N-1 de durată:

- Toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1807 MW (la nivelul secțiunii S4) în regim de VSI și 6240 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S5 – 1495 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
    - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 31%/33%/61%/38% asociat secțiunilor deficitare S1/S2/S3/S6;
    - rezerve echivalente între cele două paliere cu diferențe de 1%/1% asociat secțiunilor S4/S5.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 83%/74%/65% pentru palierul VSI respectiv 64%/39%/48% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VSI respectiv 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

Având în vedere că portofoliul de proiecte de dezvoltare a RET aferent etapei 2033 rămâne nemodificat și pentru orizontul de timp 2035, se consideră că ipotezele de bază utilizate în cadrul analizelor de stabilitate statică, respectiv configurația rețelei, secțiunile caracteristice și schemele normale de funcționare, nu suferă modificări semnificative care să conducă la schimbarea comportării SEN din perspectiva stabilității statice.

În aceste condiții, rezultatele analizelor de stabilitate statică realizate pentru etapa 2033 își mențin aplicabilitatea și pentru etapa 2035, întrucât nu au fost identificate investiții

suplimentare sau modificări relevante ale configurației RET care să determine variații ale rezervelor de stabilitate statică sau schimbări ale concluziilor rezultate în urma analizelor efectuate.

În continuare, se vor prezenta sub forma tabelară, limitele de stabilitate statică, pentru palierele VDV și VSI, pe fiecare secțiune în parte, în etapa 2033 - 2035:

Tabelul 3.1 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S1 - VDV2033 - 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	5177	4758	4282	3656RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Slatina - Trivalea Moșteni	4635	4256	3831	3281RSTUDI2 -RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Urechești - Corbii Mari	4681	4299	3869	3340RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	5116	4702	4232	3601RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	4967	4564	4107	3459RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	4419	4056	3651	3086RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	5217	4795	4315	3552RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	5217	4795	4315	3552RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5136	4720	4248	3606RSTUDI2 -RTR.M2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5017	4610	4149	3560RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5017	4610	4149	3560RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4754	4367	3930	3399RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4224	3876	3488	2966RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4890	4492	4043	3465RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4962	4559	4103	3517RURECH2 - RTG.JI2 -1
N-1	LEA 400 kV Slatina - Trivalea Moșteni	LEA 400 kV Urechești - Corbii Mari	3884	3561	3205	2773RSTUDI2 -RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	4398	4036	3633	3042RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	4218	3870	3483	2966RSTUDI2 -RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3905	3580	3222	2736RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	4252	3901	3511	2964RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	4252	3901	3511	2964RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4117	3776	3399	3038RDARAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4211	3863	3477	2986RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4211	3863	3477	2986RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3829	3510	3159	2803RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3815	3497	3147	2706RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4236	3887	3498	2882RURECH2 - RTG.JI2 -1

		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4349	3991	3592	2900RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Urechești - Corbii Mari	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	4429	4065	3659	3069RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	4269	3918	3526	2996RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3856	3535	3181	2714RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	4167	3823	3441	3024RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	4167	3823	3441	3024RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4214	3866	3479	3112RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4303	3949	3554	2983RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4303	3949	3554	2983RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3914	3589	3230	2810RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3652	3346	3012	2640RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4100	3761	3385	2871RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4480	4113	3702	2986RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Țânțăreni (RO) – Koslodui (BG), circ.1	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	4489	4121	3709	3055RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	4252	3902	3512	2904RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	4419	4056	3651	3219RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	4419	4056	3651	3219RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4496	4128	3715	3114RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4584	4209	3788	3198RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4584	4209	3788	3198RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4355	3997	3597	3116RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4216	3869	3482	2944RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4638	4259	3833	3141RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4766	4378	3940	3165RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	3681	3373	3036	2520RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	4266	3915	3523	2998RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	4266	3915	3523	2998RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4472	4106	3695	3098RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4210	3863	3476	2967RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4210	3863	3476	2967RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4300	3946	3551	2890RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3862	3541	3187	2713RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4139	3797	3418	2904RURECH2 - RTG.JI2 -1

		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4457	4091	3682	2975RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Ţânţăreni - Arefu	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	4111	3771	3394	2855RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	4111	3771	3394	2855RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4355	3997	3597	3070RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	3920	3594	3235	2800RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	3919	3594	3234	2800RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	3961	3632	3269	2710RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3417	3129	2816	2393RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	3642	3337	3003	2746RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	3930	3603	3243	2803RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier (RO) - Djerdap (RS), circ. 1	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4576	4202	3781	3152RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4448	4083	3675	3101RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4448	4083	3675	3101RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4462	4096	3686	2988RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3850	3529	3176	2776RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4336	3980	3582	2994RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier (RO) – Djerdap (RS), circ. 2	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4576	4202	3781	3152RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4448	4083	3675	3101RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4448	4083	3675	3101RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4462	4096	3686	2988RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3850	3529	3176	2776RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4336	3980	3582	2994RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	4367	4008	3607	3114RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	4367	4008	3607	3114RDRAGA1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4341	3984	3586	2981RDRAGA1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3951	3623	3260	2848RDRAGA1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4308	3954	3559	3076RDRAGA1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4309	3955	3559	3080RDRAGA1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4287	3934	3541	2958RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4060	3724	3352	2888RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4475	4108	3697	3065RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4287	3934	3541	2958RURECH2 - RTG.JI2 -1

	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4060	3724	3352	2888RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4475	4108	3697	3065RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3512	3216	2895	2501RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4158	3814	3433	2958RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4308	3953	3558	2950RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	3988	3657	3292	2759RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	4249	3899	3509	2909RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4702	4319	3887	3098RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4002	3670	3303	2846RURECH2 - RTG.JI2 -1

Tabelul 3.2 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S2 – VDV2033 - 2035**

Schema	LEA retrasa din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-4186	-3933	-3540	-3106RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-3949	-3714	-3343	-3007RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	-4086	-3841	-3457	-3024RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	-4086	-3841	-3457	-3024RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	-3951	-3715	-3344	-3003RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4043	-3801	-3420	-2997RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-3993	-3755	-3379	-2989RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3974	-3737	-3363	-3033RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo_c2	-3974	-3737	-3363	-3033RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3927	-3694	-3324	-3001RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3631	-3419	-3077	-2807RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3775	-3553	-3198	-2981RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3775	-3553	-3198	-2981RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3727	-3508	-3157	-2944RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3792	-3568	-3211	-2883RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3775	-3552	-3197	-2805RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4035	-3793	-3414	-2983RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3888	-3657	-3292	-2961RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3996	-3757	-3381	-2942RURECH2 - RTG.JI2 -1

N-1	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	-3955	-3719	-3347	-2969RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	-3955	-3719	-3347	-2969RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	-3832	-3605	-3245	-2930RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3912	-3680	-3312	-2940RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-3866	-3637	-3273	-2917RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3804	-3579	-3221	-2953RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo_c2	-3804	-3579	-3221	-2953RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3749	-3529	-3176	-2914RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3456	-3257	-2931	-2666RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3773	-3551	-3196	-2926RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3773	-3551	-3196	-2926RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3724	-3505	-3155	-2889RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3532	-3327	-2994	-2691RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3487	-3286	-2957	-2627RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3803	-3578	-3221	-2855RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3745	-3525	-3173	-2854RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3757	-3536	-3182	-2815RIERNU1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3835	-3608	-3247	-2976RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-3905	-3673	-3305	-2962RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3763	-3541	-3187	-2970RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Potoc - Pancevo_c2	-3763	-3541	-3187	-2970RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3787	-3563	-3207	-2945RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3493	-3292	-2962	-2704RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3834	-3607	-3246	-2960RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3834	-3607	-3246	-2960RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3791	-3568	-3211	-2928RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3649	-3436	-3092	-2768RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3659	-3445	-3101	-2744RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3922	-3689	-3320	-2932RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3822	-3596	-3237	-2900RIERNU1

		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3883	-3652	-3287	-2897RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c2	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3835	-3608	-3247	-2976RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-3905	-3673	-3305	-2962RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3763	-3541	-3187	-2970RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Potoc - Pancevo_c2	-3763	-3541	-3187	-2970RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1+ c2	-3787	-3563	-3207	-2945RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3493	-3292	-2962	-2704RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3834	-3607	-3246	-2960RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3834	-3607	-3246	-2960RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-3791	-3568	-3211	-2928RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3649	-3436	-3092	-2768RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3659	-3445	-3101	-2744RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3922	-3689	-3320	-2932RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3822	-3596	-3237	-2900RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3883	-3652	-3287	-2897RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba_c1_c2	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-3781	-3558	-3203	-2935RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-3837	-3610	-3249	-2922RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3721	-3503	-3153	-2938RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Potoc - Pancevo_c2	-3721	-3503	-3153	-2938RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3728	-3509	-3158	-2900RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3462	-3262	-2936	-2680RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3781	-3558	-3203	-2920RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3781	-3558	-3203	-2920RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-3686	-3470	-3123	-2848RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3586	-3378	-3040	-2721RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3589	-3380	-3042	-2692RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3879	-3649	-3284	-2900RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3805	-3580	-3222	-2887RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3824	-3598	-3238	-2854RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-3794	-3571	-3213	-2898RURECH2 - RTG.JI2 -1

	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3732	-3513	-3162	-2912RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Potoc - Pancevo_c2	-3732	-3513	-3162	-2912RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3696	-3479	-3131	-2887RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3404	-3209	-2888	-2660RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3711	-3493	-3144	-2892RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3711	-3493	-3144	-2892RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-3654	-3440	-3096	-2849RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3505	-3302	-2972	-2708RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3531	-3327	-2994	-2672RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3730	-3511	-3160	-2865RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3698	-3482	-3133	-2884RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3640	-3427	-3084	-2842RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	-3754	-3533	-3180	-2898RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Potoc - Pancevo_c2	-3714	-3496	-3147	-2898RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1_c2	-3704	-3486	-3138	-2861RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3405	-3210	-2889	-2633RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3717	-3499	-3149	-2868RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3678	-3462	-3116	-2868RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-3663	-3448	-3104	-2827RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3493	-3291	-2962	-2685RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3499	-3297	-2967	-2662RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3718	-3499	-3150	-2848RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3698	-3481	-3133	-2854RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3657	-3444	-3099	-2825RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3469	-3269	-2942	-2698RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3810	-3585	-3226	-2943RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3810	-3585	-3226	-2943RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-3726	-3507	-3156	-2882RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3632	-3420	-3078	-2763RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3639	-3426	-3084	-2739RURECH2 - RTG.JI2 -1

		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3925	-3692	-3323	-2925RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3786	-3563	-3206	-2904RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3916	-3683	-3315	-2892RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Potoc - Pancevo_c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3469	-3269	-2942	-2698RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3810	-3585	-3226	-2943RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3810	-3585	-3226	-2943RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-3726	-3507	-3156	-2882RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3632	-3420	-3078	-2763RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3639	-3426	-3084	-2739RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3925	-3692	-3323	-2925RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3786	-3563	-3206	-2904RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3916	-3683	-3315	-2892RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo_c1 LEA 400 kV Potoc - Pancevo_c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-3204	-3024	-2722	-2498RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4572	-4290	-3861	-2905RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3756	-3535	-3182	-2905RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 +c2	-3607	-3397	-3057	-2794RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3576	-3368	-3032	-2724RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3578	-3370	-3033	-2697RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3889	-3658	-3292	-2901RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3755	-3534	-3181	-2858RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3847	-3619	-3257	-2845RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-3151	-2975	-2677	-2579RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-3151	-2975	-2677	-2579RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-3165	-2988	-2689	-2451RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-2982	-2819	-2537	-2323RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3048	-2879	-2591	-2345RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3472	-3272	-2944	-2659RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3438	-3240	-2916	-2673RRESIT1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3305	-3117	-2805	-2528RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3474	-3274	-2946	-2695RURECH2 - RTG.JI2 -1

	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3490	-3289	-2960	-2676RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3730	-3511	-3159	-2863RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3688	-3472	-3125	-2861RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3684	-3468	-3121	-2835RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3474	-3274	-2946	-2695RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3490	-3289	-2960	-2676RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3730	-3511	-3159	-2863RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3688	-3472	-3125	-2861RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3684	-3468	-3121	-2835RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-3316	-3127	-2815	-2575RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-3402	-3207	-2887	-2610RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3690	-3474	-3127	-2821RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3635	-3423	-3080	-2821RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3651	-3437	-3094	-2785RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-2767	-2619	-2357	-2092RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3612	-3401	-3061	-2711RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3631	-3420	-3078	-2766RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3377	-3184	-2865	-2532RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-3549	-3344	-3009	-2651RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3595	-3386	-3047	-2707RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3385	-3192	-2873	-2510RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Suceava - Bistrița	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-3675	-3460	-3114	-2815RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3695	-3478	-3130	-2836RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-3836	-3609	-3248	-2873RIERNU1

Tabelul 3.3 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S3 – VDV2033 - 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		-	3427	3116	2805	2568XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Dobrudja - Deleni	3379	3071	2764	2498XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Varna - Deleni	3268	2969	2672	2479XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Pelicanu-Bucureşti Sud	3211	2916	2624	2465XVK_IS11 - RISACC1 -1

N	-	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	3198	2905	2614	2428XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8265	7596	6837	6338RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	3312	3010	2709	2533XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	3269	2970	2673	2499XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3241	2944	2650	2462XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3239	2942	2648	2464XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2774	2511	2260	2093XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	3377	3070	2763	2532XVK_IS11 - RISACC1 -1
N-1	LEA 400 kV Dobrudja (BG) - Deleni (RO)	LEA 400 kV Varna - Deleni	2940	2665	2398	2197XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	3005	2726	2453	2395XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	3038	2756	2480	2358XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	7818	7182	6464	6167RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	3164	2872	2585	2454XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	3144	2854	2569	2429XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3010	2730	2457	2388XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3035	2753	2477	2408XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2644	2391	2152	2057XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3096	2809	2528	2452XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Deleni (RO)	LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	2981	2703	2433	2360XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	2942	2667	2400	2341XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	7713	7084	6376	6141RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	3128	2840	2556	2447XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	3175	2882	2594	2409XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	2975	2698	2428	2367XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	2996	2717	2445	2383XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2580	2332	2099	2022XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3086	2800	2520	2431XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	3003	2724	2451	2291XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	6198	5682	5114	4877RGR.IA1 - RGIBS1 -1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	3118	2830	2547	2430XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	3037	2755	2479	2396XVK_IS11 - RISACC1 -1

		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	2936	2661	2395	2323XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3059	2776	2498	2360XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2614	2363	2127	2024XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3162	2871	2583	2428XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	6114	5604	5043	4699RPELIC1 - RCERNA1 -1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	3208	2913	2622	2412XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	3081	2796	2516	2369XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3041	2759	2483	2316XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3078	2793	2514	2345XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2643	2391	2152	2007XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3140	2851	2566	2407XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	7640	7017	6315	6003RPELIC1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	7886	7245	6521	6233RPELIC1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7218	6626	5964	5674RPELIC1 - RCERNA1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7295	6698	6028	5707RPELIC1 - RCERNA1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	7872	7232	6509	6189RPELIC1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	7989	7340	6606	6297RPELIC1
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	3259	2960	2664	2484XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3181	2889	2600	2442XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3168	2877	2589	2453XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2708	2450	2205	2077XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3243	2946	2651	2515XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3181	2889	2600	2384XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3149	2859	2573	2410XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2695	2438	2195	2058XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3168	2877	2589	2487XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3041	2759	2483	2321XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2635	2382	2144	2021XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3166	2875	2587	2459XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 Kv Gura Ialomiței - Stâlpu	LEA 400 kV Botoșani - Bălți	2666	2412	2171	2042XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	3168	2876	2589	2447XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Botoșani - Bălți	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	2705	2448	2203	2077XVK_IS11 - RISACC1 -1

Tabelul 3.4 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S4 – VDV2033 - 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-3392	-3182	-2863	-2072RIERNU1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-3365	-3156	-2841	-1889RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-2857	-2686	-2417	-1715RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-3104	-2915	-2623	-1833RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-3287	-3084	-2776	-1992RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-3360	-3151	-2836	-1938RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-3570	-3346	-3012	-1976RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-3389	-3178	-2860	-1981RIERNU1
N-1	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori (RO)	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-2403	-2266	-2039	-1553RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2565	-2415	-2174	-1700RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-3061	-2875	-2587	-1841RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2887	-2713	-2442	-1819RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2889	-2715	-2444	-1788RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2871	-2699	-2429	-1811RIERNU1
	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2531	-2384	-2145	-1495RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2700	-2541	-2287	-1671RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2625	-2471	-2224	-1610RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2592	-2440	-2196	-1578RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2779	-2613	-2352	-1687RIERNU1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2981	-2801	-2520	-1788RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2696	-2537	-2283	-1773RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2744	-2582	-2323	-1742RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2885	-2711	-2440	-1816RIERNU1
	LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	LEA 400 kV Nădab - Oradea	-3047	-2862	-2576	-1897RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2894	-2720	-2448	-1855RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-3027	-2843	-2559	-1909RIERNU1
	LEA 220 kV Nădab - Oradea	LEA 400 kV Suceava -Suceava	-2855	-2684	-2415	-1818RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2922	-2746	-2471	-1847RIERNU1
	LEA 400 kV Suceava - Suceava	LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2964	-2785	-2507	-1880RIERNU1

Tabelul 3.5 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S5 – VDV2033 - 2035**

Schema	LEA retrasă din	Element care	Plimită	Prez.norm. [MW]	Pmax.adm.

	exploatare	declanșează	[MW]	P 8 %	P 20 %	[MW]
N	-	-	-2734	-2572	-2314	-1828RFAI 2
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-3009	-2825	-2543	-1786RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	-2747	-2583	-2325	-1795RFAI 2
		LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	-2751	-2587	-2328	-1789RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	-2758	-2593	-2334	-1798RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	-2768	-2603	-2343	-1762RFAI 2
		LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2665	-2508	-2257	-1791RFAI 2
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2626	-2471	-2224	-1788RFAI 2
		LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2740	-2577	-2319	-1779RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2799	-2632	-2369	-1699RFAI 2
N-1	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	-2868	-2695	-2426	-1689RFAI 2
		LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	-2796	-2629	-2366	-1674RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	-2833	-2663	-2396	-1682RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	-2664	-2507	-2256	-1609RFAI 2
		LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2755	-2591	-2332	-1692RFAI 2
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2663	-2505	-2255	-1690RFAI 2
		LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2751	-2587	-2328	-1675RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2770	-2604	-2344	-1661RFAI 2
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	-2816	-2647	-2383	-1676RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	-2785	-2619	-2357	-1691RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	-2653	-2496	-2247	-1607RFAI 2
		LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2764	-2599	-2339	-1693RFAI 2
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2753	-2589	-2330	-1690RFAI 2
		LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2776	-2610	-2349	-1682RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2820	-2651	-2386	-1666RFAI 2
	LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2762	-2598	-2338	-1682RFAI 2
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2712	-2551	-2296	-1678RFAI 2
		LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2749	-2585	-2327	-1676RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2663	-2505	-2255	-1649RFAI 2
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2779	-2613	-2351	-1697RFAI 2
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2749	-2585	-2327	-1694RFAI 2
		LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2778	-2612	-2351	-1688RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2760	-2596	-2336	-1669RFAI 2
		LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2714	-2553	-2297	-1658RFAI 2
		LEA 220 kV Gheorghieni -	-2683	-2524	-2272	-1654RFAI 2

	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	Stejaru				
		LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2711	-2550	-2295	-1648RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2658	-2501	-2251	-1608RFAI 2
	LEA 220 kV Frumușița - Focșani	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2738	-2575	-2317	-1687RFAI 2
		LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2760	-2595	-2336	-1679RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2756	-2592	-2332	-1656RFAI 2
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	LEA 400 kV Botoțani - Balți	-2727	-2565	-2308	-1670RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2601	-2448	-2203	-1652RFAI 2
	LEA 400 kV Botoțani - Balți	LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2623	-2468	-2222	-1636RSUCEA1

Tabelul 3.6 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S6 - VDV2033 - 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	4290	3931	3538	3225XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Deleni (RO) - Dobrudja (BG)	4196	3844	3460	3169XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Deleni (RO) - Varna (BG)	4106	3761	3385	3149XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	4016	3678	3310	3116XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	4173	3823	3441	3104XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	4019	3681	3313	3125XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	4013	3675	3307	3120XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	4015	3677	3309	3122XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	3763	3444	3099	2924XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Focșani- Frumușița	4191	3839	3455	3171XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8273	7620	6858	6362XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	4134	3787	3408	3140XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	4142	3794	3415	3146XVK IS11 - RISACC1 -1
N-1	LEA 400 kV Deleni (RO) - Dobrudja (BG)	LEA 400 kV Deleni (RO) - Varna (BG)	3859	3533	3179	2918XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	4206	3854	3469	3052XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	3896	3567	3210	3046XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	4044	3704	3333	3065XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	4041	3701	3331	3062XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	3999	3662	3296	3062XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	3806	3483	3135	2897XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Focșani- Frumușița	4237	3882	3494	3115XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8331	7673	6906	6314XVK IS11 - RISACC1 -1

		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	4105	3760	3384	3073XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	4121	3775	3398	3086XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Deleni (RO) - Varna (BG)	LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	3980	3645	3280	3037XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	3832	3507	3156	3022XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	4124	3778	3400	3055XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	4114	3768	3391	3047XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	4030	3691	3322	3047XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	3859	3532	3179	2886XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Focșani- Frumușița	4071	3729	3356	3100XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8300	7645	6880	6295XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	4101	3756	3381	3056XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	4120	3774	3397	3071XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Pelicanu - București Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	3791	3469	3122	2950XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	4199	3847	3462	3061XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	4162	3813	3432	3034XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	4074	3731	3358	3034XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	3861	3535	3181	2843XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Focșani- Frumușița	4158	3810	3429	3081XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8184	7537	6783	6145RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3989	3652	3287	3027XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	4008	3670	3303	3042XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	3965	3631	3268	3032XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	3929	3597	3237	3004XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	3954	3620	3258	3016XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	3686	3372	3035	2813XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Focșani- Frumușița	3835	3511	3159	3069XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	7917	7289	6561	6160XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3857	3530	3177	3010XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3887	3558	3202	3034XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	3721	3405	3064	2979XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	3885	3556	3201	2986XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	3336	3048	2743	2612XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Focșani- Frumușița	3936	3604	3244	3061XVK IS11 - RISACC1 -1

		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8051	7414	6672	6294XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3966	3632	3269	3040XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3990	3654	3288	3059XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	LEA 220 kV Focșani- Frumușița	3938	3605	3245	3062XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8136	7492	6743	6302XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3960	3626	3263	3035XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3999	3662	3296	3066XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	LEA 220 kV Focșani- Frumușița	3937	3604	3244	3061XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8134	7491	6742	6301RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3960	3626	3263	3035XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3999	3662	3296	3066XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	LEA 220 kV Focșani- Frumușița	3687	3373	3036	2871XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	5297	4864	4378	4120RSMIRD1 - RGUTIN1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	3686	3372	3035	2839XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	3722	3406	3065	2868XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 220 kV Focșani-Frumușița	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8203	7555	6799	6332RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	4138	3790	3411	3098XVK IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	4153	3804	3424	3110XVK IS11 - RISACC1 -1
	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7919	7292	6563	6128RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	8001	7367	6631	6205RTULCE1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	4001	3664	3298	3054XVK IS11 - RISACC1 -1

Tabelul 4.1 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S1 - VSI2033 - 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	6069	5580	5022	4610RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Slatina - Trivalea Moșteni	5382	4943	4449	4119RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Urechești - Corbii Mari	5318	4884	4396	4230RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	5606	5151	4636	4450RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5517	5069	4562	4295RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	5337	4902	4412	4138RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	5826	5355	4819	4511RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	5826	5355	4819	4511RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5144	4723	4251	3971RURECH2 - RURECH1 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	5858	5384	4845	4479RURECH2 - RTG.JI2 -1

		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	5858	5384	4845	4479RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5293	4861	4375	4212RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5115	4697	4227	3942RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5692	5231	4708	4356RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	5724	5260	4734	4482RURECH2 - RTG.JI2 -1
N-1	LEA 400 kV Slatina - Trivalea Moșteni	LEA 400 kV Urechești - Corbii Mari	4942	4536	4082	3738RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	5226	4799	4319	4087RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5112	4693	4224	3930RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	4810	4413	3972	3706RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	5432	4990	4491	4024RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	5432	4990	4491	4024RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	4794	4399	3959	3685RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	5351	4915	4423	4081RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	5351	4915	4423	4081RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4994	4584	4126	3905RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4823	4426	3983	3670 RSTUDI2 - RTR.M2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5300	4867	4381	4045RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	5207	4781	4303	3961RSTUDI2 - RTR.M2 -1
	LEA 400 kV Urechești - Corbii Mari	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	5564	5112	4601	4184RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5060	4645	4181	3754RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Arefu	4811	4414	3973	3655RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 1	5265	4835	4352	4110RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 2	5265	4835	4352	4110RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5093	4676	4209	4026RURECH2 - RURECH1 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.1	5139	4719	4247	3930RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.2	5139	4719	4247	3930RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4914	4510	4059	3802RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5061	4646	4182	3642RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, circ.12	5106	4688	4219	3880RURECH2 - RTG.JI2 -1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	5376	4938	4444	4074RURECH2 - RTG.JI2 -1

LEA 400 kV Ţânţăreni (RO) – Koslodui (BG), circ.1	LEA 400 kV Ţânţăreni - Bradu	5559	5107	4597	4252RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Ţânţăreni - Arefu	5310	4877	4389	4043RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 1	5701	5239	4715	4449RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 2	5701	5239	4715	4449RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Urecheşti - Târgu Jiu	4951	4545	4090	3866RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.1	5691	5230	4707	4417RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.2	5691	5230	4707	4417RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5425	4983	4485	4180RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Reşiţa	5047	4633	4170	3907RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.12	5785	5316	4785	4270RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 12	5776	5308	4777	4390RURECH2 - RURECH1 -1
LEA 400 kV Ţânţăreni - Bradu	LEA 400 kV Ţânţăreni - Arefu	5007	4596	4136	3624RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 1	5538	5088	4579	4263RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 2	5632	5175	4658	4336RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Urecheşti - Târgu Jiu	4978	4569	4112	3885RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.1	5552	5101	4591	4262RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.2	5552	5101	4591	4262RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5543	5093	4583	4056RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Reşiţa	4878	4477	4029	3750RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.12	5368	4931	4437	4137RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 12	5358	4921	4429	4204RURECH2 - RTG.JI2 -1
LEA 400 kV Ţânţăreni - Arefu	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 1	5004	4593	4134	4010RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 2	5004	4593	4134	4010RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Urecheşti - Târgu Jiu	5062	4647	4182	3883RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.1	5277	4846	4361	3992RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.2	5278	4847	4363	3992RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5270	4840	4356	3784RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Reşiţa	4772	4379	3941	3619RRESIT2A-RRESIT1
	LEA 220 kV Porţile de Fier-Reşiţa, circ.12	5140	4719	4247	3855RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porţile de Fier - Djerdap, circ. 12	5196	4771	4294	3975RURECH2 - RTG.JI2 -1

LEA 400 kV Porțile de Fier (RO) – Djerdap (RS), circ. 1	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5029	4616	4155	3872RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5724	5261	4735	4445RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5724	5261	4735	4445RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5849	5376	4839	4185RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5210	4785	4306	3904RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	5793	5324	4792	4325RURECH2 - RTG.JI2 -1
LEA 400 kV Porțile de Fier (RO) – Djerdap (RS), circ. 2	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5029	4616	4155	3872RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5724	5261	4735	4445RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5724	5261	4735	4445RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5849	5376	4839	4185RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5210	4785	4306	3904RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	5793	5324	4792	4325RURECH2 - RTG.JI2 -1
LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5089	4672	4205	3859RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5089	4672	4205	3859RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	4939	4533	4080	3634RDRAGA1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5172	4749	4274	3877RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	5079	4663	4196	3846RURECH2 - RURECH1 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4785	4390	3951	3855RURECH2 - RURECH1 -1
LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5330	4896	4406	4178RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4671	4285	3856	3505RP.D.F2A-RRESIT2A-2
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	5914	5436	4893	4448RURECH2 - RTG.JI2 -1
LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5330	4896	4406	4178RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4671	4285	3856	3505RP.D.F2A-RRESIT2A-2
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	5914	5436	4893	4448RURECH2 - RTG.JI2 -1
LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4935	4529	4076	3751RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	5636	5178	4661	4254RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	5293	4861	4375	4055RURECH2 - RTG.JI2 -1
LEA 220 kV Studina - Turnu Măgurele	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	4764	4371	3934	3610RRESIT1 RRESIT2A -1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.12	5330	4895	4406	4061RURECH2 - RTG.JI2 -1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	5471	5026	4523	4188RURECH2 - RTG.JI2 -1

	LEA 400 kV Porțile de Fier- Reșița	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, circ. 12	4730	4340	3906	3533RRESIT2A-RRESIT1

Tabelul 4.2 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S2 – VSI2033- 2035**

Schema	LEA retrasa din exploatare	Element care declanşează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		Padm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-4945	-4650	-4185	-3672RCLUJ1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-4702	-4424	-3982	-3582RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1	-4852	-4563	-4107	-3593RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c2	-4852	-4563	-4107	-3593RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1,c2	-4703	-4425	-3983	-3577RCLUJ1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4828	-4541	-4087	-3581RCLUJ1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-4755	-4473	-4026	-3561RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	-4699	-4422	-3979	-3589RCLUJ1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo c2	-4699	-4422	-3979	-3589RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1,c2	-4671	-4395	-3956	-3571RCLUJ1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4397	-4142	-3727	-3400RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4537	-4271	-3844	-3584RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4537	-4271	-3844	-3584RCLUJ1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4510	-4246	-3822	-3564RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4582	-4313	-3882	-3485RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4641	-4368	-3931	-3449RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4617	-4345	-3911	-3417RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4651	-4377	-3940	-3544RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4695	-4418	-3976	-3460RIERNU1
	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1	-4742	-4462	-4016	-3562RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c2	-4742	-4462	-4016	-3562RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1,c2	-4610	-4340	-3906	-3527RIERNU1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4727	-4447	-4002	-3553RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-4572	-4304	-3874	-3452RIERNU1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	-4572	-4304	-3874	-3551RIERNU1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo c2	-4572	-4304	-3874	-3551RIERNU1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1,c2	-4536	-4271	-3844	-3527RIERNU1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4353	-4101	-3691	-3357RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4530	-4265	-3839	-3515RRESIT1

N-1		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4530	-4265	-3839	-3515RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4456	-4197	-3777	-3459RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4518	-4254	-3829	-3441RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4543	-4278	-3850	-3420RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4499	-4236	-3813	-3380RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4573	-4304	-3874	-3485RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4513	-4249	-3824	-3383RIERNU1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4543	-4277	-3850	-3528RROSIO1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-4584	-4315	-3883	-3480RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	-4494	-4231	-3808	-3549RROSIO1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo c2	-4494	-4231	-3808	-3549RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1,c2	-4501	-4239	-3815	-3503RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4354	-4102	-3692	-3370RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4546	-4280	-3852	-3512RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4546	-4280	-3852	-3512RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4506	-4243	-3818	-3482RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4554	-4287	-3859	-3454RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4572	-4304	-3874	-3428RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4518	-4254	-3828	-3381RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4610	-4339	-3905	-3499RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4536	-4270	-3843	-3387RIERNU1
	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c2	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4543	-4277	-3850	-3528RROSIO1
		LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-4584	-4315	-3883	-3480RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	-4494	-4231	-3808	-3549RROSIO1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo c2	-4494	-4231	-3808	-3549RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1,c2	-4501	-4239	-3815	-3503RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4354	-4102	-3692	-3370RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4546	-4280	-3852	-3512RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4546	-4280	-3852	-3512RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4506	-4243	-3818	-3482RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4554	-4287	-3859	-3454RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4572	-4304	-3874	-3428RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4518	-4254	-3828	-3381RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4610	-4339	-3905	-3499RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4536	-4270	-3843	-3387RIERNU1
		LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	-4476	-4216	-3794	-3477RROSIO1

	LEA 400 kV Nădab - Bekescsaba c1,c2	LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-4508	-4245	-3820	-3436RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	-4434	-4177	-3759	-3503RROSIO1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo c2	-4434	-4177	-3759	-3503RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1,c2	-4488	-4227	-3804	-3493RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4308	-4060	-3654	-3335RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4493	-4231	-3808	-3472RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4493	-4231	-3808	-3472RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4464	-4204	-3783	-3450RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4503	-4240	-3816	-3416RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4499	-4236	-3813	-3374RROSIO1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4462	-4202	-3782	-3340RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4546	-4280	-3852	-3451RROSIO1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4492	-4230	-3807	-3355RROSIO1
	LEA 400 kV Arad - Sandorfalva	LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	-4532	-4267	-3840	-3463RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	-4521	-4257	-3831	-3529RROSIO1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo c2	-4521	-4257	-3831	-3529RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1,c2	-4484	-4223	-3801	-3504RROSIO1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4286	-4039	-3635	-3348RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4480	-4219	-3797	-3493RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4480	-4219	-3797	-3493RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4439	-4181	-3763	-3462RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4455	-4195	-3776	-3440RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4525	-4260	-3834	-3422RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4388	-4133	-3720	-3373RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4467	-4207	-3786	-3485RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4320	-4071	-3664	-3376RIERNU1
	LEA 400 kV Oradea - Josza (Debrecen)	LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	-4495	-4233	-3810	-3472RORADE1
		LEA 400 kV Potoc- Pancevo c2	-4448	-4189	-3770	-3472RORADE1
		LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1,c2	-4466	-4205	-3785	-3451RORADE1
		LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4278	-4032	-3629	-3307RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4436	-4178	-3760	-3425RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4389	-4135	-3721	-3425RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4413	-4157	-3741	-3408RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4422	-4165	-3749	-3398RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4394	-4139	-3725	-3342RROSIO1

		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4316	-4067	-3660	-3310RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4426	-4169	-3752	-3418RROSIO1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4312	-4063	-3657	-3333RIERNU1
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4307	-4058	-3652	-3349RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4533	-4268	-3841	-3504RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4533	-4268	-3841	-3504RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4457	-4197	-3777	-3449RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4517	-4253	-3828	-3436RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4541	-4276	-3848	-3418RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4523	-4259	-3833	-3374RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4548	-4281	-3853	-3490RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4582	-4313	-3882	-3387RIERNU1
	LEA 400 kV Potoc - Pancevo c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4307	-4058	-3652	-3349RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4533	-4268	-3841	-3504RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4533	-4268	-3841	-3504RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4457	-4197	-3777	-3449RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4517	-4253	-3828	-3436RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4541	-4276	-3848	-3418RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4523	-4259	-3833	-3374RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4548	-4281	-3853	-3490RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4582	-4313	-3882	-3387RIERNU1
	LEA 400 kV Reșița - Pancevo c1 LEA 400 kV Potoc - Pancevo c2	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	-4242	-3999	-3599	-3303RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-5450	-5117	-4605	-3465RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4478	-4217	-3795	-3465RROSIO1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4402	-4147	-3732	-3411RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4448	-4189	-3771	-3388RROSIO1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4464	-4204	-3783	-3364RROSIO1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4467	-4206	-3786	-3336RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4538	-4273	-3845	-3455RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4528	-4263	-3837	-3351RIERNU1
	LEA 400 kV Reșița - Porțile de Fier	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	-4212	-3971	-3574	-3248RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	-4212	-3971	-3574	-3248RRESIT1
		LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	-4053	-3823	-3441	-3136RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4133	-3897	-3508	-3212RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4175	-3936	-3542	-3206RRESIT1

		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4261	-4016	-3614	-3264RRESIT1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4153	-3916	-3525	-3231RRESIT1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4285	-4038	-3634	-3275RRESIT1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4425	-4168	-3751	-3431RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4452	-4192	-3773	-3411RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4385	-4131	-3718	-3369RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4469	-4208	-3788	-3468RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4441	-4182	-3764	-3419RIERNU1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4425	-4168	-3751	-3431RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4452	-4192	-3773	-3411RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4385	-4131	-3718	-3369RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4469	-4208	-3788	-3468RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4441	-4182	-3764	-3419RIERNU1
	LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița c1 + c2	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	-4376	-4122	-3710	-3394RRESIT1
		LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4407	-4151	-3736	-3378RRESIT1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4350	-4099	-3689	-3328RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4404	-4148	-3734	-3419RRESIT1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4416	-4159	-3743	-3370RRESIT1
	LEA 400 kV Sibiu - Arefu	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	-4274	-4028	-3625	-3217RRESIT1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4325	-4075	-3668	-3248RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4417	-4160	-3744	-3365RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4435	-4177	-3759	-3322RIERNU1
	LEA 400 kV Sibiu Sud - Brașov	LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-4337	-4086	-3678	-3240RCLUJ1
		LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4449	-4190	-3771	-3350RIERNU1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4463	-4203	-3782	-3305RIERNU1
	LEA 400 kV Suceava - Bistrița	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	-4284	-4037	-3633	-3285RCLUJ1
		LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4219	-3977	-3580	-3243RCLUJ1
	LEA 220 kV Urechești - Tg.Jiu	LEA 200 kV Stejaru - Gheorghieni	-4465	-4205	-3785	-3348RIERNU1

Tabelul 4.3 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S3 – VSI2033- 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	7609	6985	6286	6102XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Deleni (RO)	7567	6946	6251	6031XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Deleni (RO)	7509	6892	6203	6006XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	7520	6902	6212	5881XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	7418	6808	6127	5858XVK_IS11 - RISACC1 -1

		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8706	8000	7200	6897RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	7543	6924	6231	5969XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	7459	6846	6162	5968XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7497	6881	6193	5925XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7625	7000	6300	5952XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	6972	6395	5755	5513XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7654	7026	6324	6072XVK_IS11 - RISACC1 -1
N-1	LEA 400 kV Dobrudja (BG) - Deleni (RO)	LEA 400 kV Varna (BG) - Deleni (RO)	7114	6527	5874	5408XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	7391	6783	6104	5761XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura lalomiței - București Sud	7376	6769	6092	5733XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8831	8116	7305	6788RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	7837	7196	6477	5831XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	7821	7181	6463	5854XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7423	6813	6131	5814XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7503	6886	6197	5875XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	7094	6508	5857	5443XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7835	7194	6475	5943XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Deleni (RO)	LEA 400 kV Pelicanu- Bucureşti Sud	7318	6715	6043	5740XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura lalomiței - București Sud	7328	6724	6052	5717XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8781	8070	7263	6765RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	7631	7005	6304	5806XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	7968	7317	6586	5829XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7415	6805	6125	5788XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7471	6857	6171	5840XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	7033	6451	5806	5408XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7554	6934	6240	5941XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Pelicanu-Bucureşti Sud	LEA 400 kV Gura lalomiței - București Sud	6998	6419	5777	5424XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8152	7487	6738	6341RPELIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	7427	6817	6135	5670XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	7412	6803	6122	5689XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7094	6508	5857	5564XVK_IS11 - RISACC1 -1

		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7111	6524	5871	5660XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	6807	6242	5618	5243XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7529	6911	6220	5835XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	7879	7234	6511	6070RPLEIC1
		LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	7376	6769	6092	5624XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	7497	6881	6192	5680XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7123	6535	5881	5556XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7165	6574	5916	5589XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	6805	6240	5616	5236XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7641	7014	6313	5810XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Gutinaş - Braşov	8350	7670	6903	6479RBOTOSA1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	8492	7802	7022	6560RBOTOSA1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	8322	7645	6880	6481RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	8517	7825	7043	6653RPELIC1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	8853	8137	7323	6845RPELIC1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	8427	7742	6968	6500RBOTOSA1
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	7629	7003	6303	5767XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7563	6942	6248	5685XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7488	6873	6185	5755XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	7008	6428	5785	5313XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7425	6814	6133	5905XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	7802	7164	6447	5751XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7682	7052	6347	5803XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	6880	6309	5678	5322XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7040	6458	5812	5894XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	7112	6525	5872	5537XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Bălți	6864	6295	5665	5298XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7681	7051	6346	5887XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 Kv Gura Ialomiței - Stâlpu	LEA 400 kV Botoșani - Bălți	6964	6388	5749	5373XVK_IS11 - RISACC1 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	7688	7058	6352	5925XVK_IS11 - RISACC1 -1
	LEA 400 kV Botoșani - Bălți	LEA 400 kV Suceava - Bistrița	6821	6255	5630	5250XVK_IS11 - RISACC1 -1

Tabelul 4.4 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S4 – VSI2033- 2035**

	LEA retrasă din		Plimită	Prez.norm.	

Schema	exploatare	Element care declanșează	[MW]	[MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	-3091	-2912	-2621	-2203RCLUJ1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roşiori (RO)	-3207	-3020	-2718	-2121RCLUJ1
		LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-2488	-2354	-2118	-1746RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2875	-2712	-2441	-1982RCLUJ1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2963	-2794	-2514	-2097RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2985	-2814	-2533	-2011RROSIO1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2922	-2756	-2480	-1939RCLUJ1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-3075	-2897	-2607	-2096RROSIO1
N-1	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori (RO)	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-2278	-2160	-1944	-1738RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2620	-2476	-2228	-1962RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2572	-2432	-2189	-2082RCLUJ1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2626	-2482	-2233	-2005RCLUJ1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2438	-2307	-2077	-1931RCLUJ1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2662	-2515	-2264	-2060RCLUJ1
	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2301	-2180	-1962	-1587RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2429	-2300	-2070	-1703RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2148	-2039	-1835	-1661RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-1897	-1807	-1626	-1500RIERNU1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2333	-2211	-1990	-1715RIERNU1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	LEA 220 kV Cluj Floreşti -Alba Iulia	-2820	-2661	-2395	-1945RIERNU1
		LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2543	-2405	-2164	-1911RIERNU1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2544	-2406	-2165	-1806RCLUJ1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2721	-2569	-2312	-1947RIERNU1
	LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	LEA 400 kV Nădab - Oradea	-2623	-2479	-2231	-1985RROSIO1
		LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2591	-2449	-2205	-1900RCLUJ1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2773	-2618	-2356	-2063RROSIO1
	LEA 220 kV Nădab - Oradea	LEA 400 kV Suceava -Bistrița	-2546	-2408	-2167	-1855RCLUJ1
		LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2401	-2273	-2046	-1728RORADE1
	LEA 400 kV Suceava -Bistrița	LEA 400 kV Oradea -Jozsa (Debrecen)	-2641	-2495	-2246	-1891RCLUJ1

Tabelul 4.5 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S5 – VSI2033- 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
		-	-2227	-2104	-1894	-1728RGUTIN1 - RGUTIN2 -1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-2521	-2377	-2139	-1645RFAI 2
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	-2352	-2220	-1998	-1689RFAI 2

N	-	LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	-2342	-2211	-1990	-1674$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	-2358	-2226	-2003	-1685$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	-2066	-1956	-1760	-1631$_{RFAI\ 2}$
		LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2085	-1973	-1776	-1635$_{RGUTIN1\ -\ RGUTIN2\ -1}$
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2103	-1990	-1791	-1670$_{RGUTIN1\ -\ RGUTIN2\ -1}$
		LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2339	-2209	-1988	-1718$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2522	-2378	-2140	-1680$_{RGUTIN1\ -\ RGUTIN2\ -1}$
N-1	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	-2407	-2271	-2044	-1616$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	-2456	-2316	-2085	-1605$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	-2468	-2328	-2095	-1613$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	-2005	-1899	-1710	-1516$_{RFAI\ 2}$
		LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2211	-2090	-1881	-1580$_{RGUTIN1\ -\ RGUTIN2\ -1}$
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2165	-2047	-1842	-1598$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2335	-2204	-1984	-1623$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2133	-2017	-1816	-1562$_{RFAI\ 2}$
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	-2224	-2102	-1892	-1635$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	-2228	-2106	-1895	-1638$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	-2081	-1970	-1773	-1536$_{RFAI\ 2}$
		LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2105	-1992	-1792	-1561$_{RGUTIN1\ -\ RGUTIN2\ -1}$
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2352	-2220	-1998	-1646$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2295	-2168	-1951	-1673$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2473	-2333	-2099	-1620$_{RFAI\ 2}$
	LEA 400 kV Galați Nord - Gutinaș c.2	LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2067	-1956	-1761	-1557$_{RGUTIN1\ -\ RGUTIN2\ -1}$
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2134	-2019	-1817	-1632$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2215	-2094	-1884	-1659$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2196	-2076	-1869	-1606$_{RFAI\ 2}$
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2078	-1966	-1770	-1565$_{RGUTIN1\ -\ RGUTIN2\ -1}$
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2151	-2034	-1830	-1644$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2230	-2108	-1897	-1670$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2209	-2088	-1879	-1615$_{RFAI\ 2}$
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2+c.3	LEA 220 kV Frumușița - Focșani	-2075	-1964	-1768	-1523$_{RFAI\ 2}$
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2134	-2019	-1817	-1584$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2184	-2065	-1859	-1622$_{RFAI\ 2}$
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2088	-1976	-1779	-1545$_{RFAI\ 2}$

	LEA 220 kV Frumușița - Focșani	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2085	-1973	-1776	-1557RGUTIN1 - RGUTIN2 -1
		LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2274	-2148	-1933	-1597RGUTIN1 - RGUTIN2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2344	-2213	-1991	-1555RFAI 2
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	LEA 400 kV Botoșani - Balți	-2392	-2258	-2032	-1656RFAI 2
		LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2413	-2277	-2049	-1606RFAI 2
	LEA 400 kV Botoșani - Balți	LEA 400 kV Suceava - Bistrița	-2268	-2143	-1929	-1621RFAI 2

Tabelul 4.6 - Limitele de stabilitate statică în secțiunea **S6 - VSI2033- 2035**

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez.norm. [MW]		Pmax.adm. [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N	-	-	6246	5740	5166	5123XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Medgidia (RO) - Dobrudja (BG)	6259	5752	5176	5050XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	6211	5708	5137	5040XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	6137	5639	5075	4987XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	6275	5767	5190	4984XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	6350	5836	5253	5033XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	6329	5817	5235	5016XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	6329	5817	5235	5016XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	5969	5483	4935	4775XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	6227	5722	5150	5073XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8466	7796	7016	6817RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6170	5669	5102	5006XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6196	5694	5125	5027XVK_IS11 - RISACC1 - 1
N-1	LEA 400 kV Deleni (RO) - Dobrudja (BG)	LEA 400 kV Medgidia (RO) - Varna (BG)	5815	5341	4807	4688XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	5969	5484	4935	4921XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	6023	5534	4980	4918XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	6277	5769	5192	4953XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	6252	5746	5171	4934XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	6252	5746	5171	4934XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	5860	5383	4845	4709XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 220 kV Frumușița- Focșani	6182	5681	5113	5031XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8307	7648	6883	6679RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6195	5693	5124	4950XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței -	6218	5714	5143	4967XVK_IS11 - RISACC1 -

		Stâlpu				1
	LEA 400 kV Deleni (RO) - Varna (BG)	LEA 400 kV Pelicanu - Bucureşti Sud	5951	5467	4920	4908XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	5997	5510	4959	4900XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	6114	5618	5056	4936XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	6103	5608	5047	4928XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	6103	5608	5047	4928XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	5773	5302	4772	4695XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 220 kV Frumușița- Focşani	6127	5630	5067	5012XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8214	7563	6806	6676RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6151	5652	5087	4936XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6189	5687	5119	4966XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 400 kV Pelicanu - București Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	6142	5643	5079	4715XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	5929	5446	4902	4864XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	5911	5430	4887	4849XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	5911	5430	4887	4849XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	5686	5222	4699	4585XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 220 kV Frumușița- Focşani	6158	5659	5093	4972XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	7872	7246	6521	6398RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5817	5343	4808	4799XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5893	5413	4872	4861XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.1	6216	5713	5141	4861XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	6198	5696	5126	4846XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	6198	5696	5126	4846XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	5792	5320	4788	4582XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 220 kV Frumușița- Focşani	6013	5524	4972	4939XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8084	7442	6697	6434RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5981	5494	4945	4797XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6031	5541	4987	4838XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c.1	LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	5871	5393	4854	4796XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.3	5871	5393	4854	4796XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	5202	4774	4296	4185XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 220 kV Frumușița- Focşani	6170	5669	5102	4969XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8276	7620	6858	6680RTULCE1

		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6166	5666	5100	4899XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6190	5688	5119	4917XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 400 kV Galați Nord- Gutinaș c.2	LEA 220 kV Frumușița- Focşani	6155	5656	5091	4958XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8197	7547	6792	6679RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5977	5491	4942	4884XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6019	5530	4977	4917XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș c.3	LEA 220 kV Frumușița- Focşani	6155	5656	5091	4958XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	8197	7547	6792	6679RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5986	5499	4949	4891XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6018	5529	4976	4916XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 400 kV Smardan - Gutinaș c.2 + c.3	LEA 220 kV Frumușița- Focşani	5801	5328	4795	4670XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	7920	7290	6561	6431RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	5670	5207	4686	4587XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5700	5234	4711	4610XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 220 kV Frumușița- Focşani	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	6650	6114	5503	6740RTULCE1
		LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	6110	5615	5053	4971XVK_IS11 - RISACC1 - 1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6138	5640	5076	4993XVK_IS11 - RISACC1 - 1
	LEA 4000 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	8016	7379	6641	6490RTULCE1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	6535	6008	5407	6605RTULCE1
	LEA 400 kV Stâlpu - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlpu	5991	5504	4954	4780XVK_IS11 - RISACC1 - 1

CONFIDENTIAL

ANEXA F-2

Retehnologizari şi proiecte de dezvoltare RET 2026-2035

Investitii incluse în Plan													
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	Valoare estimata	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE												
1	Retehnologizare staţia 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N											
2	Proiect Pilot - Retehnologizare staţia 220/110/20 kV Alba Iulia in concept de statie digitala	N											
3	Retehnologizare staţia Medgidia Sud 110 kV	N											
4	Retehnologizarea staţiei 400 kV Isaccea *(etapa II - retehnologizare statie 400 kV)*	N											
5	Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	N											
6	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	N											
7	Modernizare statie 220/110 kV Calafat	N											
8	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	N											
9	Inlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV in statia 400/110 KV Draganesti Olt	N											
10	Inlocuire Trafo 1 si Trafo 7 statia Cluj Est												
10.1	Trafo 1 statía Cluj Est	N											
10.2	Trafo 7 statía Cluj Est	N											
11	Achiziţie si montare bobina de compensare 100 MVAr în statia Portile de Fier 400kV	N											
12	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori	N											
13	Modernizare sistem de comandă-control-protecţie-metering 220 kV, 110 kV în staţia 220/110/20 kV si retehnologizarea medie tensiune şi servicii interne c.c. şi c.a. în staţia 220/110/20 kV Ghizdaru	N											
14	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20kV Targoviste	N											
15	Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare statia 220/110/20 kV Mostistea in concept de statie digitala si cu impact redus asupra mediului	N											
16	Modernizare SCCPA statia Isalnita	N											
17	Inlocuiri AT şi Trafo în staţii electrice *(etapa 3) 7 AT & 8 T*	N											
17.1	8 AT 220/110 kV in statiile: Gradiste, Suceava, FAI, Dumbrava, Tg. Jiu Nord, Sardanesti, Tihau, Stupărei	N											
17.2	8 Trafo 110/20 kV in statiile : Tn. Severin Est (2 buc.) , Cluj Floresti (2 Buc.), Salaj, Campia Turzii, Cluj Est, Tg. Jiu Nord.	N											
18	Retehnologizare staţia 400 / 110 kV Dârste	E											
19	Modernizare staţia 400/110/20 kV Drăgăneşti-Olt	N											
20	Modernizare statiei 220/110/20 kV Gradiste	N											
21	Modernizare staţia 220/110/20 kV Fântânele	N											
22	Modernizare SCADA in statia 400/110/20 kV Oradea Sud	N											
23	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Salaj	N											
24	Retehnologizare staţia 220/110 kV Baia Mare 3	N											
25	Retehnologizare staţia 220/110 kV Cluj Floresti	N											
26	Retehnologizare statia 400 kV Tantareni	N											
27	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Paroseni	N											
28	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Pestis	N											
29	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Mintia	N											
30	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Cernavoda	N											
31	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Tulcea Vest	N											
32	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110 kV Constanța Nord	N											
33	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Sibiu Sud	N											
34	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV Gheorgheni	N											

35	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV FAI	N											
36	Modernizare sistem de comanda control protecție in stațiile 400 kV Bacau Sud si Roman Nord	N											
37	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/220/110 kV Gutinas	N											
38	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Calea Aradului	N											
39	Retehnologizare stația 400/220/110 kV Urechești	N											
40	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Gadalin	N											
41	Inlocuire Trafo 2 400/110kV statia Smardan	N											
42	Inlocuire trafo T1 si T2 400/110kV Constanta Nord	N											
43	Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	N											
44	Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110 kV București Sud	N											
45	Modernizare sistem comanda control protectii si automatizari in statia 400/110/20 kV Gura Ialomitei	N											
46	Modernizare sistem comandă control protecții și automatizări în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	N											
47	Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia	N											
48	DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome	N											
49	Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines	N											
B	ALTE INVESTIŢII LA NIVEL DE SUCURSALE ŞI EXECUTIV (planificate anual)												
1	Alte investiții la nivel de sucursale	N											
2	Centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE 'Transelectrica' – SA	N											
C	SIGURANŢA ALIMENTĂRII CONSUMULUI												
1	Creșterea gradului de siguranța in alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați in stația 220/110/10 kV Fundeni	N											
2	Cresterea gradului de siguranta in alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului Bucuresti racordati in statia 400/220/110/10 kV Bucuresti Sud	N											
3	Statie 220/110kV de injectie din LEA 220kV Baia Mare Iernut in RED (Dej sau Cuzdrioara)	E											
4	Realizare statie noua 400/110kV Grozavesti si două bobine de compensare 100MVAr +LEC 400 kV s.c. Domnesti - Grozavesti +LEC 400 kV s.c. Bucuresti Sud-Grozavesti	E											
5	Realizare statie noua 400/110kV Fundeni si o bobina de compensare 100MVAr +LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest +racordare LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei intrare-iesire in statia 400kV Fundeni	E											
6	Statie 400/110kV Bistrita de injectie din LEA 400kV Suceava - Gadalin in RED si instalarea unei bobine compensare energie reactiva	E											
7	Transformator (nou) 400/110kV Calea Aradului	E											
8	Statie 400/110kV Botosani de injectie din LEA 400kV Suceava - Balti in RED si instalarea unei bobine compensare energie reactiva	E											
9	Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive de aproximativ 50 MVAr fiecare în stația 400/220/110 kV București Sud, care ar putea fi racordate în terțiarul AT 3, 4 – 400 MVA, 400/220 kV sau a viitoarelor Trafo 3, 4 – 250 MVA, 400/110 kv	E											
10	Trafo (Nou) 400/110kV, 250MVA Dârste	E											
11	Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlpu	E											
12	T2 (nou) 400/110kV, 250MVA Stâlpu	E											
13	AT2 (nou) 220/110kV, 200MVA Stupărei	E											
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA												

1	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziţie AT 400 MVA, 400/220/20 kV şi lucrări de extindere staţiile 400 kV şi 220 kV aferente, în staţia 400/220/110 kV Brazi Vest	E											
1.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu	E											
1.2	Extinderea statiei Brazi Vest (inclusiv AT4)	E											
1.3	Statia 400 kV Teleajen si retehnologizare statia 110 kV	E											
2	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud	E											
3	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava	E											
4	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru	E											
5	Echiparea circuitului 2 a LEA 400kV d.c. Gutinas - Smardan	E											
6	Optimizarea funcţionării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă şi centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line	N											
7	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Fantanele-Ungheni	E											
8	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	E											
9	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	E											
10	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53 km)	E											
11	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei	E											
12	instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud	N											
13	instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan	N											
14	Dispozitive de control al circulatiilor de puteri pentru LEA 220kV Bucureşti Sud-Fundeni, LEA 220kV Urecheşti - Tg. Jiu Nord – Paroşeni - Baru Mare – Hăşdat	N											
15	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în staţiile: 400kV Gura Ialomiţei, 400kV Arad, 220(400) kV Teleajen.												
15.1	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în staţia 400kV Gura Ialomiţei	N											
15.2	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în staţia: 400kV Arad	N											
15.3	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în staţia 220(400)kV Teleajen	N											
16	Marire capacitate de transport LEA 400 kV Gutinas - Braşov	E											
17	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Bucureşti Sud-Fundeni	E											
18	Reconductorare LEA 220kV Lacu Sărat-Fileşti-Barboşi-Focşani Vest-Gutinaş	E											
19	Transformator 400/110kV Suceava si 2 celule aferente de 400 kV, respectiv 110 kV	N											
20	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Braşov-Sibiu Sud	E											
E	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE												
1	Staţia Ostrovu Mare 220 kV (staţie nouă)	E											
2	Reconductorarea LEA 220kV Turnu Magurele-Ghizdaru	E											
3	reconductorarea LEA 220kV Turnu Magurele-Craiova Nord	E											
4	reconductorare LEA dc 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru (fără racordul Mostiştea)	E											
5	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud	E											
6	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia	E											
7	Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni	E											
8	Reconductorare LEA. 220 kV Cetate – Calafat	E											
9	Marirea capacitatii de transport LEA. 220 kV Cluj Floreşti-Alba Iulia	E											
10	AT4 (nou) 400/220kV, 400MVA Arefu	E											
11	Reconductorare racord 220kV – Bucuresti Sud – derivaţie Mostiştea	E											
F	CREŞTEREA CAPACITĂŢII DE INTERCONEXIUNE												
1	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											

1.1	Retehnologizare staţia 110 kV Timişoara şi Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Anina - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Staţia 400 kV Timişoara	E											
1.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz	E											
2	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											
2.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Arad	E											
2.2	Statia 400 kV Sacalaz si retehnologizare statia 110 kV Sacalaz	E											
2.3	Extindere statie 400 kV Arad si retehnologizare statia de 110 kV Arad	E											
3	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas - Smardan	E											
4	Statia 400 kV Stalpu (staţie nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	E											
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	E											
6	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru portiunea de pe teritoriul Romaniei)*)	E											
7	interconexiune RO-HU (LEA 400kV Oradea-Jozsa, AT nou Rosiori, reconductorarea axului 220 kV Urechesti-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat)	E											
7.1	LEA 400kV Oradea-Jozsa	E											
7.2	Montare AT nou 400/220 kV in statia Rosiori + Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220 kV Rosiori	E											
7.3	Reconductorarea axului 220 kV Urechesti-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat	E											
8	LEA 400kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2	E											
9	Realizare LEA 400kV Nadab-Bekescaba circ.2 şi lucrări conexe in staţia 400kV Nadab	E											
10	Reconductorarea LEA d.c. 220kV Portile de Fier - Resita	E											
11	LEA 400kV Gutinas(RO) - Straseni (MD) pe teritoriul Romaniei	E											
G	SISTEME DE CONTROL, COMANDA, PROTECTII, MASURA, COMUNICATII												
	Platformă Naţională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internaţională pentru schimb Date Sincrofazori (IDPE)	N											
H	Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităţilor de rezerve utilizând metoda probabilistică												
J	Sistemul de monitorizare a calităţii energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)	N											
K	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ŞI TELECOMUNICAŢII	N											
1	Tehnica de calcul												
2	Portal Web												
3	Sistem back-up&restore												
4	Reţea de comunicaţii Cloud privat şi soluţie de comunicaţii EDC SCADA nou												
5	Sistemul de Securitate Cibernetică al Infrastructurii IT&C ce deserveşte Domeniile Informatică Managerială şi de Proces şi a Centrului Operaţional de Securitate - SOC ale CNTEE Transelectrica SA												
6	Upgrade infrastructură hardware şi software de bază (Linux) aferentă sistemului MIS - Oracle EBS versiunea 12.1.3 inclusiv servicii de migrare a sistemului MIS - Oracle EBS versiunea 12.1.3 pe noua infrastructură												
7	Actualizare versiune sistem actual SAP de la ECC 6.0 EHP4 la ECC 6.0 EHP8												
8	Dezvoltare aplicaţie internă de transcriere automată												
9	Aplicaţie MCA -WEB din gestiunea CNTEE Transelectrica SA												
10	Extindere cloud privat Transelectrica												
11	Dezvoltarea capabilitatilor IT&C ale CNTEE Transelectrica SA – Infrastructura, Procese, Competente												
11.1	Modernizarea spaţiilor tehnologice la nivel de Companie (data centere)												
11.2	Modernizarea şi dezvoltarea infrastructurii actuale de comunicaţii voce-date -video												
11.3	Implementarea unui model unificat de date (UDM)												
11.4	Adaptarea Soluţiei de securitate cibernetică pentru cuprinderea noilor sisteme IT şi OT propuse												
11.5	Modernizarea Sistemelor informatice din domeniul IT şi OT												
11.6	Implementarea unei Soluţii de management al												
11.7	Implementarea unui sistem IT&C unitar,												

11.8	**Consolidarea şi modernizarea serviciului de**												
11.9	**Implementarea unei Soluţii colaborative la nivelul**												
11.10	**Implementarea unei soluţii de Asset performance**												
11.11	**Implementarea unei arhitecturi hyperconverged (Private Cloud, Public Cloud, Hybrid Cloud) pentru infrastructura IT&C cu interoperabilitatea serviciilor critice în Cloud**												
11.12	**Implementarea de workflow-uri digitale, automatizarea proceselor interne IT&C şi business, RPA**												
12	**Solutie de monitorizare, detectie si protectie a traficului de date de intrare/iesire din reteaua de comunicatii a Transelectrica**												
L	**ALTE CHELTUIELI DE INVESTITII**												
M	**Dotari independente**												
	TOTAL SECŢIUNEA I A												

E = investitie in active imobilizate esentiale

N= investitie in active imobilizate necesare

-etapa de proiectare

-etapa de executie

F-3 - Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – ediţiile 2026 -2035

Investitii incluse în Plan

Nr. Crt.	Denumire proiect	Inclus in PI 2025-2029 (poz in PI)	An estimat PIF perioada 2024-2033	An estimat PIF perioada 2026-2035	Decalare		Etapa de realizare a proiectului	Observatii
					ani	Stadiu fata de perioada 2024-2033		
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE							
1	Retehnologizare staţia 400 / 110 / 20 kV Smârdan	Da. Poz 1	2028	2028	0	în continuare	în derulare	
2	Proiect Pilot - Retehnologizare staţia 220/110/20 kV Alba Iulia in concept de statie digitala	Da. Poz 2	2028	2028	0	în continuare	în procedurŁ achiziŞe	
3	Retehnologizare staţia Medgidia Sud 110 kV	Da. Poz 3	2027	2027	0	în continuare	în procedurŁ achiziŞe	
4	Retehnologizarea staţiei 400 kV Isaccea *(etapa II - retehnologizare statie 400 kV)*	Da. Poz 4	2026	2026	0	în continuare	în derulare	
5	Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	Da. Poz 5	2026	2026	0	în continuare	în derulare	
6	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	Nu	2025	2027	2	termen PIF decalat	în pregatire achiziŞe rest de executat	
7	Modernizare statie 220/110 kV Calafat	Nu	2027	2027	0	în continuare	în derulare	
8	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	Da.Poz 6	2026	2026	0	în continuare	în derulare	
9	Inlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV in statia 400/110 KV Draganesti Olt	Da.Poz 7	2027	2027	0	în continuare	în procedurŁ achiziŞe	
10	Inlocuire Trafo 1 si Trafo 7 statia Cluj Est	Da.Poz 8						
10.1	Trafo 1 stația Cluj Est	Da.Poz 8	2029	2026	-3	în continuare	în procedurŁ achiziŞe	
10.2	Trafo 7 stația Cluj Est	Da.Poz 8	2029	2027	-2	în continuare	în procedurŁ achiziŞe	
11	Achiziţie si montare bobina de compensare 100 MVAr în statia Portile de Fier 400kV	Da.Poz 9	2026	2026	0	în continuare	în derulare	
12	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori	Da.Poz 10	2028	2028	0	în continuare	în procedurŁ achiziŞe	
13	Modernizare sistem de comandă-control-protecţie-metering 220 kV, 110 kV în staţia 220/110/20 kV si retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în staţia 220/110/20 kV Ghizdaru	Nu	2027	2027	0	în continuare	în derulare	
14	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20kV Targoviste	Nu	2026	2026	0	în continuare	în derulare proiectare	
15	Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare statia 220/110/20 kV Mostistea in concept de statie digitala si cu impact redus asupra mediului	Nu	2029	2029	0	în continuare	în derulare proiectare	
16	Inlocuiri AT şi Trafo în staţii electrice *(etapa 3)* ***7 AT & 8 T***					în continuare		
16.1	8 AT 220/110 kV in statiile: Gradiste, Suceava, FAI, Dumbrava, Tg. Jiu Nord, Sardanesti, Tihau, Stupărei	Nu	2029	2029	0	în continuare	în pregŁtire licitaŞe proiectare	
16.2	8 Trafo 110/20 kV in statiile : Tn. Severin Est (2 buc.) , Cluj Floresti (2 Buc.), Salaj, Campia Turzii, Cluj Est, Tg. Jiu Nord.	Nu	2028	2028	0	în continuare	în pregŁtire licitaŞe proiectare	
17	Retehnologizare staţia 400 / 110 kV Dârste	Nu	2029	2030	1	în continuare	neiniŞat	
18	Modernizare staţia 400/110/20 kV Drăgăneşti-Olt	Nu	2032	2031	-1	în continuare	neiniŞat	
19	Modernizare statiei 220/110/20 kV Gradiste	Nu	2030	2030	0	în continuare	în achiziŞe proiectare	
20	Modernizare staţia 220/110/20 kV Fântânele	Nu	2028	2029	1	în continuare	în proiectare	
21	Modernizare SCADA in statia 400/110/20 kV Oradea Sud	Nu	2027	2029	2	în continuare	în licitaŞe proiectare ki execuŞe	
22	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Salaj	Nu	2027	2029	2	în continuare	în procedurŁ achiziŞe	
23	Retehnologizare staţia 220/110 kV Baia Mare 3	Nu	2028	2030	2	în continuare	în pregŁtire licitaŞe proiectare	
24	Retehnologizare staţia 220/110 kV Cluj Floresti	Nu	2028	2030	2	în continuare	în pregŁtire licitaŞe proiectare	

25	Retehnologizare statia 400 kV Tantareni	Nu	2027	2030	3	în continuare	neinițiat	
26	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Paroseni	Nu	2027	2028	1	în continuare	în proiectare	
27	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Pestis	Nu	2027	2027	0	în continuare	în derulare proiectare	
28	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Mintia	Nu	2029	2029	0	în continuare	neinițiat	
29	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Cernavoda	Nu	2032	2032	0	în continuare	în pregătire licitație proiectare	
30	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Tulcea Vest	Nu	-	2031		nou	obiectiv nou	
31	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110 kV Constanța Nord	Nu	-	2031		nou	obiectiv nou	
32	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/110/20 kV Sibiu Sud	Nu	2027	2029	2	în continuare	în pregătire licitație proiectare	
33	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV Gheorgheni	Nu	2032	2032	0	în continuare	neinițiat	
34	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV FAI	Nu	2029	2029	0	în continuare	în proiectare	
35	Modernizare sistem de comanda control protecție in stațiile 400 kV Bacau Sud si Roman Nord	Nu	2031	2031	0	în continuare	neinițiat	
36	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/220/110 kV Gutinas	Nu	2033	2033	0	în continuare	neinițiat	
37	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Calea Aradului	Nu	2026	2026	0	în continuare	neinițiat	
38	Retehnologizare stația 400/220/110 kV Urechești	Nu	2030	2030	0	în continuare	în pregătire licitație proiectare și execuție	
39	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Gadalin	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
40	Inlocuire Trafo 2 400/110kV statia Smardan	Nu	2029	2029	0	în continuare	în pregătire proiectare	
41	Inlocuire trafo T1 si T2 400/110kV Constanta Nord	Nu	2030	2030	0	în continuare	în pregătire proiectare	
42	Reconductorare LEA 220kV Lacu Sărat-Filești-Barboși-Focșani Vest-Gutinaș	Nu	2031	2031	0	în continuare	neinițiat	
43	Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	Nu	-	2030		nou	neinițiat	
44	Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110 kV București Sud	Nu	-	2029		nou	neinițiat	
45	Modernizare sistem comanda control protectii si automatizari in statia 400/110/20 kV Gura Ialomitei	Nu	-	2030		nou	neinițiat	
46	Modernizare sistem comandă control protecții și automatizări în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele	Nu	-	2030		nou	neinițiat	
47	Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia	Nu	-	2027		nou	neinițiat	
48	DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome	Nu	-	2028		nou	neinițiat	
49	Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines	Nu	-	2029		nou	neinițiat	
B	ALTE INVESTIŢII LA NIVEL DE SUCURSALE ŞI EXECUTIV (planificate anual)							
1	Alte investiţii la nivel de sucursale							
2	Centrale electrice fotovoltaice (CEF) şi instalaţii de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din staţiile electrice ale CNTEE 'Transelectrica' – SA	Nu	2027	2026	-1	în continuare	în derulare proiectare și execuție	
3	Alte cheltuieli la nivel de sucursale	Nu						
C	SIGURANŢA ALIMENTĂRII CONSUMULUI							
1	Creșterea gradului de siguranța in alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați in stația 220/110/10 kV Fundeni	Nu	2027	2027	0	în continuare	în procedură achiziție execuție	
2	Cresterea gradului de siguranta in alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului Bucuresti racordati in statia 400/220/110/10 kV Bucuresti Sud	Da.Poz 14	2026	2026	0	în continuare	Finalizat 2025	
3	Statie 220/110kV de injectie din LEA 220kV Baia Mare Iernut in RED (Dej sau Cuzdrioara)	Da.Poz 15	2028	2030	2	în continuare	în pregătire licitație proiectare	
4	Realizare statie noua 400/110kV Grozavesti si două bobine de compensare 100MVAr +LEC 400 kV s.c. Domnesti - Grozavesti +LEC 400 kV s.c. Bucuresti Sud-Grozavesti	Nu	2031	2031	0	în continuare	neinițiat	
5	Realizare statie noua 400/110kV Fundeni si o bobina de compensare 100MVAr +LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest +racordare LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei intrare-iesire in statia 400kV Fundeni	Nu	2033	2033	0	în continuare	neinițiat	
6	Statie 400/110kV Bistrita de injectie din LEA 400kV Suceava - Gadalin in RED	Nu	2029	2029	0	în continuare	neinițiat	
7	Transformator 400/110kV Calea Aradului	Nu	2027	2029	2	în continuare	neinițiat	
8	Statie 400/110kV Botosani de injectie din LEA 400kV Suceava - Balti in RED	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA							
1	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziţie AT 400 MVA, 400/220/20 kV şi lucrări de extindere staţiile 400 kV şi 220 kV aferente, în staţia 400/220/110 kV Brazi Vest							
1.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu	Da.Poz 16	2026	2026	0	în continuare	în derulare	

1.2	Extinderea statiei Brazi Vest (inclusiv AT4)	Da.Poz 17	2027	2027	0	în continuare	în derulare	
1.3	Statia 400 kV Teleajen si retehnologizare statia 110 kV	Da.Poz 18	2028	2028	0	în continuare	în derulare	
2	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud	Da.Poz 19	2028	2028	0	în continuare	în derulare	
3	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava	Da.Poz 21	2028	2028	0	în continuare	derulare proiectare	
4	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru	Da.Poz 22	2028	2028	0	în continuare	derulare proiectare	
5	Echiparea circuitului 2 a LEA 400kV d.c. Gutinas -Smardan	Da.Poz 23	2028	2029	1	în continuare	în proiectare	
6	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Fantanele-Ungheni	Da.Poz 24	2029	2030	1	în continuare	derulare proiectare	
7	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	Nu	2029	2029	0	în continuare	în pregătire proiectare	
8	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	Nu	2031	2031	0	în continuare	în pregătire temă proiectare	
9	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53 km)	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
10	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei	Nu	2028	2028	0	în continuare	în pregătire proiectare	
11	instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud	Nu	2029	2029	0	în continuare	în pregătire licitație proiectare	
12	instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan	Nu	2029	2029	0	în continuare	în pregătire licitație proiectare	
13	Instalare trafo 4 nou 400/110kV Tulce Vest	Nu	-	2032		nou	neinițiat	
14	LES 400 kV Tariverde - Stupina - Gura Ialomiței	Nu	-	2032		nou	neinițiat	
15	Dispozitive de control al circulatiilor de puteri pentru LEA 220kV București Sud-Fundeni, LEA 220kV Urechești - Tg. Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare – Hășdat	Nu	2027	2028	1	în continuare	în derulare proiectare	
16	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stațiile: 400kV Gura Ialomiței, 400kV Arad, 220(400) kV Teleajen	Nu						
16.1	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stația 400kV Gura Ialomiței	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
16.2	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stația: 400kV Arad	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
16.3	Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (FACTS) în stația 220(400)kV Teleajen	Nu	2030	2032	2	în continuare	neinițiat	
17	Marire capacitate de transport LEA 400 kV Brașov-Gutinas	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
18	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV București Sud-Fundeni	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
19	Transformator 400/110kV Suceava si 2 celule aferente de 400 kV, respectiv 110 kV	Nu	2033	2033	0	în continuare	neinițiat	
20	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Brașov-Sibiu Sud	Nu	-	2029		nou	neinițiat	
21	Marire capacitate de transport LEA 400 kV Brazi Vest - Darste	Nu	-	2031		nou	neinițiat	
22	Marire capacitate de transport LEA 400 kV Bradu-Brasov	Nu	-	2030		nou	neinițiat	
E	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE							
1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	Nu	2025	2026	1	termen PIF decalat	în derulare	
2	Reconductorarea LEA 220kV Turnu Magurele-Ghizdaru	Nu	2028	2028	0	în continuare	în derulare proiectare	
3	reconductorarea LEA 220kV Turnu Magurele-Craiova Nord	Nu	2029	2030	1	în continuare	în derulare achiziție proiectare	

4	reconductorare LEA dc 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru (fără racordul Mostiștea)	Nu	2028	2028	0	în continuare	în derulare proiectare	
5	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud	Nu	-	2029		nou	neinițiat	
6	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia	Nu	-	2030		nou	neinițiat	
7	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Mintia-Sibiu Sud	Nu	-	2031		nou	neinițiat	
F	CREŞTEREA CAPACITĂŢII DE INTERCONEXIUNE							
1	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							
1.1	Retehnologizare staţia 110 kV Timişoara şi Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Anina - Reşiţa - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Staţia 400 kV Timişoara	Da.Poz 26	2028	2028	0	în continuare	în derulare	
1.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz	Nu	2026	2027	1	în continuare	în derulare	
2	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 staţia 400 Arad							
2.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Arad	Da.Poz 28	2027	2029	2	în continuare	în derulare	
2.2	Statia 400 kV Sacalaz si retehnologizare statia 110 kV Sacalaz	Nu	2030	2030	0	în continuare	în derulare proiectare	
2.3	Extindere statie 400 kV Arad si retehnologizare statia de 110 kV Arad	Da.Poz 29	2029	2030	1	în continuare	pregătire achiziție	
3	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas - Smardan	Nu	2025	2026	1	termen PIF decalat	în derulare	
4	Statia 400 kV Stalpu (staţie nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	Da.Poz 30	2027	2027	0	în continuare	în derulare	
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	Nu	2030	2030	0	în continuare	în derulare	
6	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru portiunea de pe teritoriul Romaniei)*)	Nu	2030	2030	0	în continuare	în derulare	
7	interconexiune RO-HU (LEA 400kV Oradea-Jozsa, AT nou Rosiori, reconductorarea axului 220 kV Urechesti-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat)							
7.1	LEA 400kV Oradea-Jozsa	Nu	2030	2030	0	în continuare	neinițiat	
7.2	Montare AT nou 400/220 kV in statia Rosiori + Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220 kV Rosiori	Da.Poz 31	2028	2030	2	în continuare	în pregătire licitație proiectare și execuție	

7.3	Reconductorarea axului 220 kV Urechesti-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat	Nu	2028	2028	0	în continuare	derulare proiectare	
8	LEA 400kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2	Nu	2029	2029	0	în continuare	neinițiat	
9	Realizare LEA 400kV Nadab-Bekescaba circ.2 și lucrări conexe in stația 400kV Nadab	Nu	2028	2028	0	în continuare	în pregătire licitație proiectare	
10	Reconductorarea LEA d.c. 220kV Portile de Fier - Resita	Nu	2028	2029	1	în continuare	licitatie proiectare reluată	
11	LEA 400kV Gutinas(RO) - Straseni (MD) pe teritoriul Romaniei	Nu	2033	2033	0	în continuare	neinițiat	
G	SISTEME DE CONTROL, COMANDA, PROTECTII, MASURA, COMUNICATII							
H	Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică							
J	Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)	Nu	2027	2027	0	în continuare	în derulare	
K	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ŞI TELECOMUNICAŢII							
1	Sistemul de Securitate Cibernetică al Infrastructurii IT&C ce deservește Domeniile Informatică Managerială și de Proces și a Centrului Operațional de Securitate - SOC ale CNTEE Transelectrica SA	Da. Poz 34						
2	~~Consolidare servere si retea de stocare date (Cloud privat)+~~ Extindere cloud privat Transelectrica	Da. Poz 35						
3	Tehnica de calcul + Sisteme de calcul si licente de acces client (Microsoft server) pentru utilizatori și dispozitive	Nu						
4	Portal Web	Da. Poz 43						
5	Dezvoltarea capabilitatilor IT&C ale CNTEE Transelectrica SA – Infrastructura, Procese, Competente	Da. Poz 33						
6	Modernizarea rețelei de telecomunicații	Nu						
7	Modernizarea spațiilor tehnologice	Nu						
8	Model unic de date	Nu						
9	Soluție de securitate cibernetică	Nu						
10	Sistem de aplicații de management	Nu						
11	Soluție de management al indentității	Nu						
12	Soluție colaborativă	Nu						
13	Outage Management System	Nu						
14	Rețea de comunicații Cloud privat și soluție de comunicații EDC SCADA nou	Da. Poz 36						
15	Upgrade infrastructură hardware şi software de bază (Linux) aferentă sistemului MIS - Oracle EBS versiunea 12.1.3 inclusiv servicii de migrare a sistemului MIS - Oracle EBS versiunea 12.1.3 pe noua infrastructură	Nu						
16	Actualizare versiune sistem actual SAP de la ECC 6.0 EHP4 la ECC 6.0 EHP8	Nu						
17	Solutie de monitorizare, detectie si protectie a traficului de date de intrare/iesire din reteaua de comunicatii a Transelectrica	Nu						
L	ALTE CHELTUIELI DE INVESTITII	Nu						
M	Dotari independente	Nu						

*) estimarea anuala a lucrarilor si cheltuielilor se va face numai dupa aprobarea oficiala a finantarii de catre Republica Moldova

E = investitie in active imobilizate esentiale

N= investitie in active imobilizate necesare

Anexa F4 la Planul de Dezvoltare a RET perioada 2026-2035

Lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15 % din capacitatea totală netă de generare până în anul 2035.

S-a luat în considerare Planul de Acțiuni pentru îndeplinirea prevederilor art. 16 alin. (8) din Regulamentul (UE) 2019/943 care stabilesc nivelul minim al capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier ca fiind 70 % din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingențelor (PDRET2026, cap 2.5).

Denumire indicator/Denumire PCI	Nr. proiect în TYNDP2024	Nr. Proiect în PDRET (Anexa F2)	2024	2026	2028	2030	2033	2035
Capacitate totală netă de generare [GW] [1]			**18,21**	**22,0**	**32,52**	**35,8**	**37,01**	**41,9**
Valoare NTC (GW) de import [2]			**3,36**	**4,8**	**6,05**	**6,987**	**7,3**	**8,747**
Creșterea capacității de transfer [GW] - Total din care: [3]			**0,1**	**1,44**	**1,25**	**0,937**	**0,313**	**1,447**
- LEA 400kV Oradea Sud-Nădab [4]	-	-	0,1					
- LEA 400kV Smardan Gutinas și LEA 400kV Cernavoda-Stalpu	138.273 138.275 138.715	- IA-F3 IA-F4			0,6			
- LEA 400kV Resita-Pancevo și LEA 400kV Portile de Fier-Resita	144.238 144.269 144.701	-		0,335				
- Trecerea la 400kV a axului Resita-Timisoara-Arad	144.270 144.705 144.1827	IA-F1.2 IA-F1.1 IA-F2.1 IA-F2.3 IB-F2.2				0,6		
- Circuitul al 2 al LEA 400kV Porțile de Fier-Djerdap	341.1536	IB-F8				0,72		

Reconductorarea LEA 220kV Portile de Fier - Resita	341.1864	IB-F10				0,2		
- Interconexiune RO-HU (LEA 400kV Oradea-Jozsa (Debrecen), AT nou Rosiori, reconductorarea axului 220 kV Urechesti-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat),	259.1205 259.1832 259.1833 259.1834 259.1835 259.1836	IB-F7.1 IA-F7.2 IA-F7.3				0,74		
- Realizare LEA 400kV Nădab-Bekescsaba circ.2 și lucrări conexe in stația 400kV Nădab	259.1865	IB-F9			0,46			
- LEA 400kV Suceava Gădălin și LEA 400kV Suceava-Bălți	1138.1983 1138.1860	IA-F5 IA-F6				0,35		
- LEA 400kV Gutinas - Străseni (linie nouă 400kV pe teritoriul Romaniei)	-	IB-F11					1	
- Alte măsuri pentru asigurarea nivelului minim al capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier ca fiind 70 % din capacitatea de transport a liniilor de interconexiune conform Memorandum privind abordarea congestiilor structurale (redispecerizare, implementarea metodologiei de calcul coordonat de capacitate conform Regulamentului UE				1,105	0,19	-1,673	-0,687	1,447

2015-1222 pt. intervalele de timp ale pietei pt ziua următoare și ale pieței intraday)								
Grad de interconectare [%] = NTC import/ capacitatea netă de generare [5]			**18,45%**	**21,82%**	**18,6%**	**19,52%**	**19,72%**	**20,88%**
Contribuția proiectelor la creșterea gradului de interconectare (%) - Total, din care: [6]			**0,55%**	**6,55%**	**3,84%**	**2,62%**	**0,85%**	**3,5%**
- LEA 400kV Oradea Sud-Nădab [7]	-	-	0,55%					
- LEA 400kV Smardan - Gutinas+LEA 400kV Cernavoda-Stalpu	138.273 138.275 138.715	- IA-F3 IA-F4			1,85%			
- LEA 400kV Resita-Pancevo + LEA 400kV Portile de Fier-Resita	144.238 144.269 144.701	-		1,52%				
- Realizare LEA 400kV Nădab-Bekescsaba circ.2 și lucrări conexe in stația 400kV Nădab	259.1865	IB-F9						
- Trecerea la 400kV a axului Resita-Timisoara-Arad	144.270 144.705 144.1827	IA-F1.2 IA-F1.1 IA-F2.1 IA-F2.3 IB-F2.2				1,67%		
- Circuitul al 2 al LEA 400kV Porțile de Fier-Djerdap	341.1536	IB-F8				2%		
- Reconductorarea LEA 220kV Portile de Fier - Resita	341.1864	IB-F10				0,56%		
- Interconexiune RO-HU (LEA 400kV Oradea-Jozsa (Debrecen), AT nou Rosiori,	259.1205 259.1832 259.1833	IB-F7.1 IA-F7.2 IA-F7.3				2,1%		

reconductorarea axului 220 kV Urechesti-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat),	259.1834 259.1835 259.1836							
- Realizare LEA 400kV Nădab-Bekescsaba circ.2 și lucrări conexe in stația 400kV Nădab	259.1865	IB-F9			1,41%			
- LEA 400kV Suceava Gădălin și LEA 400kV Suceava-Bălți	1138.1983 1138.1860	IA-F5 IA-F6				0,98%		
- LEA 400kV Gutinas - Străseni (linie nouă 400kV pe teritoriul Romaniei)	-	IB-F11					2,7%	

Legenda:

Valoare NTC- capacitatea totala de import

TYNDP- Ten Years Network Development Plan (Planul de Dezvoltare pe zece ani realizat în cadrul ENTSO-E)

PDRET – Planul de Dezvoltare a RET

[1] PDRET2026-2035, p37 tab 2.5.1., p60 tab 5.3.5.

[2] PDRET2026-2035, p37 tab 2.5.1., p63 tab 5.4.2.

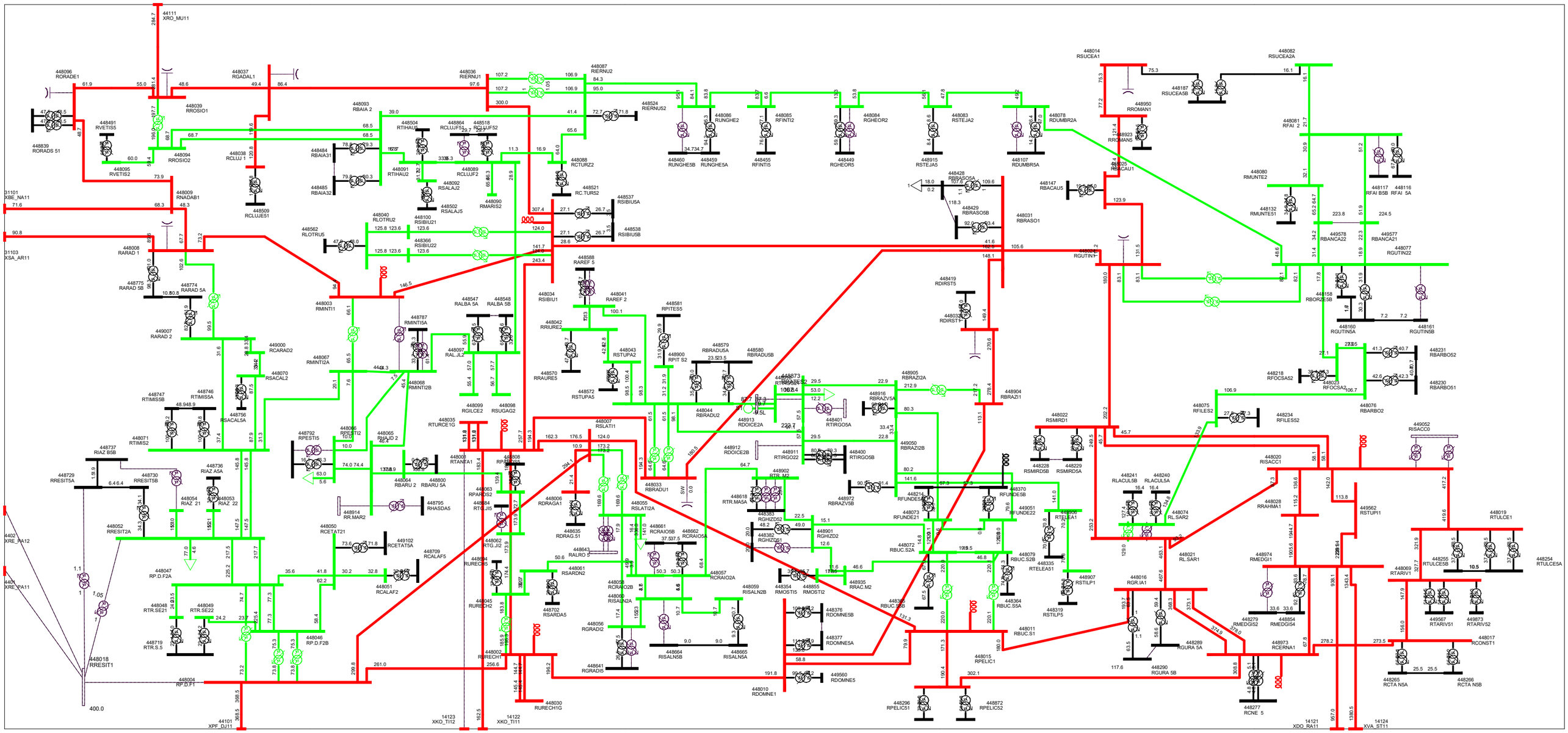
[3] Cresterea NTC import fata de anul precedent (total SEN)

[4] Cresterea NTC import fata de anul precedent (pe proiect)

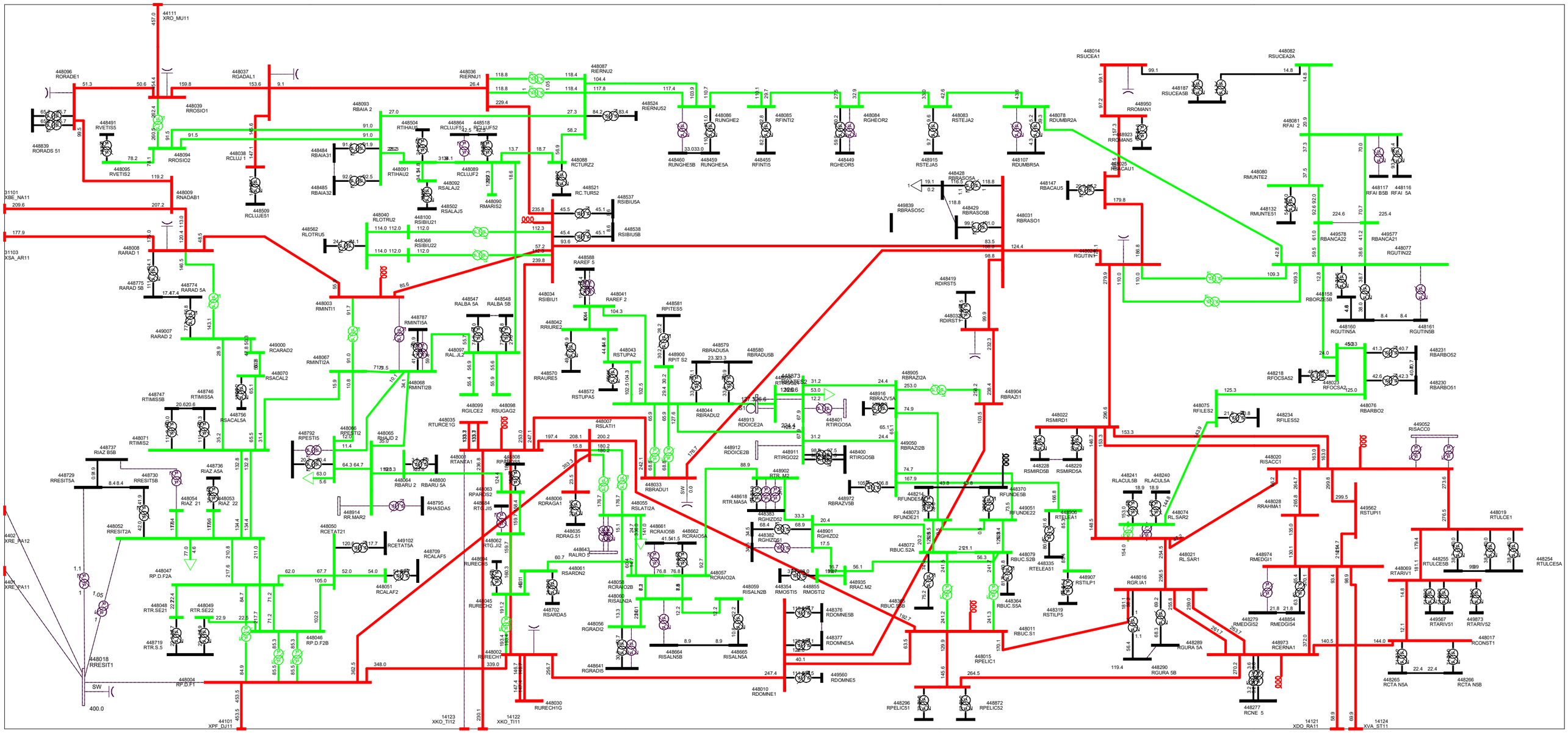
[5] Grad de interconectare [%] = NTC import anual/ capacitatea netă de generare

[6] Contribuția proiectelor la creșterea gradului de interconectare (%) – Total= Cresterea NTCimport_total*100 /Capacitate totală netă de generare

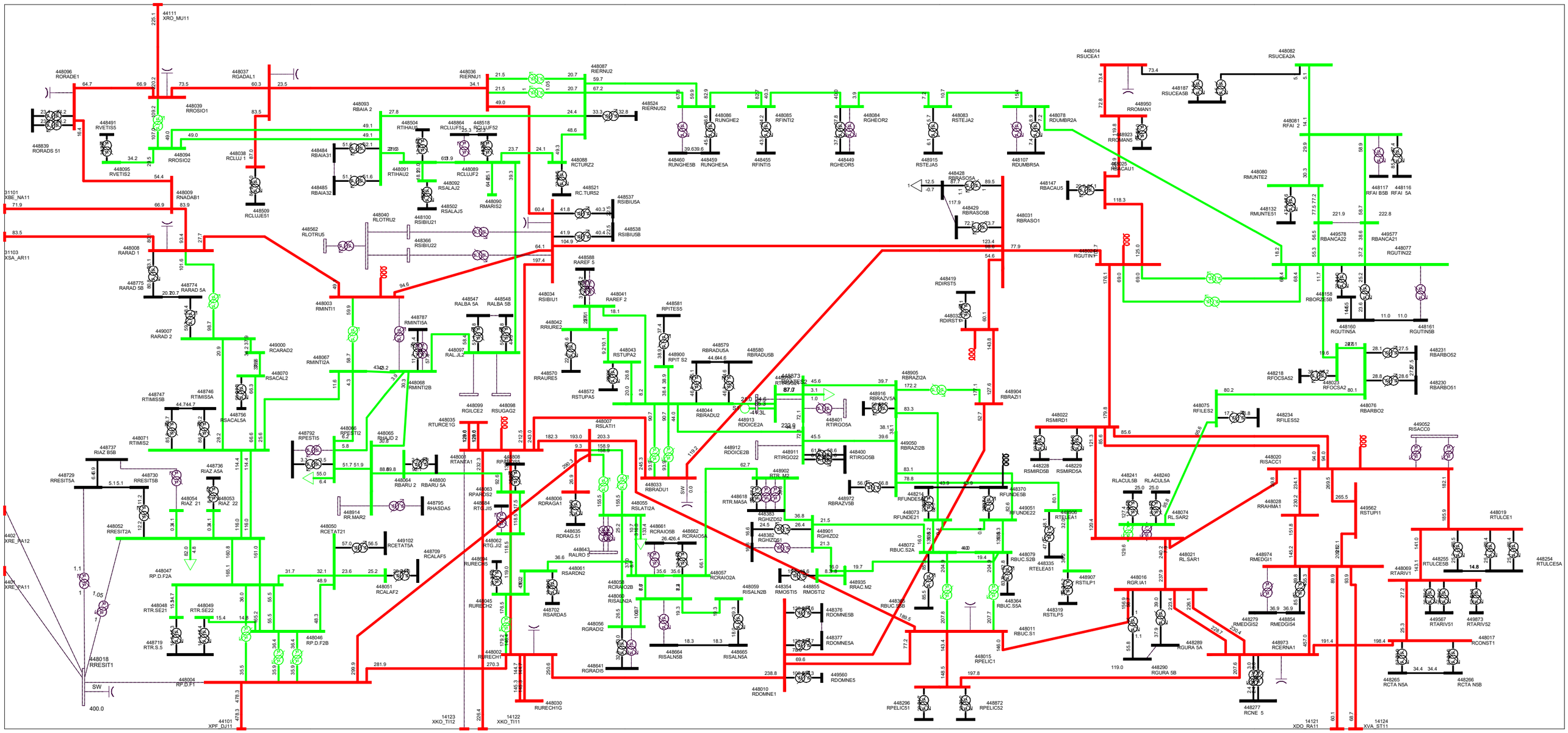
[7] Contribuția fiecarui proiect la creșterea gradului de interconectare (%) = Cresterea NTCimport_proiect*100 /Capacitate totală netă de generare


44111
XRO_MU11
448096
RORADE1
448039
RROSIO1
448491
RVETIS5
448094
RROSIO2
448095
RVETIS2
448839
RORADS 51
448037
RGADAL1
448038
RCLUJ 1
448509
RCLUES1
448093
RBAIA 2
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448504
RTIHAU5
448091
RTIHAU2
448864
RCLUJF51
448518
RCLUJF52
448092
RSALAJ2
448089
RCLUJF2
448502
RSALAJ5
448090
RMARIS2
448036
RIERNU1
448087
RIERNU2
448524
RIERNU52
448088
RCTURZ2
448521
RC.TUR52
448537
RSIBIU5A
448538
RSIBIU5B
448562
RLOTRU5
448040
RLOTRU2
448100
RSIBIU21
448366
RSIBIU22
448034
RSIBIU1
448588
RAREF 5
448041
RAREF 2
448042
RRIURE2
448043
RSTUPA2
448570
RRAURE5
448572
RSTUPA5
448581
RPITES5
448900
RPIT S2
448579
RBRADU5A
448580
RBRADU5B
448547
RALBA 5A
448548
RALBA 5B
448097
RAL.JL2
448099
RGILCE2
448098
RSUGAG2
448033
RBRADU1
448044
RBRADU2
448035
RTURCE1G
448007
RSLATI1
448055
RSLATI2A
448006
RDRAGA1
448635
RDRAG.51
448643
RALRO 5
448061
RSARDN2
448702
RSARDA5
448045
RURECH2
448062
RTG.JI2
448063
RPARDS2
448884
RTG.JI5
448694
RURECH5
448002
RURECH1
448030
RURECH1G
448641
RGRADI5
448056
RGRADI2
448059
RISALN2B
448000
RISALN2A
448664
RISALN5B
448665
RISALN5A
448661
RCRAIO5B
448662
RCRAIO5A
448057
RCRAIO2A
448059
RCRAIO2B
448354
RMOSTI5
448855
RMOSTI2
448376
RDOMNE5B
448377
RDOMNE5A
448010
RDOMNE1
449560
RDOMNE5
448873
RTRRATE2
448905
RBRAZI2A
448916
RBRAZV5A
448913
RDOICE2A
448912
RDOICE2B
448911
RTIRGO22
448400
RTIRGO5B
448401
RTIRGO5A
448050
RCETAT21
449102
RCETAT5A
448709
RCALAF5
448051
RCALAF2
448047
RP.D.F2A
448046
RP.D.F2B
448004
RP.D.F1
448018
RRESIT1
400.0
448730
RRESIT5B
448729
RRESIT5A
448052
RRESIT2A
448737
RIAZ B5B
448736
RIAZ A5A
448054
RIAZ 21
448053
RIAZ 22
448747
RTIMIS5B
448746
RTIMIS5A
448071
RTIMIS2
448756
RSACAL5A
448070
RSACAL2
449000
RCARAD2
449007
RARAD 2
448008
RARAD 1
448775
RARAD 5B
448774
RARAD 5A
448009
RNADAB1
31101
XBE_NA11
31103
XSA_AR11
4402
XRE_PA12
4401
XRE_PA11
448048
RTR.SE21
448049
RTR.SE22
448719
RTR.S.5
448003
RMINTI1
448067
RMINTI2A
448787
RMINTI5A
448068
RMINTI2B
448792
RPESTI5
448066
RPESTI2
448064
RBARU 2
448800
RBARU 5A
448795
RHASDA5
448914
RR.MAR2
448800
RTANTA1
448808
RTANTA2
448618
RTR.MA5A
448214
RFUNDE5A
448370
RFUNDE5B
448073
RFUNDE21
448901
RGHIZD2
448382
RGHIZD51
448383
RGHIZD52
448902
RTR_M2
448072
RBUC.S2A
448079
RBUC.S2B
448335
RTELEA51
448906
RTELEA1
448907
RSTILP1
448319
RSTILP5
448364
RBUC.S5A
448011
RBUC.S1
448015
RPELIC1
448296
RPELIC51
448872
RPELIC52
448419
RDIRST5
448032
RDIRST1
448428
RBRASO5A
448429
RBRASO5B
448031
RBRASO1
448915
RSTEJA5
448083
RSTEJA2
448085
RFINTI2
448455
RFINTI5
448086
RUNGHE2
448459
RUNGHE5A
448460
RUNGHE5B
448084
RGHEOR2
448449
RGHEOR5
448107
RDUMBR5A
448078
RDUMBR2A
448014
RSUCEA1
448187
RSUCEA5B
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448082
RSUCEA2A
448081
RFAI 2
448117
RFAI B5B
448116
RFAI 5A
448147
RBACAU5
448025
RBACAU1
448080
RMUNTE2
448132
RMUNTE51
448578
RBANCA22
448577
RBANCA21
448077
RGUTIN22
448804
RGUTIN2
448158
RBORZE5B
448160
RGUTIN5A
448161
RGUTIN5B
448231
RBARBO52
448230
RBARBO51
448076
RBARBO2
448218
RFOCSA52
448023
RFOCSA2
448075
RFILES2
448234
RFILES52
448022
RSMRD1
448228
RSMRD5B
448229
RSMRD5A
448904
RBRAZI1
448020
RISACC1
448241
RLACUL5B
448240
RLACUL5A
448074
RL.SAR2
448028
RRAHMA1
448021
RL.SAR1
448016
RGRA1A1
448289
RGURA 5A
448290
RGURA 5B
448974
RMEDGI1
448279
RMEDGI52
448854
RMEDGI54
448973
RCERNA1
448277
RCNE 5
449052
RISACC0
448069
RTARIV1
448255
RTULCE5B
448254
RTULCE5A
448019
RTULCE1
449567
RTARIV51
449873
RTARIV52
448017
RCONST1
448265
RCTA N5A
448266
RCTA N5B
449662
RSTUPI1
44101
XPF_DJ11
14123
XKO_TI12
14122
XKO_TI11
14121
XDO_RA11
14124
XVA_ST11

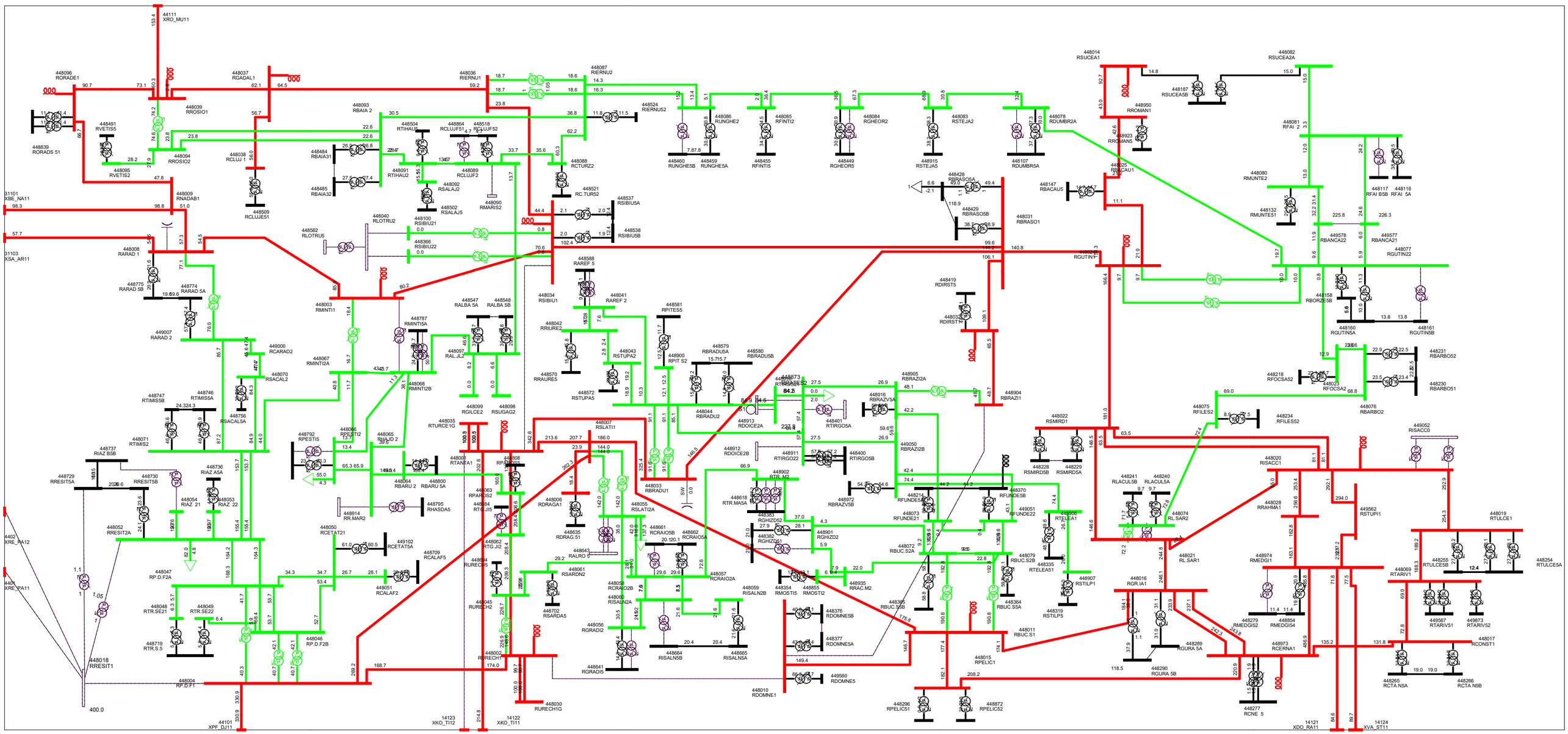
2026-RMB-VDI


44111
XRO_MU11
448096
RORADE1
448039
RROSIO1
448839
RORADS 51
448491
RVETIS5
448094
RROSIO2
448095
RVETIS2
448037
RGADAL1
448038
RCLUJ 1
448509
RCLUJE51
31101
XBE_NA11
448009
RNADAB1
31103
XSA_AR11
448008
RARAD 1
448775
RARAD 5B
448774
RARAD 5A
449007
RARAD 2
449000
RCARAD2
448070
RSACAL2
448756
RSACAL5A
448747
RTIMIS5B
448746
RTIMIS5A
448071
RTIMIS2
448737
RIAZ B5B
448729
RRESIT5A
448730
RRESIT5B
448736
RIAZ A5A
448054
RIAZ 21
448053
RIAZ 22
448052
RRESIT2A
4402
XRE_PA12
4401
XRE_PA11
448018
RRESIT1
SW
400.0
448047
RP.D.F2A
448048
RTR.SE21
448049
RTR.SE22
448719
RTR.S.5
448046
RP.D.F2B
448004
RP.D.F1
44101
XPF_DJ11
448093
RBAIA 2
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448504
RTIHAU5
448091
RTIHAU2
448864
RCLUJF51
448518
RCLUJF52
448089
RCLUJF2
448092
RSALAJ2
448502
RSALAJ5
448090
RMARIS2
448562
RLOTRU5
448040
RLOTRU2
448100
RSIBIU21
448366
RSIBIU22
448003
RMINTI1
448787
RMINTI5A
448547
RALBA 5A
448548
RALBA 5B
448097
RAL.JL2
448067
RMINTI2A
448068
RMINTI2B
448066
RPESTI2
448065
RIALID 2
448792
RPESTI5
448914
RR.MAR2
448064
RBARU 2
448800
RBARU 5A
448795
RHASDA5
448050
RCETAT21
449102
RCETAT5A
448709
RCALAF5
448051
RCALAF2
448035
RTURCE1G
448063
RPARDS2
448884
RTG.JI5
448062
RTG.JI2
448694
RURECH5
448045
RURECH2
448002
RURECH1
448030
RURECH1G
14123
XKO_TI12
14122
XKO_TI11
448036
RIERNU1
448087
RIERNU2
448524
RIERNU52
448088
RCTURZ2
448521
RC.TUR52
448537
RSIBIU5A
448538
RSIBIU5B
448034
RSIBIU1
448588
RAREF 5
448041
RAREF 2
448042
RRIURE2
448043
RSTUPA2
448570
RRAURE5
448572
RSTUPA5
448581
RPITES5
448900
RPIT S2
448579
RBRADU5A
448580
RBRADU5B
448044
RBRADU2
448033
RBRADU1
448007
RSLATI1
448006
RDRAGA1
448635
RDRAG.51
448643
RALRO 5
448055
RSLATI2A
448661
RCRAIO5B
448662
RCRAIO5A
448057
RCRAIO2A
448059
RISALN2B
448000
RISALN2A
448056
RGRADI2
448664
RISALN5B
448665
RISALN5A
448641
RGRADI5
448061
RSARDN2
448702
RSARDA5
448460
RUNGHE5B
448459
RUNGHE5A
448086
RUNGHE2
448455
RFINTI5
448085
RFINTI2
448449
RGHEOR5
448084
RGHEOR2
448915
RSTEJA5
448083
RSTEJA2
448107
RDUMBR5A
448078
RDUMBR2A
448428
RBRASO5A
448429
RBRASO5B
449839
RBRASO5C
448031
RBRASO1
448147
RBACAU5
448825
RBACAU1
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448014
RSUCEA1
448187
RSUCEA5B
448082
RSUCEA2A
448081
RFAI 2
448117
RFAI B5B
448116
RFAI 5A
448080
RMUNTE2
448132
RMUNTE51
448578
RBANCA22
448577
RBANCA21
448077
RGUTIN22
448158
RBORZE5B
448160
RGUTIN5A
448161
RGUTIN5B
448231
RBARBO52
448230
RBARBO51
448076
RBARBO2
448218
RFOCSA52
448023
RFOCSA2
448075
RFILES2
448234
RFILES52
449052
RISACC0
448020
RISACC1
448028
RRAHMA1
448974
RMEDGI1
448279
RMEDGI52
448854
RMEDGI54
448973
RCERNA1
448017
RCONST1
449662
RSTUPI1
448019
RTULCE1
448254
RTULCE5A
448255
RTULCE5B
449567
RTARIV51
449873
RTARIV52
448069
RTARIV1
448265
RCTA N5A
448266
RCTA N5B
14121
XDO_RA11
14124
XVA_ST11
448241
RLACUL5B
448240
RLACUL5A
448074
RL.SAR2
448021
RL.SAR1
448016
RGRA1A1
448289
RGURA 5A
448290
RGURA 5B
448015
RPELIC1
448296
RPELIC51
448872
RPELIC52
448011
RBUC.S1
448364
RBUC.S5A
448376
RDOMNE5B
448377
RDOMNE5A
448010
RDOMNE1
449560
RDOMNE5
448354
RMOST15
448855
RMOST12
448335
RBUC.S2B
448072
RBUC.S2A
448907
RSTILP1
448319
RSTILP5
448079
RBUC.S2B
448401
RTIRGO5A
448400
RTIRGO5B
448911
RTIRGO22
448912
RDOICE2B
448913
RDOICE2A
448873
RTRMA.S2
448618
RTR.MA5A
448902
RTR_M2
448383
RGHIZD52
448382
RGHIZD51
448901
RGHIZD2
448972
RBRAZV5B
448916
RBRAZV5A
448905
RBRAZI2A
448904
RBRAZI1
448214
RFUNDE5B
448073
RFUNDE21
448370
RFUNDE5B
449051
RFUNDE22
448906
RTELEA1
448022
RSMIRD1
448228
RSMIRD5B
448229
RSMIRD5A
448419
RDIRST5
448032
RDIRST1
448147
RBACAU5
448825
RBACAU1
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448014
RSUCEA1
448187
RSUCEA5B
448082
RSUCEA2A
448081
RFAI 2
448117
RFAI B5B
448116
RFAI 5A
448080
RMUNTE2
448132
RMUNTE51
448578
RBANCA22
448577
RBANCA21
448077
RGUTIN22
448158
RBORZE5B
448160
RGUTIN5A
448161
RGUTIN5B
448231
RBARBO52
448230
RBARBO51
448076
RBARBO2
448218
RFOCSA52
448023
RFOCSA2
448075
RFILES2
448234
RFILES52
449052
RISACC0
448020
RISACC1
448028
RRAHMA1
448974
RMEDGI1
448279
RMEDGI52
448854
RMEDGI54
448973
RCERNA1
448017
RCONST1
449662
RSTUPI1
448019
RTULCE1
448254
RTULCE5A
448255
RTULCE5B
449567
RTARIV51
449873
RTARIV52
448069
RTARIV1
448265
RCTA N5A
448266
RCTA N5B
14121
XDO_RA11
14124
XVA_ST11
448241
RLACUL5B
448240
RLACUL5A
448074
RL.SAR2
448021
RL.SAR1
448016
RGRA1A1
448289
RGURA 5A
448290
RGURA 5B
448015
RPELIC1
448296
RPELIC51
448872
RPELIC52
448011
RBUC.S1
448364
RBUC.S5A
448376
RDOMNE5B
448377
RDOMNE5A
448010
RDOMNE1
449560
RDOMNE5
448354
RMOST15
448855
RMOST12
448335
RBUC.S2B
448072
RBUC.S2A
448907
RSTILP1
448319
RSTILP5
448079
RBUC.S2B
448401
RTIRGO5A
448400
RTIRGO5B
448911
RTIRGO22
448912
RDOICE2B
448913
RDOICE2A
448873
RTRMA.S2
448618
RTR.MA5A
448902
RTR_M2
448383
RGHIZD52
448382
RGHIZD51
448901
RGHIZD2
448972
RBRAZV5B
448916
RBRAZV5A
448905
RBRAZI2A
448904
RBRAZI1
448214
RFUNDE5B
448073
RFUNDE21
448370
RFUNDE5B
449051
RFUNDE22
448906
RTELEA1
448022
RSMIRD1
448228
RSMIRD5B
448229
RSMIRD5A
448419
RDIRST5
448032
RDIRST1

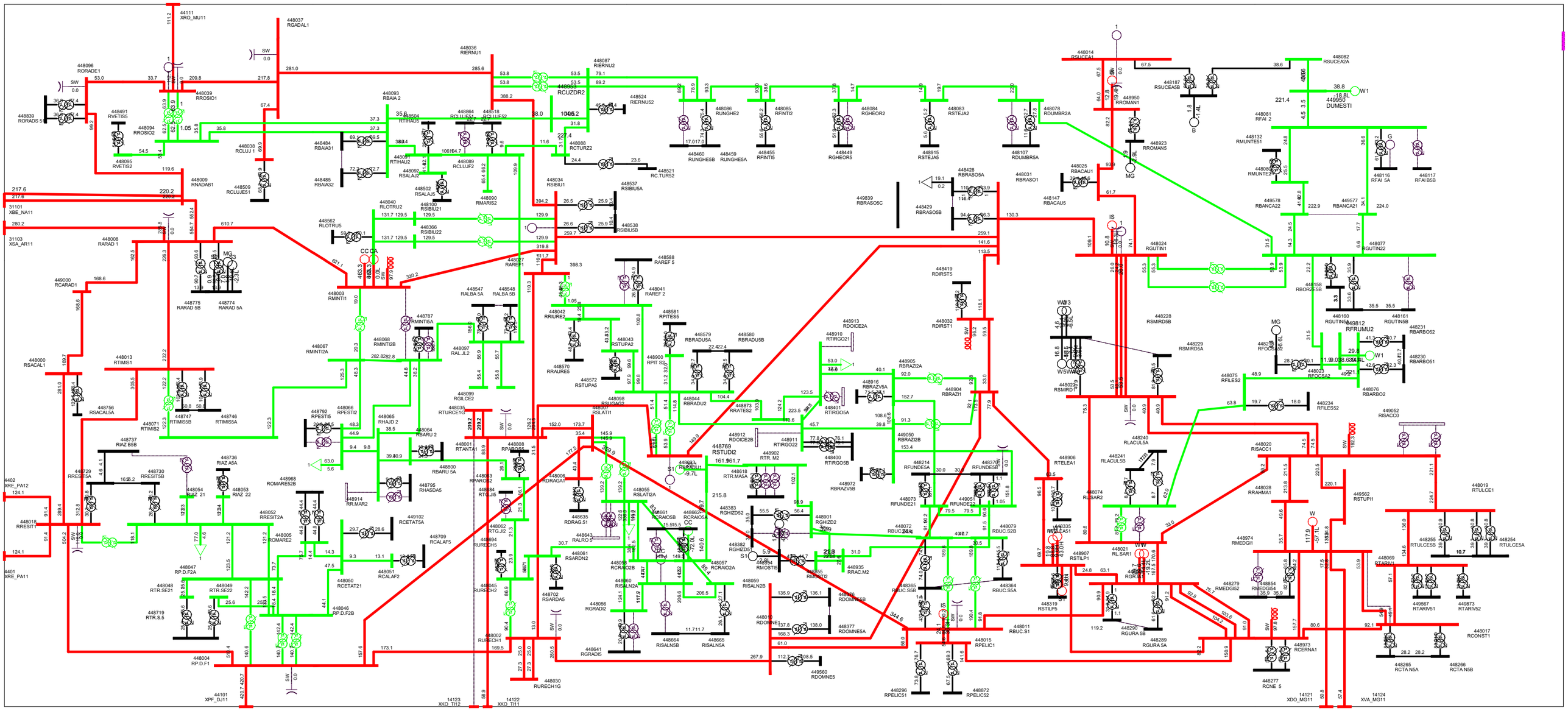
2026-RMB-VSI

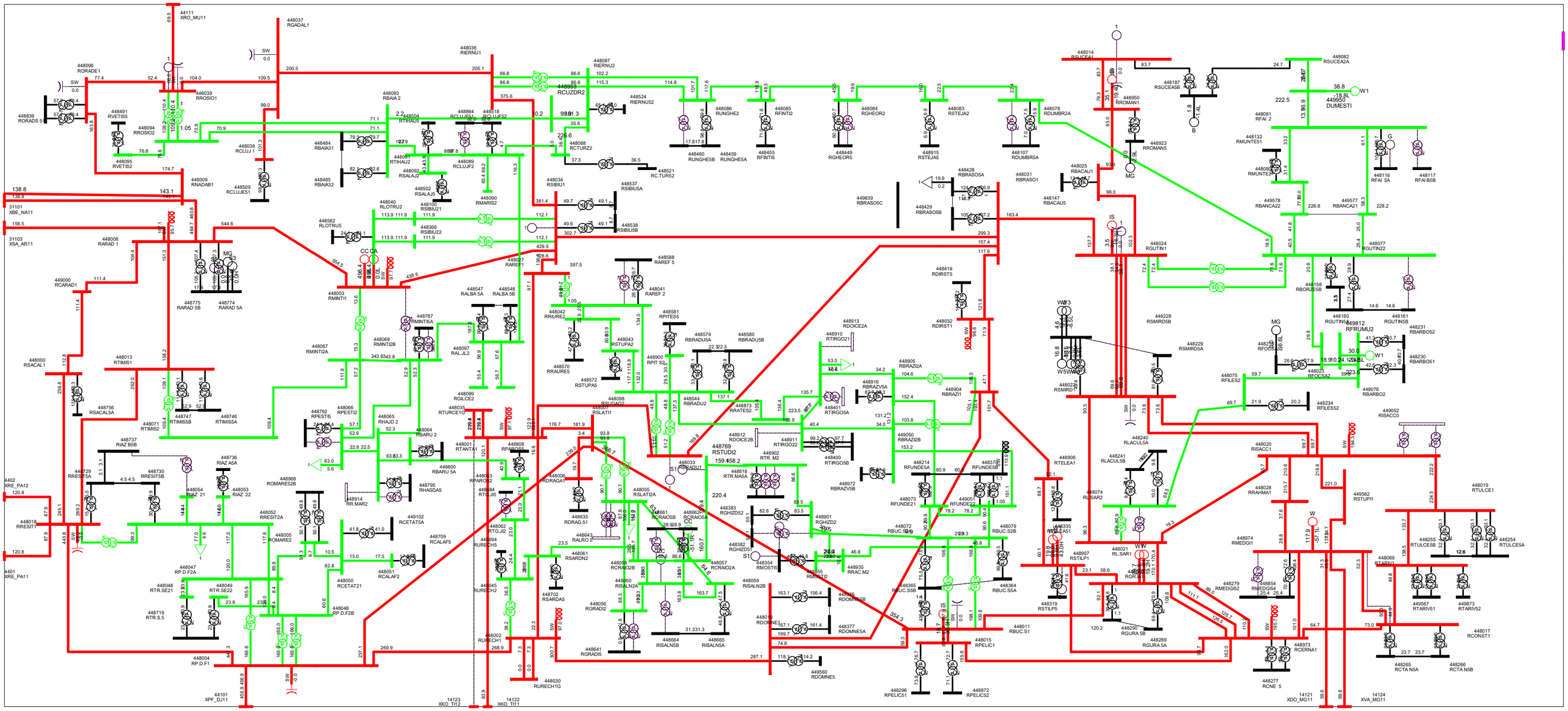

44111
XRO_MU11
448096
RORADE1
448039
RROSIO1
448491
RVETIS5
448839
RORADS 51
448094
RROSIO2
448095
RVETIS2
448037
RGADAL1
448038
RCLUJ 1
448509
RCLUJE51
31101
XBE_NA11
448009
RNADAB1
31103
XSA_AR11
448008
RARAD 1
448775
RARAD 5B
448774
RARAD 5A
449007
RARAD 2
449000
RCARAD2
448070
RSACAL2
448756
RSACAL5A
448747
RTIMIS5B
448746
RTIMIS5A
448071
RTIMIS2
448737
RIAZ B5B
448729
RRESIT5A
448730
RRESIT5B
448736
RIAZ A5A
448054
RIAZ 21
448053
RIAZ 22
448052
RRESIT2A
448047
RP.D.F2A
448048
RTR.SE21
448049
RTR.SE22
448719
RTR.S.5
448046
RP.D.F2B
448018
RRESIT1
SW
400.0
448004
RP.D.F1
44101
XPF_DJ11
4402
XRE_PA12
4401
XRE_PA11
448093
RBAIA 2
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448504
RTIHAU5
448091
RTIHAU2
448864
RCLUJF51
448518
RCLUJF52
448092
RSALAJ2
448502
RSALAJ5
448089
RCLUJF2
448090
RMARIS2
448562
RLOTRU5
448040
RLOTRU2
448100
RSIBIU21
448366
RSIBIU22
448003
RMINTI1
448787
RMINTI5A
448067
RMINTI2A
448068
RMINTI2B
448066
RPRESTI2
448792
RPESTI5
448914
RR.MAR2
448050
RCETAT21
448102
RCETAT5A
448709
RCALAF5
448051
RCALAF2
448064
RBARU 2
448800
RBARU 5A
448795
RHASDA5
448035
RTURCE1G
448099
RGILCE2
448098
RSUGAG2
448547
RALBA 5A
448548
RALBA 5B
448097
RAL.JL2
448036
RIERNU1
448087
RIERNU2
448524
RIERNU52
448088
RCTURZ2
448521
RC.TUR52
448537
RSIBIU5A
448538
RSIBIU5B
448588
RAREF 5
448041
RAREF 2
448034
RSIBIU1
448042
RRIURE2
448570
RRAURE5
448572
RSTUPA5
448043
RSTUPA2
448581
RPITES5
448900
RPIT S2
448579
RBRADU5A
448580
RBRADU5B
448044
RBRADU2
448033
RBRADU1
448007
RSLATI1
448008
RPARTA2
448001
RTANTA1
448063
RPARDS2
448484
RTGJI5
448062
RTGJI2
448694
RURECH5
448045
RURECH2
448002
RURECH1
448030
RURECH1G
448006
RDRAGA1
448635
RDRAG.51
448643
RALRO 5
448702
RSARDA5
448061
RSARDN2
448055
RSLATI2A
448661
RCRAIO5B
448662
RCRAIO5A
448057
RCRAIO2A
448059
RISALN2B
448058
RCRAIO2B
448000
RISALN2A
448056
RGRADI2
448641
RGRADI5
448664
RISALN5B
448665
RISALN5A
448618
RTR.MA5A
448902
RTR_M2
448383
RGHIZD52
448382
RGHIZD51
448901
RGHIZD2
448643
RALRO 5
448354
RMOST15
448855
RMOST12
448376
RDOMNE5B
448377
RDOMNE5A
448010
RDOMNE1
448560
RDOMNE5
448873
RTRARE52
448401
RTIRGO5A
448913
RDOICE2A
448912
RDOICE2B
448911
RTIRGO22
448400
RTIRGO5B
448972
RBRAZV5B
448460
RUNGHE5B
448459
RUNGHE5A
448086
RUNGHE2
448455
RFINTI5
448085
RFINTI2
448449
RGHEOR5
448084
RGHEOR2
448915
RSTEJA5
448083
RSTEJA2
448107
RDUMBR5A
448078
RDUMBR2A
448428
RBRASO5A
448429
RBRASO5B
448031
RBRASO1
448147
RBACAU5
448325
RBACAU1
448014
RSUCEA1
448187
RSUCEA5B
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448082
RSUCEA2A
448081
RFAI 2
448080
RMUNTE2
448132
RMUNTE51
448117
RFAI B5B
448116
RFAI 5A
448578
RBANCA22
448577
RBANCA21
448077
RGUTIN22
448158
RBORZE5B
448160
RGUTIN5A
448161
RGUTIN5B
448231
RBARBO52
448230
RBARBO51
448076
RBARBO2
448218
RFOCSA52
448023
RFOCSA2
448075
RFILES2
448234
RFILES52
448052
RGUTIN1
448419
RDIRST5
448032
RDIRST1
448904
RBRAZI1
448905
RBRAZI2A
448916
RBRAZV5A
448022
RSMIRD1
448228
RSMIRD5B
448229
RSMIRD5A
448370
RFUNDE5B
448214
RFUNDE5A
448073
RFUNDE21
448072
RBUC.S2A
448079
RBUC.S2B
448335
RBUC.S5B
448364
RBUC.S5A
448051
RFUNDE22
448906
RTELEA1
448335
RTELEA51
448319
RSTILP5
448907
RSTILP1
448011
RBUC.S1
448015
RPELIC1
448296
RPELIC51
448872
RPELIC52
448241
RLACUL5B
448240
RLACUL5A
448074
RL.SAR2
448021
RL.SAR1
448016
RGRA1A
448289
RGURA 5A
448290
RGURA 5B
448277
RCNE 5
448020
RISACC1
448028
RRAHMA1
448974
RMEDGI1
448279
RMEDGI52
448854
RMEDGI54
448973
RCERNA1
448052
RCONST1
448265
RCTA N5A
448266
RCTA N5B
449052
RISACC0
449662
RSTUPI1
448069
RTARIV1
449567
RTARIV51
449873
RTARIV52
448019
RTULCE1
448255
RTULCE5B
448254
RTULCE5A
14121
XDO_RA11
14124
XVA_ST11
14123
XKO_TI12
14122
XKO_TI11

2026-RMB-VDV

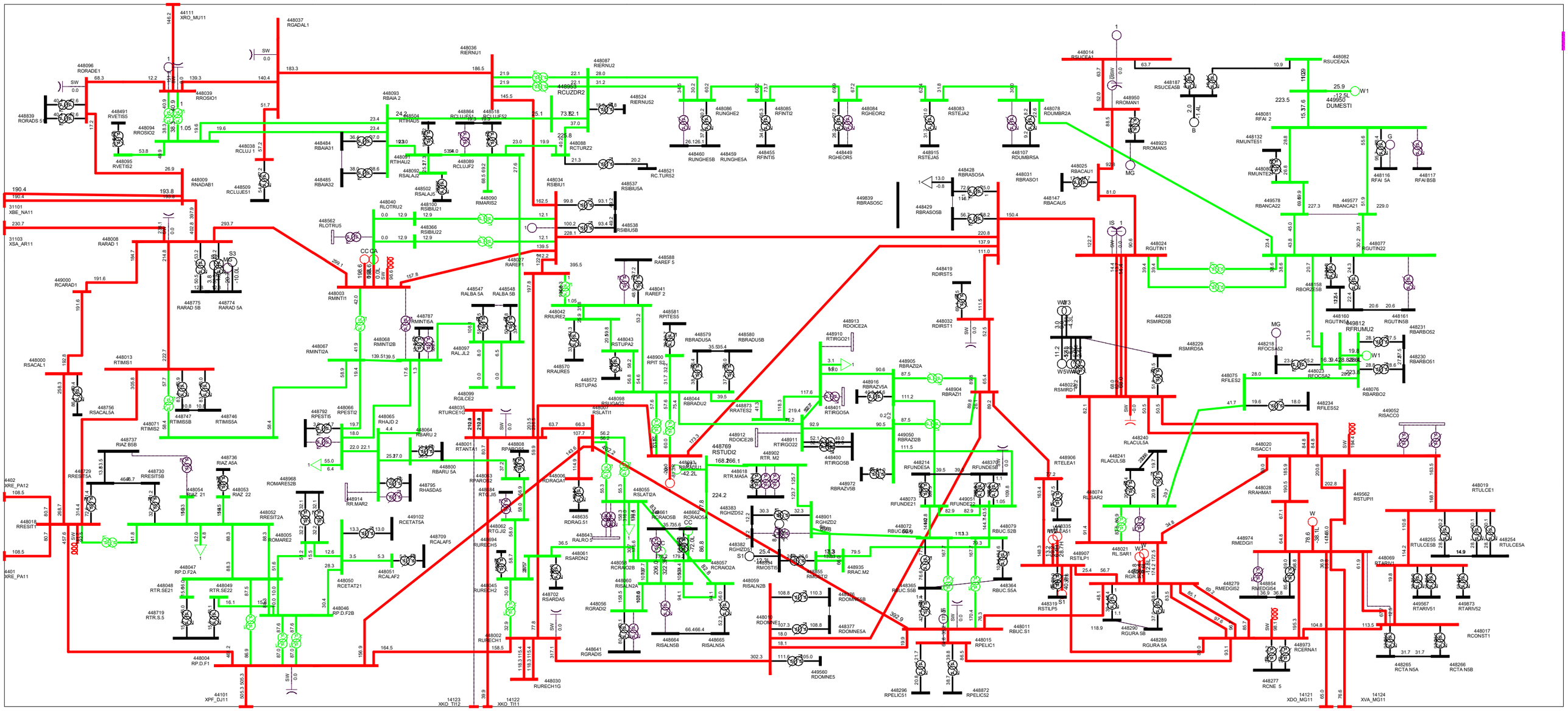

44111
XRO_MU11
448096
RORADE1
448491
RVETIS5
448839
RORADS 51
448039
RROSIO1
448094
RROSIO2
448095
RVETIS2
448037
RGADAL1
448038
RCLUJ 1
448509
RCLUJE51
448093
RBAIA 2
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448504
RTIHAU5
448091
RTIHAU2
448864
RCLUJF51
448518
RCLUJF52
448089
RCLUJF2
448092
RSALAJ2
448502
RSALAJ5
448090
RMARIS2
448036
RIERNU1
448087
RIERNU2
448524
RIERNU52
448088
RCTURZ2
448521
RC.TUR52
448537
RSIBIU5A
448538
RSIBIU5B
448100
RSIBIU21
448366
RSIBIU22
448040
RLOTRU2
448562
RLOTRU5
448086
RUNGHE2
448460
RUNGHE5B
448459
RUNGHE5A
448085
RFINTI2
448455
RFINTI5
448084
RGHEOR2
448449
RGHEOR5
448083
RSTEJA2
448915
RSTEJA5
448078
RDUMBR2A
448107
RDUMBR5A
448014
RSUCEA1
448187
RSUCEA5B
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448082
RSUCEA2A
448081
RFAI 2
448117
RFAI B5B
448116
RFAI 5A
448080
RMUNTE2
448132
RMUNTE51
448147
RBACAU5
448025
RBACAU1
448428
RBRASO5A
448429
RBRASO5B
448031
RBRASO1
31101
XBE_NA11
31103
XSA_AR11
448009
RNADAB1
448008
RARAD 1
448775
RARAD 5B
448774
RARAD 5A
449007
RARAD 2
449000
RCARAD2
448070
RSACAL2
448756
RSACAL5A
448747
RTIMIS5B
448746
RTIMIS5A
448071
RTIMIS2
448737
RIAZ B5B
448729
RRESIT5A
448730
RRESIT5B
448736
RIAZ A5A
448054
RIAZ 21
448053
RIAZ 22
448052
RRESIT2A
448018
RRESIT1
448047
RP.D.F2A
448048
RTR.SE21
448049
RTR.SE22
448719
RTR.S.5
448046
RP.D.F2B
448004
RP.D.F1
4402
XRE_PA12
4401
XRE_PA11
400.0
44101
XPF_DJ11
448003
RMINTI1
448067
RMINTI2A
448787
RMINTI5A
448068
RMINTI2B
448792
RPESTI5
448066
RPESTI2
448065
RHAJD 2
448064
RBARU 2
448800
RBARU 5A
448795
RHASDA5
448914
RR.MAR2
448050
RCETAT21
449102
RCETAT5A
448709
RCALAF5
448051
RCALAF2
448035
RTURCE1G
448001
RTANTA1
448808
RPANTA2
448063
RPARDS2
448062
RTG.JI2
448094
RURECH5
448045
RURECH2
448007
RURECH1
448030
RURECH1G
14123
XKO_TI12
14122
XKO_TI11
448547
RALBA 5A
448548
RALBA 5B
448097
RAL.JL2
448099
RGILCE2
448098
RSUGAG2
448588
RAREF 5
448041
RAREF 2
448034
RSIBIU1
448042
RRIURE2
448570
RRAURE5
448043
RSTUPA2
448572
RSTUPA5
448581
RPITES5
448900
RPIT S2
448579
RBRADU5A
448580
RBRADU5B
448044
RBRADU2
448033
RBRADU1
448007
RSLATI1
448055
RSLATI2A
448006
RDRAGA1
448635
RDRAG.51
448643
RALRO 5
448061
RSARDN2
448702
RSARDA5
448661
RCRAIO5B
448662
RCRAIO5A
448059
RISALN2B
448000
RISALN2A
448056
RGRADI2
448641
RGRADI5
448664
RISALN5B
448665
RISALN5A
448057
RCRAIO2A
448058
RCRAIO2B
448873
RTRIATE S2
448913
RDOICE2A
448912
RDOICE2B
448911
RTIRGO22
448401
RTIRGO5A
448400
RTIRGO5B
448905
RBRAZI2A
448916
RBRAZV5A
448050
RBRAZI2B
448972
RBRAZV5B
448902
RTR_M2
448618
RTR.MA5A
448214
RFUNDE5A
448383
RGHIZD52
448382
RGHIZD51
448901
RGHIZD2
448073
RFUNDE21
448072
RBUC.S2A
448354
RMOST15
448855
RMOSTI2
448376
RDOMNE5B
448377
RDOMNE5A
448010
RDOMNE1
448560
RDOMNE5
448935
RRAC.M2
448395
RBUC.S5B
448904
RBRAZI1
448370
RFUNDE5B
448051
RFUNDE22
448906
RTELEA1
448335
RTELEA51
448907
RSTILP1
448319
RSTILP5
448364
RBUC.S5A
448079
RBUC.S2B
448011
RBUC.S1
448015
RPELIC1
448296
RPELIC51
448872
RPELIC52
448419
RDIRST5
448032
RDIRST1
448022
RSMIRD1
448228
RSMIRD5B
448229
RSMIRD5A
448241
RLACUL5B
448240
RLACUL5A
448074
RL.SAR2
448021
RL.SAR1
448016
RGRA1A
448289
RGURA 5A
448290
RGURA 5B
448277
RCNE 5
448030
RGUTIN1
448158
RBORZE5B
448160
RGUTIN5A
448161
RGUTIN5B
448077
RGUTIN22
449578
RBANCA22
449577
RBANCA21
448218
RFOCSA52
448023
RFOCSA2
448076
RBARBO2
448231
RBARBO52
448230
RBARBO51
448075
RFILES2
448234
RFILES52
449052
RISACC0
448020
RISACC1
448028
RRAHMA1
448974
RMEDGI1
448854
RMEDGI54
448279
RMEDGI52
448973
RCERNA1
449562
RSTUPI1
448019
RTULCE1
448255
RTULCE5B
448254
RTULCE5A
448069
RTARIV1
449567
RTARIV51
449873
RTARIV52
448017
RCONST1
448265
RCTA N5A
448266
RCTA N5B
14121
XDO_RA11
14124
XVA_ST11

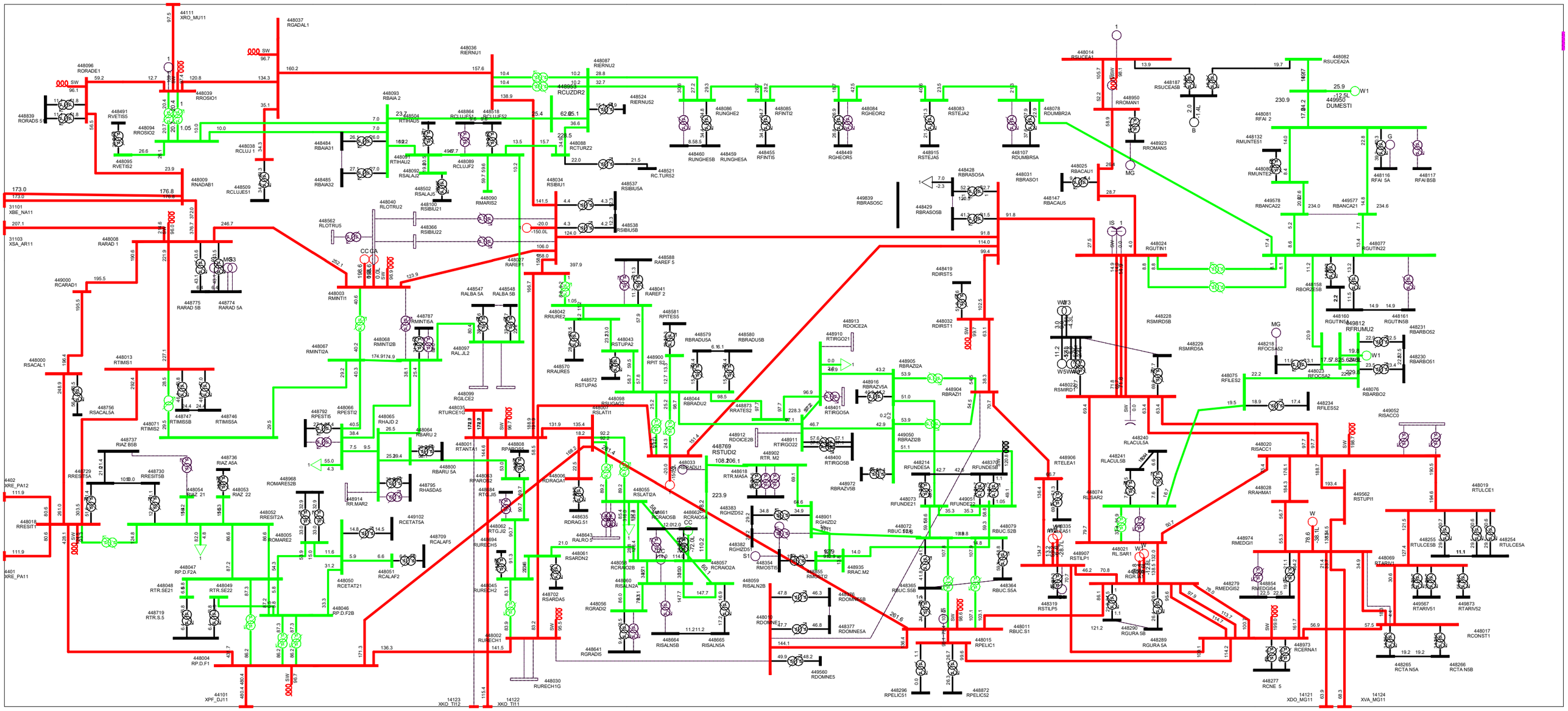
2026-RMB-GNV


44111
XRO_MU11
448037
RGADAL1
448096
RORADE1
448036
RIERNU1
448087
RIERNU2
448903
RCUZDR2
448524
RIERNU52
448093
RBAIA 2
448504
RTIHAU5
448864
RCLUJE51
448518
RCLUJE52
448086
RUNGHE2
448085
RFINTI2
448084
RGHEOR2
448083
RSTEJA2
448078
RDUMBR2A
448460
RUNGHE5B
448459
RUNGHE5A
448455
RFINTI5
448449
RGHEOR5
448915
RSTEJA5
448107
RDUMBR5A
448014
RSUCEA1
448187
RSUCEA5B
448082
RSUCEA2A
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448830
RORADS 5
448491
RVETIS5
448094
RROSIO2
448039
RROSIO1
448095
RVETIS2
448038
RCLUJ 1
448509
RCLUJE51
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448081
RFAI 2
448132
RMUNTE51
448080
RMUNTE2
448116
RFAI 5A
448117
RFAI B5B
449950
DUMESTI
448009
RNADAB1
448031
RBRASO1
448147
RBACAU5
448025
RBACAU1
448578
RBANCA22
449577
RBANCA21
448428
RBRASO5A
448429
RBRASO5B
449839
RBRASO5C
448024
RGUTIN1
448077
RGUTIN22
448158
RBORZE5B
448160
RGUTIN5A
448161
RGUTIN5B
449812
RFRUMU2
448231
RBARBO52
448230
RBARBO51
448076
RBARBO2
448228
RSMIRD5B
448229
RSMIRD5A
448027
RAREF1
448588
RAREF 5
448041
RAREF 2
448003
RMINTI1
448787
RMINTI5A
448068
RMINTI2B
448067
RMINTI2A
448547
RALBA 5A
448548
RALBA 5B
448042
RRIJRE2
448043
RSTUPA2
448570
RRAURE5
448572
RSTUPA5
448581
RPITES5
448900
RPIT S2
448579
RBRADU5A
448580
RBRADU5B
448044
RBRADU2
448873
RRATES2
448913
RDOCE2A
448910
RTIRGO21
448401
RTIRGO5A
448905
RBRAZI2A
448916
RBRAZV5A
448904
RBRAZI1
448912
RDOICE2B
448911
RTIRGO22
448400
RTIRGO5B
448902
RTR. M2
448769
RSTUDI2
448618
RTR.MA5A
448972
RBRAZV5B
448050B
RBRAZI2B
448214
RFUNDE5A
448373
RFUNDE5B
448073
RFUNDE21
449051
RFUNDE22
448072
RBUC.S4A
448079
RBUC.S2B
448364
RBUC.S5A
448365
RBUC.S5B
448032
RDIRST1
448419
RDIRST5
448015
RPELIC1
448872
RPELIC52
448296
RPELICS1
448560
RDOMNE5A
448376
RDOMNE5B
448010
RDOMNE1
449560
RDOMNE5
448906
RTELEA1
448335
RTELEA51
448907
RSTILP1
448319
RSTILP5
448011
RBUC.S1
448290
RGURA 5B
448289
RGURA 5A
448024
RGUTIN1
448021
RL.SAR1
448240
RLACUL5A
448241
RLACUL5B
448074
RLSAR2
448020
RISACC1
449052
RISACC0
448028
RRAHMA1
448974
RMEDGI1
448279
RMEDGI52
448854
RMEDGI54
448069
RTARIV1
449567
RTARIV51
448873
RTARIV52
448017
RCONST1
448255
RTULCE5B
448254
RTULCE5A
448019
RTULCE1
449562
RSTUPI1
448973
RCERNA1
448277
RCNE 5
448265
RCTA N5A
448266
RCTA N5B
448158
RBORZE5A
448075
RFILES2
448234
RFILES52
448023
RFOCSA2
448022
RFOCSA1
448022
RSMIRD
448000
RSACAL1
448013
RTIMIS1
448756
RSACAL5A
448747
RTIMIS5B
448746
RTIMIS5A
448071
RTIMIS2
448792
RPESTI5
448066
RPESTI2
448065
RHAJD 2
448064
RBARU 2
448800
RBARU 5A
448795
RHASDA5
448914
RR.MAR2
448968
ROMARES2B
448736
RIAZ A5A
448737
RIAZ B5B
448729
RRESIT5A
448730
RRESIT5B
448053
RIAZ 22
448054
RIAZ 21
448052
RRESIT2A
448005
ROMARE2
449102
RCETAT5A
448709
RCALAF5
448051
RCALAF2
448050
RCETAT21
448046
RP.D.F2B
448047
RP.D.F2A
448048
RTR.SE21
448049
RTR.SE22
448719
RTR.S.5
448004
RP.D.F1
448018
RRESIT1
448402
XRE_PA12
448401
XRE_PA11
448033
RPARCH2
448034
RTGJ.J5
448062
RTGJ.J52
448694
RURECH5
448045
RURECH2
448002
RURECH1
448030
RURECH1G
448097
RAL.JL2
448099
RGILCE2
448035
RTURCE1G
448001
RTANTA1
448808
RPARCH5
448006
RDRAGA1
448635
RDRAG.51
448643
RALRO 5
448061
RSARDN2
448702
RSARDA5
448056
RGRADI2
448641
RGRADI5
448660
RISALN2A
448664
RISALN5B
448665
RISALN5A
448662
RCRAIO5A
448661
RCRAIO5B
448057
RCRAIO2A
448063
RCRAIO2B
448382
RGHIZD5
448383
RGHIZD52
448901
RGHIZD2
448354
RMOSTI2
448355
RMOSTI2
448935
RRAC.M2
448059
RISALN2B
448618
RTR.MA5A
448055
RSLATI2A
448537
RSIBIU5A
448538
RSIBIU5B
448034
RSIBIU1
448088
RCTURZ2
448521
RC.TUR52
448090
RMARIS2
448089
RCLUJF2
448093
RSALAJ2
448502
RSALAJ5
448100
RSIBIU21
448366
RSIBIU22
448040
RLOTRU2
448562
RLOTRU5
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448031
RBRASO1
31101
XBE_NA11
31103
XSA_AR11
449000
RCARAD1
448008
RARAD 1
448775
RARAD 5B
448774
RARAD 5A
448000
RSACAL1
448013
RTIMIS1
448756
RSACAL5A
448747
RTIMIS5B
448746
RTIMIS5A
448071
RTIMIS2
448737
RIAZ B5B
448736
RIAZ A5A
448729
RRESIT5A
448730
RRESIT5B
448053
RIAZ 22
448054
RIAZ 21
448052
RRESIT2A
448005
ROMARE2
448968
ROMARES2B
448914
RR.MAR2
448795
RHASDA5
448800
RBARU 5A
448064
RBARU 2
448065
RHAJD 2
448792
RPESTI5
448066
RPESTI2
448068
RMINTI2B
448787
RMINTI5A
448067
RMINTI2A
448003
RMINTI1
448046
RP.D.F2B
448047
RP.D.F2A
448048
RTR.SE21
448049
RTR.SE22
448719
RTR.S.5
448004
RP.D.F1
448018
RRESIT1
448402
XRE_PA12
448401
XRE_PA11
449102
RCETAT5A
448709
RCALAF5
448051
RCALAF2
448050
RCETAT21
448033
RPARCH2
448034
RTGJ.J5
448062
RTGJ.J52
448694
RURECH5
448045
RURECH2
448002
RURECH1
448030
RURECH1G
448097
RAL.JL2
448099
RGILCE2
448035
RTURCE1G
448001
RTANTA1
448808
RPARCH5
448006
RDRAGA1
448635
RDRAG.51
448643
RALRO 5
448061
RSARDN2
448702
RSARDA5
448056
RGRADI2
448641
RGRADI5
448660
RISALN2A
448664
RISALN5B
448665
RISALN5A
448662
RCRAIO5A
448661
RCRAIO5B
448057
RCRAIO2A
448063
RCRAIO2B
448382
RGHIZD5
448383
RGHIZD52
448901
RGHIZD2
448354
RMOSTI2
448355
RMOSTI2
448935
RRAC.M2
448059
RISALN2B
448618
RTR.MA5A
448055
RSLATI2A
448537
RSIBIU5A
448538
RSIBIU5B
448034
RSIBIU1
448088
RCTURZ2
448521
RC.TUR52
448090
RMARIS2
448089
RCLUJF2
448093
RSALAJ2
448502
RSALAJ5
448100
RSIBIU21
448366
RSIBIU22
448040
RLOTRU2
448562
RLOTRU5
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448031
RBRASO1
31101
XBE_NA11
31103
XSA_AR11
449000
RCARAD1
448008
RARAD 1
448775
RARAD 5B
448774
RARAD 5A
448509
RCLUJE51
448038
RCLUJ 1
448095
RVETIS2
448491
RVETIS5
448094
RROSIO2
448039
RROSIO1
448830
RORADS 5
448096
RORADE1
448014
RSUCEA1
448187
RSUCEA5B
448082
RSUCEA2A
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448078
RDUMBR2A
448460
RUNGHE5B
448459
RUNGHE5A
448455
RFINTI5
448449
RGHEOR5
448915
RSTEJA5
448107
RDUMBR5A
448086
RUNGHE2
448085
RFINTI2
448084
RGHEOR2
448083
RSTEJA2
448524
RIERNU52
448504
RTIHAU5
448864
RCLUJE51
448518
RCLUJE52
448093
RBAIA 2
448087
RIERNU2
448903
RCUZDR2
448036
RIERNU1
448037
RGADAL1
44111
XRO_MU11
448428
RBRASO5A
448429
RBRASO5B
449839
RBRASO5C
448147
RBACAU5
448025
RBACAU1
448578
RBANCA22
449577
RBANCA21
448081
RFAI 2
448132
RMUNTE51
448080
RMUNTE2
448116
RFAI 5A
448117
RFAI B5B
449950
DUMESTI
448082
RSUCEA2A
448187
RSUCEA5B
448014
RSUCEA1
448950
RROMAN1
448923
RROMAN5
448078
RDUMBR2A
448460
RUNGHE5B
448459
RUNGHE5A
448455
RFINTI5
448449
RGHEOR5
448915
RSTEJA5
448107
RDUMBR5A
448086
RUNGHE2
448085
RFINTI2
448084
RGHEOR2
448083
RSTEJA2
448524
RIERNU52
448504
RTIHAU5
448864
RCLUJE51
448518
RCLUJE52
448093
RBAIA 2
448087
RIERNU2
448903
RCUZDR2
448036
RIERNU1
448037
RGADAL1
44111
XRO_MU11
448096
RORADE1
448830
RORADS 5
448491
RVETIS5
448094
RROSIO2
448039
RROSIO1
448095
RVETIS2
448038
RCLUJ 1
448509
RCLUJE51
448484
RBAIA31
448485
RBAIA32
448009
RNADAB1
448031
RBRASO1

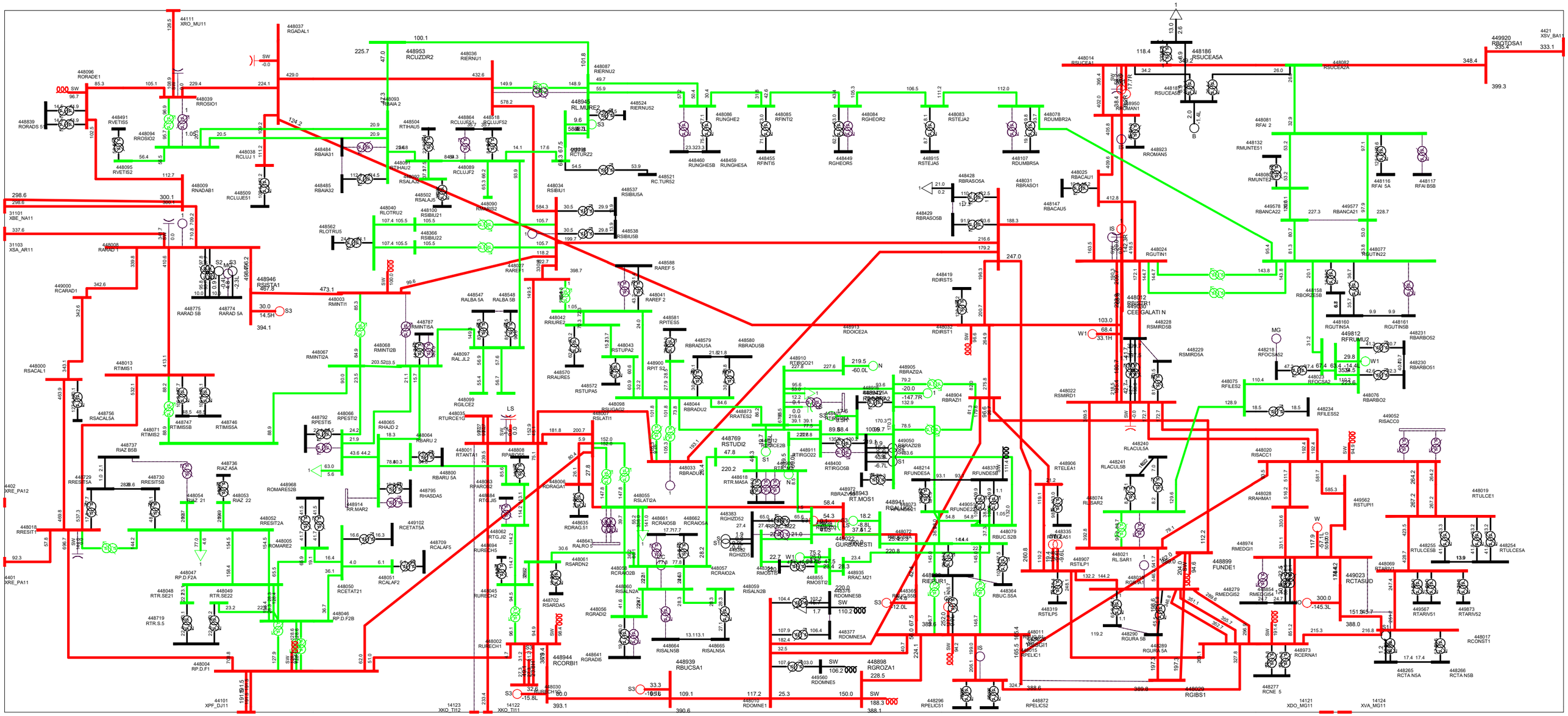


2030-VSI-RMB

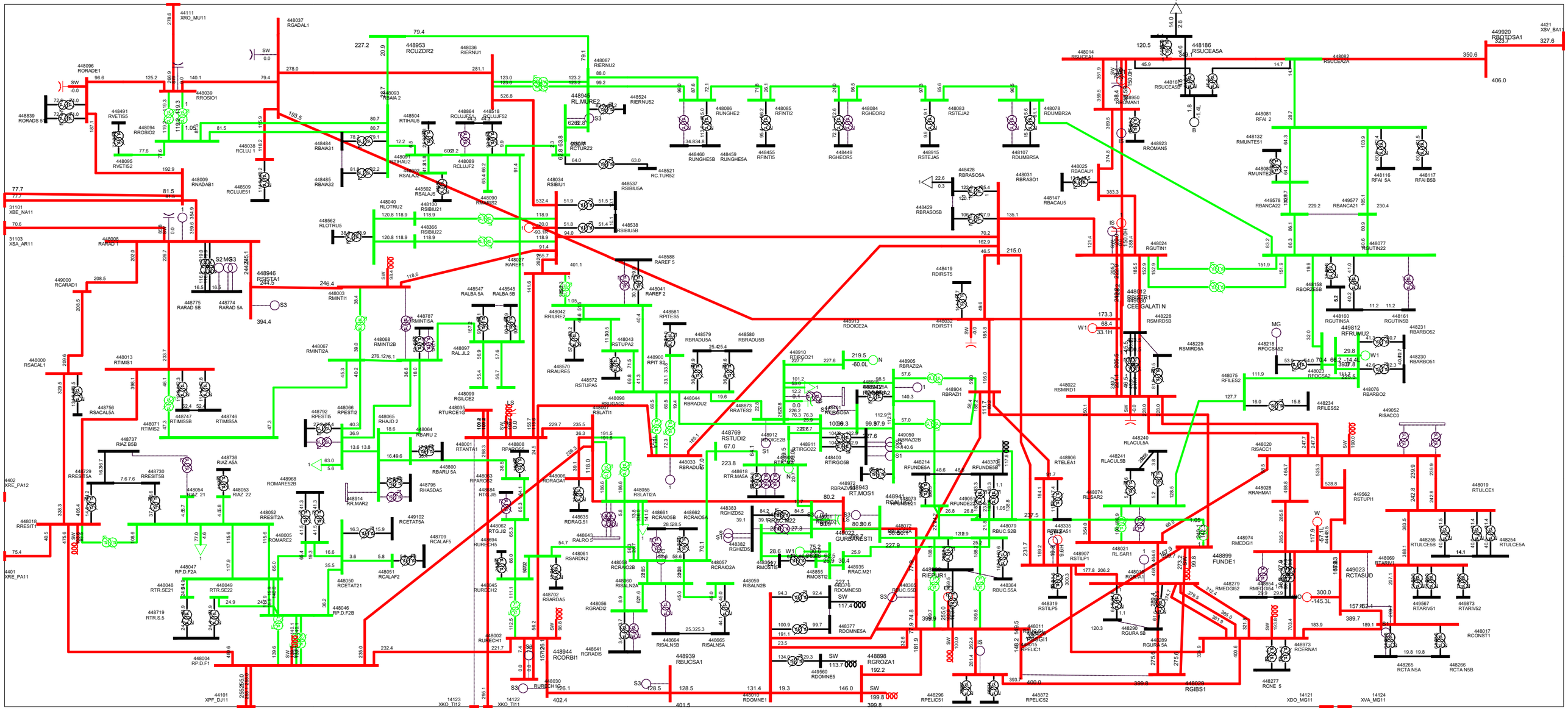

44111 XRO_MU11
448037 RGADAL1
448096 RORADE1
448039 RROSIO1
448830 RORADS 5
448491 RVETIS5
448094 RROSIO2
448095 RVETIS2
448038 RCLUJ 1
448509 RCLUJE51
448093 RBAIA 2
448504 RTIHAU5
448484 RBAIA31
448485 RBAIA32
448089 RCLUJF2
448090 RMARIS2
448036 RIERNU1
448518 RCLUJE52
448864 RCLUJE51
448087 RIERNU2
448903 RCUZDR2
448524 RIERNU52
448088 RCTURZ2
448521 RC.TUR52
448460 RUNGHE5B
448459 RUNGHE5A
448086 RUNGHE2
448455 RFINTI5
448085 RFINTI2
448449 RGHEOR5
448084 RGHEOR2
448915 RSTEJA5
448083 RSTEJA2
448107 RDUMBR5A
448078 RDUMBR2A
448014 RSUCEA1
448187 RSUCEA5B
448082 RSUCEA2A
448950 RROMAN1
448923 RROMAN5
449950 DUMESTI
448081 RFAI 2
448132 RMUNTE51
448080 RMUNTE2
448116 RFAI 5A
448117 RFAI B5B
448009 RNADAB1
448093 RTIHAU2
448092 RSALAJ2
448502 RSALAJ5
448100 RSIBIU21
448366 RSIBIU22
448034 RSIBIU1
448537 RSIBIU5A
448538 RSIBIU5B
448562 RLOTRU5
448040 RLOTRU2
31101 XBE_NA11
31103 XSA_AR11
448008 RARAD 1
449000 RCARAD1
448775 RARAD 5B
448774 RARAD 5A
CC CA
448003 RMINTI1
448787 RMINTI5A
448066 RMINTI2T
448067 RMINTI2A
448068 RMINTI2B
448547 RALBA 5A
448548 RALBA 5B
448097 RAL JL2
448099 RGILCE2
448035 RTURCE1G
448037 RARAD1
448588 RAREF 5
448041 RAREF 2
448042 RRIURE2
448043 RSTUPA2
448581 RPITES5
448579 RBRADU5A
448580 RBRADU5B
448570 RRAURE5
448572 RSTUPA5
448044 RBRADU2
448873 RRATES2
448098 RSUGAG2
448007 RSLATI1
448912 RDOICE2B
448911 RTRGO22
448902 RTR. M2
448893 RGRACI11
448618 RTR.MA5A
448913 RDOICE2A
448910 RTIRGO21
448401 RTIRGO5A
448905 RBRAZI2A
448916 RBRAZI5A
448904 RBRAZI1
448050 RBRAZI5B
448400 RTIRGO5B
448972 RBRAZV5B
448383 RGHIZD52
448901 RGHIZD2
448382 RGHIZD5
448354 RMOSTI5
448855 RMOSTI2
448935 RRAC.M2
448365 RBUC.S5B
448364 RBUC.S5A
448376 RDOMNE5B
448377 RDOMNE5A
448019 RDOMNE1
448560 RISALN2A
448664 RISALN5B
448665 RISALN5A
448059 RISALN2B
448056 RGRADI2
448641 RGRADI5
448061 RSARDN2
448702 RSARDA5
448635 RDRAG.51
448006 RDRAGA1
448055 RSLATI2A
448045 RURECH2
448002 RURECH1
448030 RURECH1G
448033 RPARCH2
448694 RTGJ.J2
448062 RTGJ.J6
448057 RCRAIO2A
448661 RCRAIO5B
448662 RCRAIO5A
448660 RCRAIO2B
448046 RP.D.F2B
448004 RP.D.F1
448047 RP.D.F2A
448048 RTR.SE21
448049 RTR.SE22
448719 RTR.S.5
448795 RHASDA5
448065 RHAJD 2
448064 RBARU 2
448800 RBARU 5A
448914 RR.MAR2
448968 ROMARE52B
448005 ROMARE2
448052 RRESIT2A
448729 RRESIT5A
448730 RRESIT5B
448054 RIAZ 21
448053 RIAZ 22
448736 RIAZ A5A
448737 RIAZ B5B
448018 RRESIT1
4401 XRE_PA11
4402 XRE_PA12
449102 RCETAT5A
448709 RCALAF5
448051 RCALAF2
448050 RCETAT21
448046 RP.D.F2B
448004 RP.D.F1
448808 RPARCH5
448001 RTANTA1
448000 RSACAL1
448756 RSACAL5A
448013 RTIMIS1
448747 RTIMIS5B
448746 RTIMIS5A
448071 RTIMIS2
448792 RPESTI5
448066 RPESTI2
448065 RHAJD 2
448064 RBARU 2
448800 RBARU 5A
448795 RHASDA5
448914 RR.MAR2
448968 ROMARE52B
448005 ROMARE2
448052 RRESIT2A
448729 RRESIT5A
448730 RRESIT5B
448054 RIAZ 21
448053 RIAZ 22
448736 RIAZ A5A
448737 RIAZ B5B
448018 RRESIT1
4401 XRE_PA11
4402 XRE_PA12
449102 RCETAT5A
448709 RCALAF5
448051 RCALAF2
448050 RCETAT21
448046 RP.D.F2B
448004 RP.D.F1
448047 RP.D.F2A
448048 RTR.SE21
448049 RTR.SE22
448719 RTR.S.5
44101 XPF_DJ11
14123 XKO_TI12
14122 XKO_TI11
448030 RURECH1G
448002 RURECH1
448045 RURECH2
448694 RTGJ.J2
448062 RTGJ.J6
448057 RCRAIO2A
448661 RCRAIO5B
448662 RCRAIO5A
448660 RCRAIO2B
448059 RISALN2B
448056 RGRADI2
448641 RGRADI5
448061 RSARDN2
448702 RSARDA5
448635 RDRAG.51
448006 RDRAGA1
448055 RSLATI2A
448019 RDOMNE1
448560 RISALN2A
448664 RISALN5B
448665 RISALN5A
448376 RDOMNE5B
448377 RDOMNE5A
448560 RDOMNE5
448365 RBUC.S5B
448364 RBUC.S5A
448011 RBUC.S1
448319 RSTILP5
448907 RSTILP1
448335 RSTILEA51
448906 RTELEA1
448074 RLSAR2
448021 RLSAR1
448241 RLACUL5B
448240 RLACUL5A
448020 RISACC1
448028 RRAHMA1
448974 RMEDGI1
448279 RMEDGI52
448854 RMEDGI54
448973 RCERNA1
448277 RCNE 5
14121 XDO_MG11
14124 XVA_MG11
448296 RPELIC51
448872 RPELIC52
448015 RPELIC1
448290 RGURA 5B
448289 RGURA 5A
448319 RSTILP5
448907 RSTILP1
448335 RSTILEA51
448906 RTELEA1
448074 RLSAR2
448021 RLSAR1
448241 RLACUL5B
448240 RLACUL5A
448020 RISACC1
448028 RRAHMA1
448974 RMEDGI1
448279 RMEDGI52
448854 RMEDGI54
448973 RCERNA1
448277 RCNE 5
14121 XDO_MG11
14124 XVA_MG11
448296 RPELIC51
448872 RPELIC52
448015 RPELIC1
448290 RGURA 5B
448289 RGURA 5A
448011 RBUC.S1
448364 RBUC.S5A
448365 RBUC.S5B
448376 RDOMNE5B
448377 RDOMNE5A
448560 RDOMNE5
448019 RDOMNE1
448560 RISALN2A
448664 RISALN5B
448665 RISALN5A
448059 RISALN2B
448056 RGRADI2
448641 RGRADI5
448061 RSARDN2
448702 RSARDA5
448635 RDRAG.51
448006 RDRAGA1
448055 RSLATI2A
448045 RURECH2
448002 RURECH1
448030 RURECH1G
448033 RPARCH2
448694 RTGJ.J2
448062 RTGJ.J6
448057 RCRAIO2A
448661 RCRAIO5B
448662 RCRAIO5A
448660 RCRAIO2B
448046 RP.D.F2B
448004 RP.D.F1
448047 RP.D.F2A
448048 RTR.SE21
448049 RTR.SE22
448719 RTR.S.5
44101 XPF_DJ11
14123 XKO_TI12
14122 XKO_TI11
448030 RURECH1G
448002 RURECH1
448045 RURECH2
448694 RTGJ.J2
448062 RTGJ.J6
448057 RCRAIO2A
448661 RCRAIO5B
448662 RCRAIO5A
448660 RCRAIO2B
448059 RISALN2B
448056 RGRADI2
448641 RGRADI5
448061 RSARDN2
448702 RSARDA5
448635 RDRAG.51
448006 RDRAGA1
448055 RSLATI2A
448019 RDOMNE1
448560 RISALN2A
448664 RISALN5B
448665 RISALN5A
448376 RDOMNE5B
448377 RDOMNE5A
448560 RDOMNE5
448365 RBUC.S5B
448364 RBUC.S5A
448011 RBUC.S1



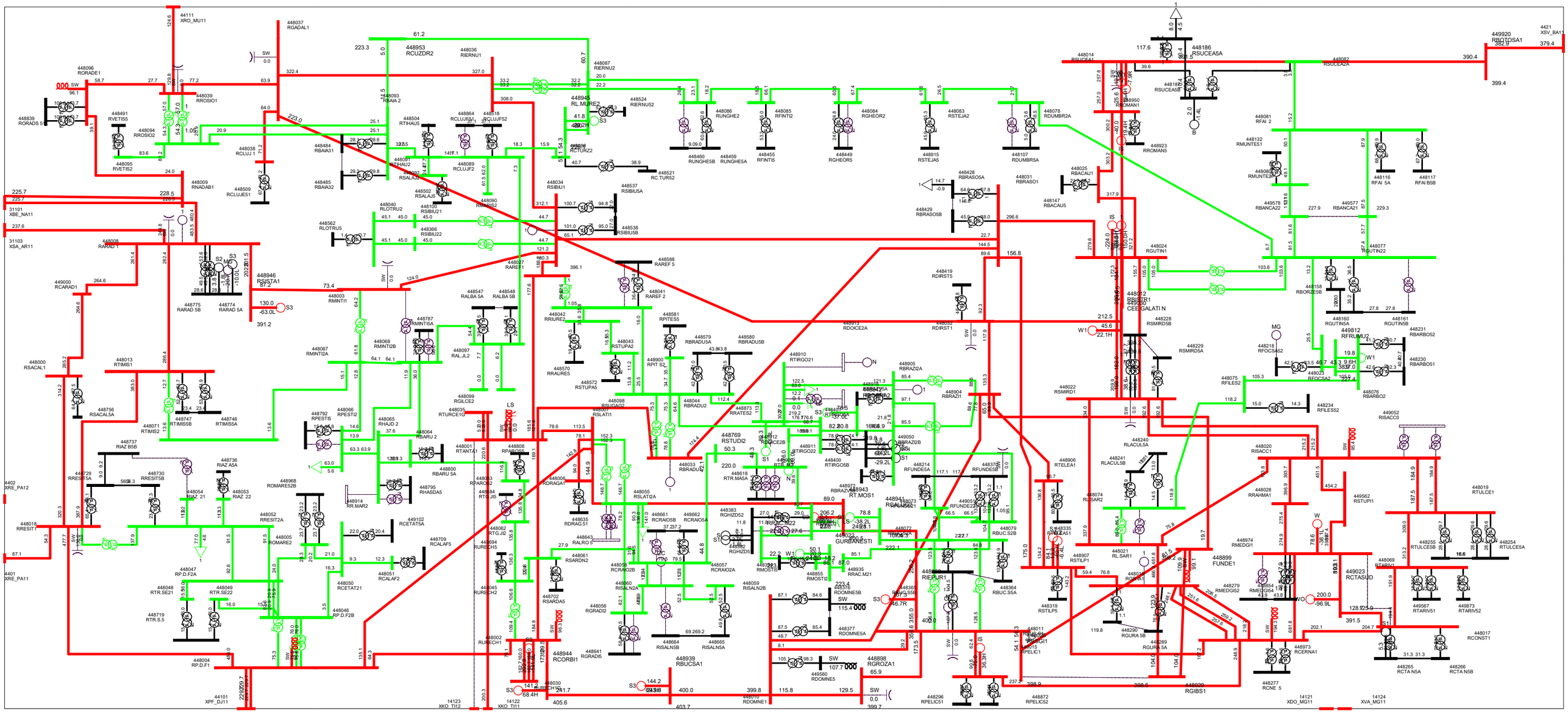
2030-GNV-RMB

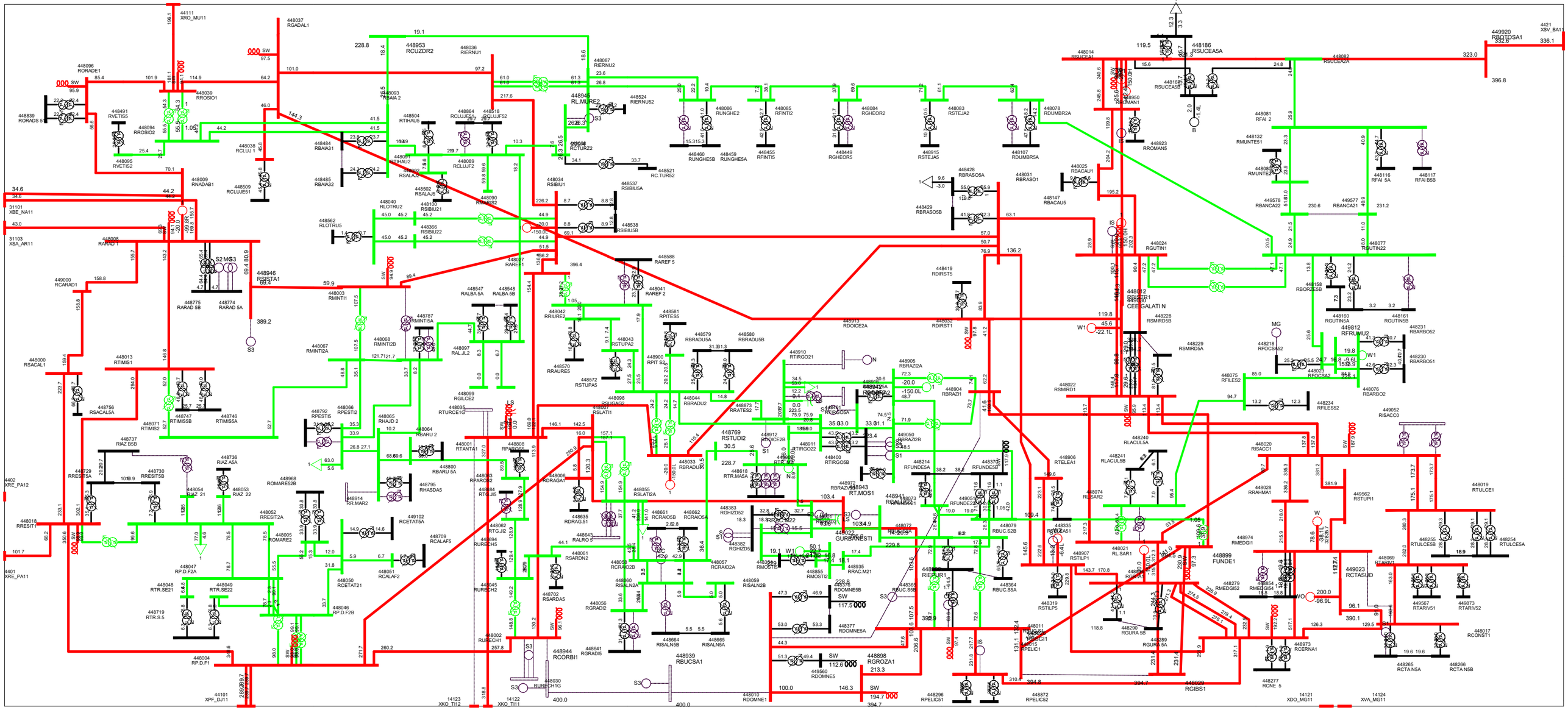


2035-VDI-RMB


448111 XRO_MU11
448037 RGADAL1
448096 RORADE1
448039 RROSIO1
448839 RORADS 5
448491 RVETIS5
448094 RROSIO2
448095 RVETIS2
448009 RNADAB1
448509 RCLUJES1
448038 RCLUJ 1
448953 RCUZDR2
448036 RIERNU1
448093 RBAIA 2
448504 RTIHAU5
448864 RCLUJF51
448518 RCLUJF52
448484 RBAIA31
448485 RBAIA32
448001 RTIHAU1
448002 RTIHAU2
448089 RCLUJF2
448502 RSALAJ5
448503 RSALAJ6
448090 RMARB52
448040 RLOTRU2
448100 RSIBIU21
448366 RSIBIU22
448562 RLOTRU5
448087 RIERNU2
448524 RIERNU52
448940 RL.MURE2
448521 RC.TUR52
448034 RSIBIU1
448537 RSIBIU5A
448538 RSIBIU5B
448027 RAREF1
448588 RAREF 5
448041 RAREF 2
448547 RALBA 5A
448548 RALBA 5B
448042 RRIURE2
448570 RRAURE5
448043 RSTUPA2
448572 RSTUPA5
448581 RPITES5
448900 RPIT S2
448579 RBRADU5A
448580 RBRADU5B
448044 RBRADU2
448873 RRATES2
448769 RSTUDI2
448033 RBRADU1
448618 RTR.MA5A
448769 RSTUDI2
448912 RDOICE2B
448911 RTIRGO22
448400 RTIRGO5B
448913 RDOICE2A
448910 RTIRGO21
448905 RBRAZI2A
448904 RBRAZI1
448906 RTELEA1
448907 RSTILP1
448335 RSTILA51
448319 RSTILP5
448911 RTIRGO22
448912 RDOICE2B
448941 RGALUN51
448943 RT.MOS1
448973 RBRAZI2B
448383 RGHIZD52
448382 RGHIZD5
448384 RGHIZD51
448022 GURGARESTI
448935 RRAC.M21
448365 RBUC.S5B
448364 RBUC.S6A
448079 RBUC.S2B
448107 RDUMBR5A
448078 RDUMBR2A
448031 RBRASO1
448147 RBACAU5
448025 RBACAU1
448429 RBRASO5B
448428 RBRASO5A
448419 RDIRST5
448032 RDIRST1
448012 RBUST1
448000 CERGALATI N
448228 RSMIRD5B
448229 RSMIRD5A
448022 RSMIRD1
448186 RSUCEA5A
448187 RSUCEA5B
448614 RSUCEA1
448082 RSUCEA2A
448950 RROMAN1
448923 RROMAN5
448024 RGUTIN1
448077 RGUTIN22
448158 RBORZE5B
448160 RGUTIN5A
448161 RGUTIN5B
449812 RFRUMU2
448231 RBARBO52
448230 RBARBO51
448076 RBARBO2
449920 RBOTOSA1
448081 RFAI 2
448132 RMUNTE51
448080 RMUNTE2
449578 RBANCA22
449577 RBANCA21
448116 RFAI 5A
448117 RFAI B5B
448218 RFOCSA52
448220 RFOCSA2
448075 RFILES2
448234 RFILES52
449052 RISACC0
448020 RISACC1
448240 RLACUL5A
448241 RLACUL5B
448074 RLSAR2
448021 RLSAR1
448011 RGRAVA1
448290 RGURA 5B
448289 RGURA 5A
448974 RMEDGI1
448899 FUNDE1
448279 RMEDGI62
448964 RMEDGI64
448973 RCERNA1
449562 RSTUPI1
449023 RCTASUD
448069 RTARIV1
448567 RTARIV51
448873 RTARIV52
448017 RCONST1
448255 RTULCE55
448254 RTULCE5A
448019 RTULCE1
448265 RCTA N5A
448266 RCTA N5B
448277 RCNE 5
448029 RGIBS1
448872 RPELIC52
448296 RPELIC51
448015 RPELIC1
448011 RPELIC2
448939 RBUCSA1
448944 RCORBI1
448641 RGRADI5
448030 RURECH12
448002 RURECH1
448045 RURECH2
448694 RURECH5
448062 RTG.J62
448056 RGRAD2
448057 RCRAIO2A
448661 RCRAIO5B
448662 RCRAIO5A
448660 RCRAIO2B
448059 RISALN2B
448664 RISALN5B
448665 RISALN5A
448061 RSARDN2
448702 RSARDA5
448635 RDRAG.51
448643 RALRO 5
448033 RPARC62
448034 RTG.J65
448006 RDRAGA1
448800 RBARU 5A
448795 RHASDA5
448914 RR.MAR2
448064 RBARU 2
448065 RHAJD 2
448066 RPEST2
448792 RPEST15
448067 RMINT2A
448068 RMINT2B
448787 RMINT5A
448003 RMINTI1
448046 RP.D.F2B
448004 RP.D.F1
448047 RP.D.F2A
448008 RARAD 1
448775 RARAD 5B
448774 RARAD 5A
449000 RCARAD1
448946 RSUSTA1
448048 RTR.SE21
448049 RTR.SE22
448719 RTR.S.5
448050 RCETAT21
448051 RCALAF2
449102 RCETAT5A
448709 RCALAF5
448005 ROMARE2
448968 ROMARE52B
448052 RRESIT2A
448729 RRESIT5A
448730 RRESIT5B
448018 RRESIT1
448053 RIAZ 22
448054 RIAZ 21
448736 RIAZ A5A
448737 RIAZ B5B
448756 RSACAL5A
448000 RSACAL1
448013 RTIMIS1
448747 RTIMIS5B
448746 RTIMIS5A
448071 RTIMIS2
448039 RAREF 5
448041 RAREF 2
448588 RAREF 5
448581 RPITES5
448579 RBRADU5A
448580 RBRADU5B
448547 RALBA 5A
448548 RALBA 5B
448570 RRAURE5
448572 RSTUPA5
448043 RSTUPA2
448042 RRIURE2
448027 RAREF1
448034 RSIBIU1
448537 RSIBIU5A
448538 RSIBIU5B
448040 RLOTRU2
448100 RSIBIU21
448366 RSIBIU22
448562 RLOTRU5
448087 RIERNU2
448524 RIERNU52
448940 RL.MURE2
448521 RC.TUR52
448086 RUNGHE2
448460 RUNGHE5B
448459 RUNGHE5A
448085 RFINTI2
448455 RFINTI5
448084 RGHEOR2
448449 RGHEOR5
448083 RSTEJA2
448915 RSTEJA5
448093 RBAIA 2
448504 RTIHAU5
448864 RCLUJF51
448518 RCLUJF52
448484 RBAIA31
448485 RBAIA32
448001 RTIHAU1
448002 RTIHAU2
448089 RCLUJF2
448502 RSALAJ5
448503 RSALAJ6
448090 RMARB52
448033 RPARC62
448034 RTG.J65
448006 RDRAGA1
448800 RBARU 5A
448795 RHASDA5
448914 RR.MAR2
448064 RBARU 2
448065 RHAJD 2
448066 RPEST2
448792 RPEST15
448067 RMINT2A
448068 RMINT2B
448787 RMINT5A
448003 RMINTI1
448046 RP.D.F2B
448004 RP.D.F1
448047 RP.D.F2A
448008 RARAD 1
448775 RARAD 5B
448774 RARAD 5A
449000 RCARAD1
448946 RSUSTA1
448048 RTR.SE21
448049 RTR.SE22
448719 RTR.S.5
448050 RCETAT21
448051 RCALAF2
449102 RCETAT5A
448709 RCALAF5
448005 ROMARE2
448968 ROMARE52B
448052 RRESIT2A
448729 RRESIT5A
448730 RRESIT5B
448018 RRESIT1
448053 RIAZ 22
448054 RIAZ 21
448736 RIAZ A5A
448737 RIAZ B5B
448756 RSACAL5A
448000 RSACAL1
448013 RTIMIS1
448747 RTIMIS5B
448746 RTIMIS5A
448071 RTIMIS2
448953 RCUZDR2
448036 RIERNU1
448037 RGADAL1
448111 XRO_MU11
448096 RORADE1
448039 RROSIO1
448839 RORADS 5
448491 RVETIS5
448094 RROSIO2
448095 RVETIS2
448009 RNADAB1
448509 RCLUJES1
448038 RCLUJ 1
31101 XBE_NA11
31103 XSA_AR11
4402 XRE_PA12
4401 XRE_PA11
44101 XPF_DJ11
14123 XKO_TI12
14122 XKO_TI11
14101 XVO_TI11
14121 XDO_MG11
14124 XVA_MG11
4421 XSV_BA11
278.0
227.2
79.4
281.1
526.8
193.5
77.7
81.5
70.6
246.4
394.4
244.5
215.0
173.3
68.4
33.1H
219.5
-60.0L
350.6
406.0
323.7
327.6
120.5
300.0
-145.3L
389.7
157.4
402.4
401.5
399.8
400.0
399.9
W1
MG
W
N
S1
S3
IS
B

2035-VSI-RMB


448111 XRO_MU11
448037 RGADAL1
448953 RCUZDR2
448036 RIERNU1
448087 RIERNU2
448096 RORADE1
448039 RROSIO1
448491 RVETIS5
448094 RROSIO2
448095 RVETIS2
448038 RCLUJ 1
448509 RCLUJE51
448009 RNADAB1
448093 RBAIA 2
448504 RTIHAU5
448864 RCLUJF51
448518 RCLUJF52
448945 RL.MURE2
448524 RIERNU52
448484 RBAIA31
448485 RBAIA32
448097 RTIHAU2
448089 RCLUJF2
448502 RSALAJ5
448100 RSIBIU21
448090 RMARS2
448034 RSIBIU1
448537 RSIBIU5A
448538 RSIBIU5B
448040 RLOTRU2
448562 RLOTRU5
448366 RSIBIU22
448027 RAREF1
448588 RAREF 5
448041 RAREF 2
448946 RSISTA1
448003 RMINTI1
448775 RARAD 5B
448774 RARAD 5A
448008 RARAD 1
449000 RCARAD1
448547 RALBA 5A
448548 RALBA 5B
448042 RRIURE2
448581 RPITES5
448579 RBRADU5A
448580 RBRADU5B
448570 RRAURE5
448572 RSTUPA5
448043 RSTUPA2
448787 RMINTI5A
448068 RMINTI2B
448067 RMINTI2A
448097 RAL.JL2
448035 RTURCE1G
448099 RGILCE2
448792 RPESTI6
448066 RPESTI2
448065 RHAJD 2
448064 RBARU 2
448800 RBARU 5A
448795 RHASDA5
448914 RR.MAR2
448013 RTIMIS1
448747 RTIMIS5B
448746 RTIMIS5A
448071 RTIMIS2
448756 RSACAL5A
448000 RSACAL1
448737 RIAZ B5B
448736 RIAZ A5A
448729 RRESIT5A
448730 RRESIT5B
448053 RIAZ 22
448054 RIAZ 21
448018 RRESIT1
448968 ROMARE52B
448052 RRESIT2A
448005 ROMARE2
449102 RCETAT5A
448709 RCALAF5
448051 RCALAF2
448050 RCETAT21
448047 RP.D.F2A
448048 RTR.SE21
448049 RTR.SE22
448719 RTR.S.5
448046 RP.D.F2B
448004 RP.D.F1
448002 RURECH1
448030 RURECH2
448944 RCORBI1
448641 RGRADI5
448939 RBUCSA1
448898 RGROZA1
448560 RDOMNE5
448010 RDOMNE1
448296 RPELIC51
448872 RPELIC52
448015 RPELIC1
448011 RPELIC2
448377 RDOMNE5A
448376 RDOMNE5B
448364 RBUC.S6A
448935 RRAC.M21
448855 RMOST12
448365 RBUC.S5B
448022 RTIRGO22
448400 RTIRGO5B
448911 RTIRGO21
448910 RTIRGO21
448769 RSTUDI2
448618 RTR.MA5A
448033 RBRADU2
448044 RBRADU2
448873 RRATES2
448912 RDICE2B
448913 RDOICE2A
448905 RBRAZI2A
448904 RBRAZI1
448050 RBRAZI2B
448973 RBRAZI2
448943 RT.MOS1
448941 RGAUNE61
448373 RBRAC.M22
448383 RGHIZD52
448382 RGHIZD5
448057 RCRAIO2A
448059 RISALN2B
448056 RGRAD2
448702 RSARDA5
448061 RSARDN2
448635 RDRAG.51
448643 RALRO 5
448033 RPARO62
448694 RTG.J62
448062 RTG.J62
448045 RURECH2
448006 RDRAGA1
448055 RSLATI2A
448661 RCRAIO5B
448662 RCRAIO5A
448660 RISALN2A
448665 RISALN5A
448664 RISALN5B
448641 RGRADI5
448944 RCORBI1
448030 RURECH2
448002 RURECH1
448800 RBARU 5A
448795 RHASDA5
448914 RR.MAR2



2035-GNV-RMB

Domeniile TEL susținute de „*Strategia în domeniul Cercetării şi inovării*”

Nr. Crt.	Denumire subactivități	Domeniul vizat de activitățile de cercetare și inovare	Obiective de performanță urmărite (KPI)
A.	**Activitatea de transport energie electrică** (activitate primară)		
1.	Exploatare active	Managementul activelor specific transportului de energie electrică.	KPI asociați Standardului de performanță al serviciului de transport e.e., Codurilor tehnice etc.
2.	Mentenanță active		
3.	Dezvoltare active		
4.	Măsurare energie electrică		
B.	**Activitatea de conducere sistem** (activitate primară)		
5.	Management SEN / RET	Securitatea, flexibilitatea și stabilitatea SEN / RET.	KPI asociați Standardului de performanță al serviciului de transport e.e., Codurilor tehnice etc.
6.	Observabilitate SEN / RET		
7.	Integrare și control RES		
8.	Management servicii de sistem		
C.	**Activitatea de administrare piețe de energie** (activitate primară)		
9.	Integrare piețe naționale de e.e. în structura piețelor europene de energie electrică	Schimburi transfrontaliere. Integrare eficientă a mecanismelor de piață e.e. în managementul rețelei de transport e.e.	KPI asociați Standardului de performanță al serviciului de transport e.e., Codurilor tehnice etc.
D.	**Activitatea referitoare la managementul strategic** (activitate suport)		
10.	Strategii și politici corporatiste	Performanță generală organizație (financiar, operațional, imagine etc.).	Excelență Operațională
11.	Modele de afacere		
12.	Instrumente, metodologii și elemente de bună practică / guvernare		
E.	**Activitatea referitoare la managementul operațional** (activitate primară)		
13.	Smart Grid	Mentenanță. Dezvoltare. Capabilități organizaționale (ex. abilități personal+sisteme expert)	Excelență Operațională
14.	Tehnologii noi		
15.	Standarde și concepte specifice mentenanței		
16.	Standarde și concepte specifice managementului de proiect		

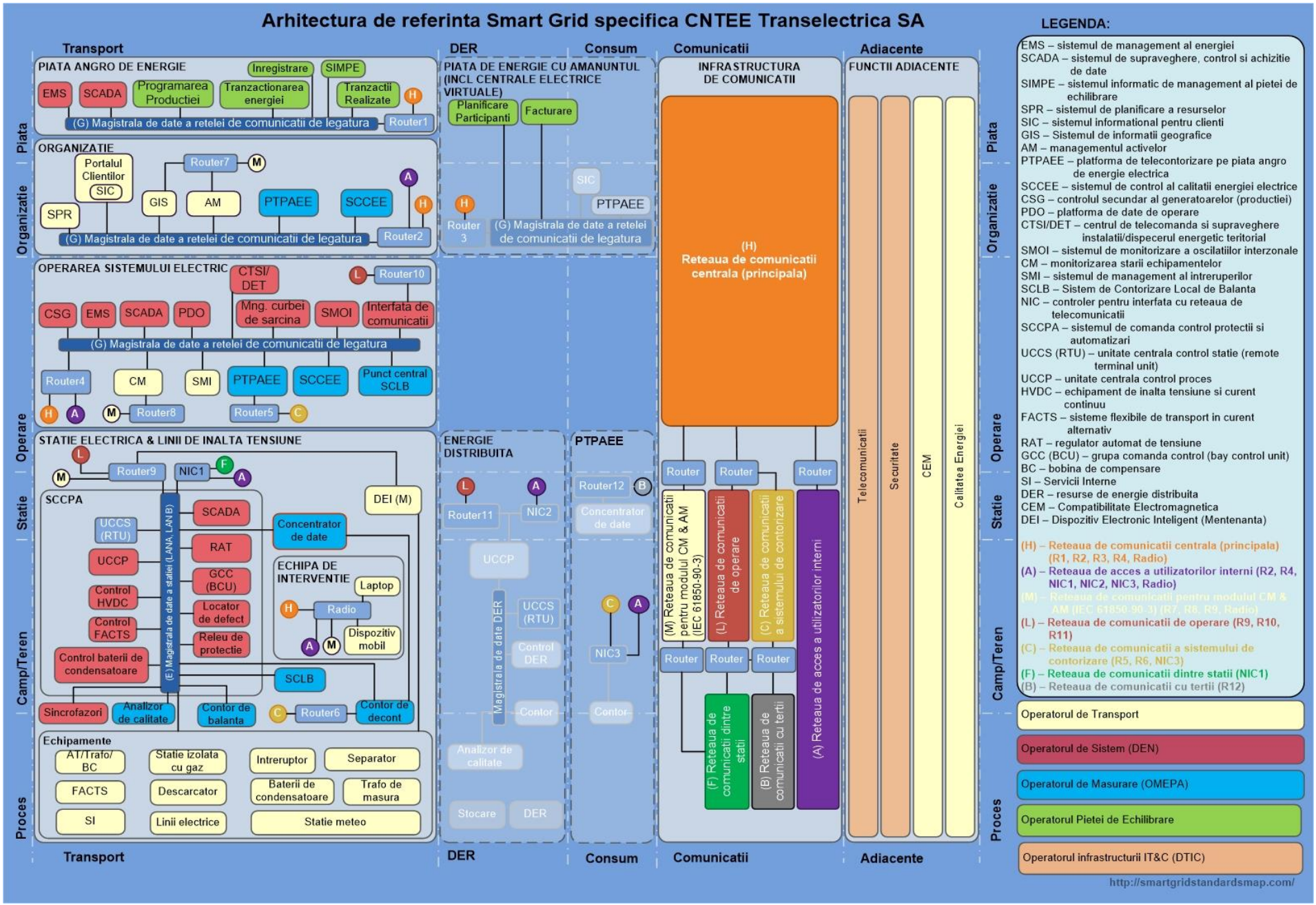
In acord cu *Strategia C.N.T.E.E. „TRANSELECTRICA” S.A. în domeniul Cercetării şi Inovării, Anexa 11.*

ANEXA H-2

Structura grupelor și obiectivelor specifice aferente strategiei cercetării și inovării

Grupuri (cluster–e)	Obiective funcționale	Comentarii
C1 - Active și Tehnologii	T 1 Proiectarea optimă a rețelei	Proiectarea optimă a rețelei: planificare, compatibilitate, unelte
	T 2 Management inteligent al Activelor	Management intelligent al activelor; mentenanță predictivă și bazată pe starea tehnică a echipamentului, optimizare CAPEX
	T 3 Materiale noi & tehnologii	Utilizarea de noi materiale și tehnologii energetice; metode noi de construcție și mentenanță
	T 4 Părtile interesate și provocări legate de mediu	Impactul asupra mediului, acceptare publică, participarea părților interesate
	T 5 Riscul de accidentare a lucrătorilor	Menţinerea şi continuarea minimizării riscului de accidentare a lucrătorilor
C2 - Securitatea și operarea Sistemului	T 5 Observabilitatea Rețelei	Observabilitatea rețelei; PMU, WAM, senzori, schimb de informație cu OD
	T 6 Controlabilitatea rețelei	Controlabilitatea rețelei: stabilitatea tensiunii și a frecvenței, calitatea energiei, inerție sintetică
	T 7 Sisteme expert și unelte	Unelte de suport al deciziei, control automat și sisteme expert
	T 8 Fiabilitatea și elasticitatea	Fiabilitate și elasticitate: planuri de apărare și restaurare, abordare probabilistică, evaluare a riscurilor, auto vindecare.
	T 9 Servicii auxiliare consolidate	Servicii auxiliare consolidate pentru operarea rețelei; furnizare de servicii transfrontaliere
C3 - Flexibilitatea sistemului si piata de energie	T 10 Integrarea soluțiilor de stocare	Integrarea, definirea și utilizarea serviciilor de stocare; valoarea adăugată a sistemului de stocare
	T 11 Răspunsul la cerere	Răspunsul la cerere, uneltele folosite pentru răspunsul la cerere, profilul sarcinii, impactul vehiculelor electrice.
	T 12 Prognoza Surselor Regenerabile de energie	Prognoza îmbunătățită a surselor regenerabile de energie și funcționare optimă a capacității
	T 13 Utilizarea flexibilă a rețelei	Utilizare flexibilă a rețelei: evaluare dinamică a echipamentelor, echipamente de electronică de putere, utilizarea interconectărilor
	T 14 Interacțiunea cu rețelele energetice non-electrice	Interacțiunea/coordonarea cu alte rețele de energie (gaz, termic, transport)
C4 - Integrare intersectoriala si scenarii	T 15 Integrarea piață-rețea	Integrarea funcționării pieței de energie cu operarea rețelei în timp
	T 16 Modele de afaceri	Modele de afaceri (pentru stocarea energiei, extinderea rețelei, generare distribuită) pentru investiții optime în rețea
	T 17 Design Flexibil al Pieței	Design flexibil pentru adecvanță, utilizare flexibilă, schimburi transfrontaliere, utilizarea rațională a surselor regenerabile, managementul cererii de energie
C5 - Digitalizare si comunicatii	T 18 Date păstrate și prelucrate în cantități mari	Date păstrate și prelucrate în cantități mari, extragere de cunoștințe din date, managementul datelor
	T 19 Standardizare & schimb de date	Standardizare, protocoale pentru comunicații și schimb de date cu Operatorii de Distribuție și alți operatori de rețea
	T 20 Internetul Obiectelor – folosirea internetului pentru a conecta diverse dispozitive	Noi tehnologii de comunicații, Internetul Obiectelor – folosirea internetului pentru a conecta diverse dispozitive
	T 21 Securitatea Cibernetică	Securitatea Cibernetică

Arhitectura de Referinta Smart Grid specifica CNTEE Transelectrica SA



In acord cu prevederile Politicii CNTEE Transelectrica SA in domeniul Smart Grid (2018-2027) – Anexa 6.1

Anexa H-4

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid

Nr. crt.	Denumire Active (sistem / echipament / aplicatie)	Denumire active (termen in engleza conf. Standardelor Smart Grid CEN/CENELEC/ ETSI)
1.	EMS - Sistemul de management al energiei	EMS – Energy Management System
2.	SCADA – sistemul de supraveghere, control si achizitie de date	SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition System
3.	SPR – Sistem de planificare a resurselor	ERP – Enterprise Resource Planning System
4.	GIS – Sistemul de informatii geografice (pozitie in teren a echipamentelor)	GIS – Geographic Information System
5.	SMOI – Sistemul de monitorizare a oscilatiilor interzonale	WAMS – Wide Area Monitoring System
6.	SMI – Sistem de management al intreruperilor.	OMS – Outage Management System
7.	Sistem de management al curbei de sarcina	DRMS – Demand Response / Load Management System
8.	SCLB – Sistemul de contorizare local de balanta	AMI – Advanced Metering Infrastructure System
9.	Punct central SCLB	AMI Head End
10.	SIMPE – Sistem informatic de management al pietei de echilibrare	Energy Market Management System
11.	CM – Sistem de monitorizare a conditiei tehnice echipamentelor	Conditioning Monitoring System
12.	Interfata de comunicatii	Communication Front-End
13.	CSG – Control secundar al generatoarelor (productiei)	Secondary Generation Control
14.	NIC – Controler pentru interfata cu reteaua de telecomunicatii	NIC – Network Interface Controller
15.	Sincrofazori	PMU – Phasor Measurement Units
16.	Unitati de transformare (autotransformator, transformator) si bobine de compensare	Power Transformer & Reactors
17.	Statie GIS	Gas Insulated Substation
18.	Descarcator	Surge Arrester
19.	Intreruptor	Circuit Breaker
20.	Separator	Disconnector
21.	Capacitor/condensator/baterii de condensatoare	Capacitor
22.	FACTS (Sisteme flexibile de transport in current alternativ)	FACTS – Flexible AC Transmission Systems
23.	Linii electrice de inalta tensiune (LEA/LES)	HVL – Highvoltage Lines
24.	Statie meteo (echipament al sistemului de prognoza si supraveghere meteorologica)	Weather Forecast & Observation Equipment
25.	Transformatoare de masura (de current, de tensiune, mixte)	Instrument Transformers
26.	Releu de protectie	Relay
27.	RTU – UCCS (Unitate Centrala Control Statie)	RTU – Remote Terminal Unit

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid

28.	Servicii Interne (baterii de acumulatoare, grupuri electrogene, dulapuri SI, redresoare,, invertoare)	Auxiliary Services
29.	SCCPA – Sistemul de Comanda Control Protectii si Automatizari	SAS – Substation automation system
30.	SCCEE – Sistem de control al calitatii energiei electrice	PQCS – Power quality control system
31.	PTPAEE – Platforma de telecontorizare pe piata angro de energie electrica	MDMS – Meter data management system
32.	Sistem de tranzactionare a energiei	Trading system
33.	Functii adiacente: telecomunicatii, securitate, compatibilitate electromagnetica, calitatea energiei electrice	Crosscutting functions: Telecomunication, Security, EMC, Power Quality
34.	Echipa de interventie (din teren)	Field Force
35.	Portalul clientilor si sistemul informational pentru clienti (SIC)	Customer portal & CIS (Customer Information System)
36.	Sistem de management al activelor	Asset management system
37.	Programarea productiei	Power Scheduling
38.	Aplicatie de tranzactionare a energiei	Energy Trading Application
39.	Inregistrare	Registration
40.	Tranzactii realizate	Settlement
41.	Planificare participanti la piata de echilibrare	Balance Scheduling
42.	Facturare obligatii de plata participanti la piata de echilibrare	Billing
43.	PDO – Platforma de date de operare	Model Exchange Platform
44.	CTSI/DET (Centru de Telecomanda si Supraveghere Instalatii/Dispecer Energetic Teritorial)	Remote Control Center
45.	UCCP (Unitate Centrala Control Proces)	Station controller
46.	Control HVDC – controlul sistemelor de transport in curent continuu	HVDC Control
47.	Control FACTS - controlul sistemelor flexibile de transport in curent alternativ	FACTS controller
48.	Control Capacitoare/Condensatoare/Baterii de condensatoare	Cap Bank Controller
49.	RAT – Regulator automat de tensiune	Voltage Regulator
50.	GCC (Grupa Comanda Control) - BCU	Bay Controller
51.	Locator de defect	Fault Detector
52.	Concentrator de date	Data Concentrator
53.	Analizor de calitate a energiei electrice	PQ Analizer
54.	Contor de energie electrica (de decontare/de balanta)	Meter
55.	Router	Router
56.	Reteaua de comunicatii centrala (principala)	(H) Backbone Network

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid

57.	Reteaua de comunicatii pentru modulul monitorizare conditie tehnica si managementul activelor	(M) Condition Monitoring & Asset Management Network (IEC 61850-90-3)
58.	Reteaua de comunicatii de operare	(L) Operation Backhaul Network
59.	Magistrala de date a statiei (LAN A, LAN B)	(E) Intra-substation integration bus
60.	Magistrala de date a retelei de comunicatii de legatura	(G) Intra-center / Intra-data center integration bus
61.	Reteaua de comunicatii a sistemului de contorizare	(C) AMI Backhaul Network
62.	Reteaua de comunicatii dintre statii	(F) Inter-substation network
63.	Reteaua de comunicatii cu tertii	(B) Neighborhood network
64.	Reteaua de acces a utilizatorilor interni	(A) Subscriber Access Network

Anexa H-5 a PD RET - Soluţii noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET

(portofoliu de proiecte inovatoare de digitalizare și parteneriate, sub acronimul DigiTEL)