

Plan de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)

Mai 2023

1. Acest document conține informații și date care sunt proprietatea Distribuție Energie Electrică România S.A.
2. Prezentul document este destinat utilizării exclusive pentru propriile cerințe.
3. Utilizarea integrală sau parțială a acestui document în orice scop sau activitate sau reproducerea parțială/integrală în orice publicație și prin orice procedeu (electronic, mecanic, fotocopiere, microfilmare etc.) este interzisă fără acordul scris al PROPRIETARULUI

Aprobat:
Director General:
Mihaela Rodica Suciu

Director Divizie Strategie și Planificare:

Gabriel Gheorghe

Director Direcție Reglementare și Managementul Activelor:

Gabriela Dobrescu

Manager Departament Strategie Rețea:

Florina Laura Batâr

Întocmit:

Echipa de proiect – aprobată de Directoratul DEER prin Decizia nr. 1344/25.11.2022 care modifica Decizia nr. 688/21.06.2022

Cuprins

Lista de Anexe.....	4
Abrevieri.....	5
1. Cadru general	6
1.1. Prezentarea organizației.....	6
1.2. Scopul și conținutul Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033).....	12
1.3. Cadrul de reglementare.....	13
2. Prezentarea succintă a contextului la nivel național și internațional în domeniul distribuției de energie electrică, strategii și politici în desfășurare, obiectivele și țintele la realizarea cărora contribuie proiectele de investiții din planul de dezvoltare, precum și principiile și metodologiile utilizate la elaborarea planului de dezvoltare, ipotezele și scenariile elaborate, direcțiile de acțiune	16
2.1. Context extern.....	16
2.2. Context intern	19
2.3. Tendințe în distribuția energiei electrice	22
2.4. Obiectivele și țintele Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033).....	24
2.5. Principiile utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)....	27
2.6. Metodologiile/analizele utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)	31
2.7. Ipotezele și scenariile elaborate.....	31
2.8. Factorii de influență a consumului și producției de energie electrică distribuită prin RED aferentă DEER.....	34
2.8.1. Factori de influență a consumului de energie electrică.....	35
2.8.2. Factorii de influență a evoluției capacităților de producție de energie electrică din surse regenerabile.....	41
2.9. Direcții de acțiune.....	43
2.10. Principiile de realizare a proiectelor lucrărilor de investiții	47
2.10.1. Rețele electrice de 110kV	47
2.10.2. Rețele electrice de medie tensiune	50
2.10.3. Posturile de transformare MT/JT	53
2.10.4. Rețele electrice de joasă tensiune	55
2.10.5. Principii de realizare a sistemelor de automatizare și protecții.....	57

2.10.6. Principii de realizare a sistemelor de măsurare inteligentă.....	57
2.10.7. Principii de realizare a infrastructurii de telecomunicații	59
2.10.8. Principii de realizare a infrastructurii IT.....	60
3. Lucrări de investiții necesare în RED în cursul perioadei de perspectivă de 10 ani	61
3.1. Prezentarea generală a investițiilor necesare	61
3.2. Investiții propuse	62
3.3. Investiții pentru eficiența energetică.....	90
3.4. Investiții cu sursa principală de finanțare din Fondul de modernizare.....	91
3.5. Investiții Digitalizare procese	91
3.6. Investiții Automatizare Rețea	91
3.7. Investiții Cyber security.....	91
3.8. Investiții care vizează transformarea digitală a afacerii	92
3.9. Investiții Flexibilitate.....	93
4. Prezentarea stadiului implementării noilor obligații privind digitalizarea rețelei, serviciile de flexibilitate, integrarea consumului dispecerizabil și a producției distribuite din surse regenerabile	97
5. Prezentarea și argumentarea modului de corelare și conformare a planului cu Strategia Energetică a României pe termen mediu și lung și cu PNIEESC, edițiile în vigoare	100
Bibliografie.....	102

Lista de Anexe

Anexa 1	Analiza RED în funcție de vechimea și starea tehnică a elementelor acesteia cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune, categorii de instalații, în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a energiei electrice
Anexa 2	Analiza CPT în RED, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune, categorii de instalații, având ca referință țintele de CPT stabilite de ANRE pentru perioada de reglementare în curs
Anexa 3	Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RED, identificarea măsurilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acesteia, stabilirea calendarului de implementare a măsurilor
Anexa 4	Analize de regim de funcționare a RED în vederea identificării necesarului de lucrări de re tehnologizare/modernizare a instalațiilor RED care conduc la asigurarea/îmbunătățirea indicatorilor de continuitate și a calității tehnice a serviciului de distribuție, precum și la reducerea CPT și a OPEX
Anexa 5	Analize privind evoluția producției și a consumului de energie electrică în zona de licență, evaluarea necesarului de puncte de reîncărcare a vehiculelor, a potențialului de consum dispecerizabil din zonă pentru identificarea necesarului de dezvoltare optimă a RED
Anexa 6	Analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitări de racordare la rețea pe baza planurilor generale/zonale de urbanism transmise de autoritățile locale la solicitarea OD
Anexa 7	Studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung; prezentarea stadiului implementării noilor obligații privind digitalizarea rețelei, serviciile de flexibilitate, integrarea consumului dispecerizabil și a producției distribuite din surse regenerabile
Anexa 8	Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice
Anexa 9	Identificarea zonelor și a instalațiilor pentru care este necesară realizarea de investiții; Identificarea lucrărilor de investiții
Anexa 10	Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții, precum și identificarea surselor de finanțare (fonduri proprii, surse împrumutate și contribuții financiare) - Planul financiar asociat Planului de Dezvoltare RED
Anexa 11	Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate
Anexa 12	Prezentarea modificărilor intervenite în lista proiectelor de investiții față de ediția anterioară a planului de dezvoltare pe 10 ani aprobat de ANRE, cu justificarea documentată a fiecărui obiectiv modificat
Anexa 13	Anexa la LINII DIRECTOARE pentru dezvoltarea rețelelor electrice de distribuție
Anexa 14	Prezentarea stadiului realizării investițiilor cuprinse în ediția anterioară a planului de dezvoltare a RED pe 10 ani aprobat de ANRE, care cuprinde estimări valorice ale impactului întâzierilor sau nerealizării investițiilor cuprinse în ediția precedentă a planului de dezvoltare, cu descrierea, acolo unde este cazul, a implicațiilor de natură tehnică ce pot afecta semnificativ parametrii de funcționare a RED și/sau influenței asupra realizării altor proiecte de investiții aflate în desfășurare sau planificate
Anexa 15	Necesitățile de investiții identificate pe parcursul procesului de consultare desfășurat de DEER

Abrevieri

ACER	Agenția pentru Cooperarea Reglementatorilor din domeniul Energiei
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
BAR	baza activelor reglementate
CAPEX	cheltuieli de investiții
CPT	consum propriu tehnologic
DEER	Distribuție Energie Electrică România
DMS	sistem de management al distribuției
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere și achiziție date
IT	întă tensiune (110 kV)
JT	joasă tensiune (0,4 kV)
LEA	linie electrică aeriană
LES	linie electrică subterană
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index – indicele frecvență medie a întreruperilor scurte în rețea
MT	medie tensiune (6 – 35 kV)
OD	operator de distribuție
OPEX	costuri de operare și mentenanță
OR	operator de rețea
PA	punct de alimentare
PAM	program de asigurare a mentenanței
PC	punct de conexiune
PIF	punere în funcțiune
PTA	post de transformare aerian
PTC	post de transformare în cabină
PTC(a)	post de transformare în anvelopă
PTC(b)	post de transformare în anvelopă de beton
PTC(m)	post de transformare în cabină metalică
PTC(z)	post de transformare în cabină zidită
PTS	post de transformare subteran
RED	rețea electrică de distribuție
RET	rețea electrică de transport
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - indicele durată medie a întreruperilor în rețea
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - indicele frecvență medie a întreruperilor în rețea
SC	stație de conexiune
SCADA	sistem de monitorizare, comandă-control și achiziții de date
SEN	sistemul electroenergetic național
SISC	structuri, instalații, sisteme și componente ale capacităților energetice
ST	stație de transformare
TYNDP	Ten Year Development Plan - planul european de dezvoltare pe 10 ani, menționat la art. 30, alin. (1), lit. (b) din Regulamentul (UE) 2019/943

1. Cadru general

1.1. Prezentarea organizației

În conformitate cu articolul 45 alin. c) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, DEER, în calitate de operator de distribuție, are următoarea atribuție: *“elaborează, prin consultare cu utilizatorii relevanți ai rețelei și cu operatorul de transport și de sistem, un plan transparent de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție, care va fi publicat împreună cu rezultatele procesului de consultare publică cel puțin la fiecare doi ani și prezentat ANRE spre aprobare, însoțit de rezultatele procesului de consultare publică. Planul de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție oferă transparență în privința serviciilor de flexibilitate necesare pe termen mediu și lung și stabilește cel puțin investițiile planificate pentru următorii cinci-zece ani, punând un accent deosebit pe infrastructura de distribuție principală necesară pentru a racorda noile capacități de producere și noii consumatori, inclusiv punctele de reîncărcare pentru vehiculele electrice. Planul de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție include, dar fără a se limita la utilizarea consumului dispecerizabil, a eficienței energetice, a instalațiilor de stocare a energiei sau a altor resurse pe care trebuie să le utilizeze operatorul de distribuție ca alternativă la extinderea sistemului”*.

Distribuție Energie Electrică Romania (DEER) a inclus prin fuziune cele trei companii de distribuție a energiei electrice din cadrul Grupului Electrica, respectiv SDEE Transilvania Nord, SDEE Transilvania Sud și SDEE Muntenia Nord asigurând acoperirea în teritoriu prin sucursalele sale specializate.

Planurile de modernizare și eficientizare a infrastructurii de distribuție energie electrică sunt implementate și monitorizate local prin fiecare structură regională din cele 18 județe care alcătuiesc zona de concesiune pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice.

Misiunea DEER este distribuția de energie electrică la standarde de înaltă calitate, în condiții de siguranță, permanență, accesibilitate și sustenabilitate.

Viziunea DEER este excelență și robustețe în distribuția de energie electrică, prin promovarea inovației în dezvoltarea rețelelor, eficienței energetice, pentru satisfacerea exigențelor utilizatorilor. În consecință, au fost stabilite o serie de **obiective strategice**:

- Smartgrid și promovarea contorizării inteligente;
- Reducerea pierderilor din rețea;
- Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție prin îmbunătățirea indicatorilor de performanță;
- Creșterea eficienței operaționale;
- Digitalizarea proceselor și îmbunătățirea experienței utilizatorilor;
- Investiții în tehnologii avansate (internetul lucrurilor –IoT, internetul energetic).

Amplasarea geografică

Distribuție Energie Electrică Romania (DEER) este un operator de distribuție a energiei electrice care își desfășoară activitatea pe o arie geografică de **97.194 km²**, pe teritoriul a **18 județe** din arealul de acoperire: Cluj, Bihor, Satu Mare, Maramureș, Bistrița-Năsăud, Sălaj, Alba, Brașov, Covasna, Harghita, Mureș, Sibiu, Prahova, Buzău, Galați, Brăila, Dâmbovița și Vrancea.

Fiecare județ este deservit de către o structură regională:

- județ Maramureș - Structura Regională Baia-Mare
- județ Bistrița-Năsăud – Structura Regională Bistrița;
- județ Cluj - Structura Regională Cluj-Napoca;
- județ Bihor – Structura Regională Oradea;
- județ Satu Mare - Structura Regională Satu Mare;
- județ Sălaj - Structura Regională Zalău;
- județ Alba – Structura Regională Alba;
- județ Brașov - Structura Regională Brașov;
- județ Covasna - Structura Regională Covasna;
- județ Harghita - Structura Regională Harghita;
- județ Mureș - Structura Regională Mureș;
- județ Sibiu - Structura Regională Sibiu;
- județ Buzău - Structura Regională Buzău;
- județ Dambovița – Structura Regională Târgoviște;
- județ Galați - Structura Regională Galați;
- județ Prahova – Structura Regională Ploiești;
- județ Vrancea - Structura Regională Focșani;
- județ Brăila - Structura Regională Brăila.



Fig.1 – Județele deservite de DEER

Situația amplasării geografice unde cele 18 structuri regionale își desfășoară activitatea de distribuție a energiei electrice este prezentată în tabelul următor:

Tabelul 1

SR	Judet	Suprafața (km2)	Câmpie Deal		Munte (peste 800m)	
Cluj	Cluj	6.674	76%	5.072	24%	1.601,8
Oradea	Bihor	7.544	76%	5.733	24%	1.810,6
Baia Mare	Maramureș	6.304	57%	3.593	43%	2.710,7
Satu Mare	Satu Mare	4.419	83%	3.668	17%	751,2
Bistrița	Bistrița-Năsăud	5.355	52%	2.785	48%	2.570,4
Zalău	Sălaj	3.864	70%	2.705	30%	1.159,2
Brașov	Brașov	5.363	60%	3.218	40%	2.145,2
Mureș	Mureș	6.696	50%	3.348	50%	3.348,0
Sibiu	Sibiu	5.422	70%	3.795	30%	1.626,6
Alba	Alba	6.242	48%	2.996	52%	3.245,8
Harghita	Harghita	6.639	40%	2.656	60%	3.983,4
Covasna	Covasna	3.710	50%	1.855	50%	1.855,0
Ploiești	Prahova	4.716	74%	3.480	26%	1.235,6
Buzău	Buzău	6.103	50%	3.052	50%	3.051,5
Targoviște	Dâmbovița	4.054	91%	3.689	9%	364,9
Galați	Galați	4.466	100%	4.466	0%	0,0
Brăila	Brăila	4.766	100%	4.766	0%	0,0
Focșani	Vrancea	4.857	100%	4.857	0%	0,0
DEER		97.194	68%	65.734	32%	31.460

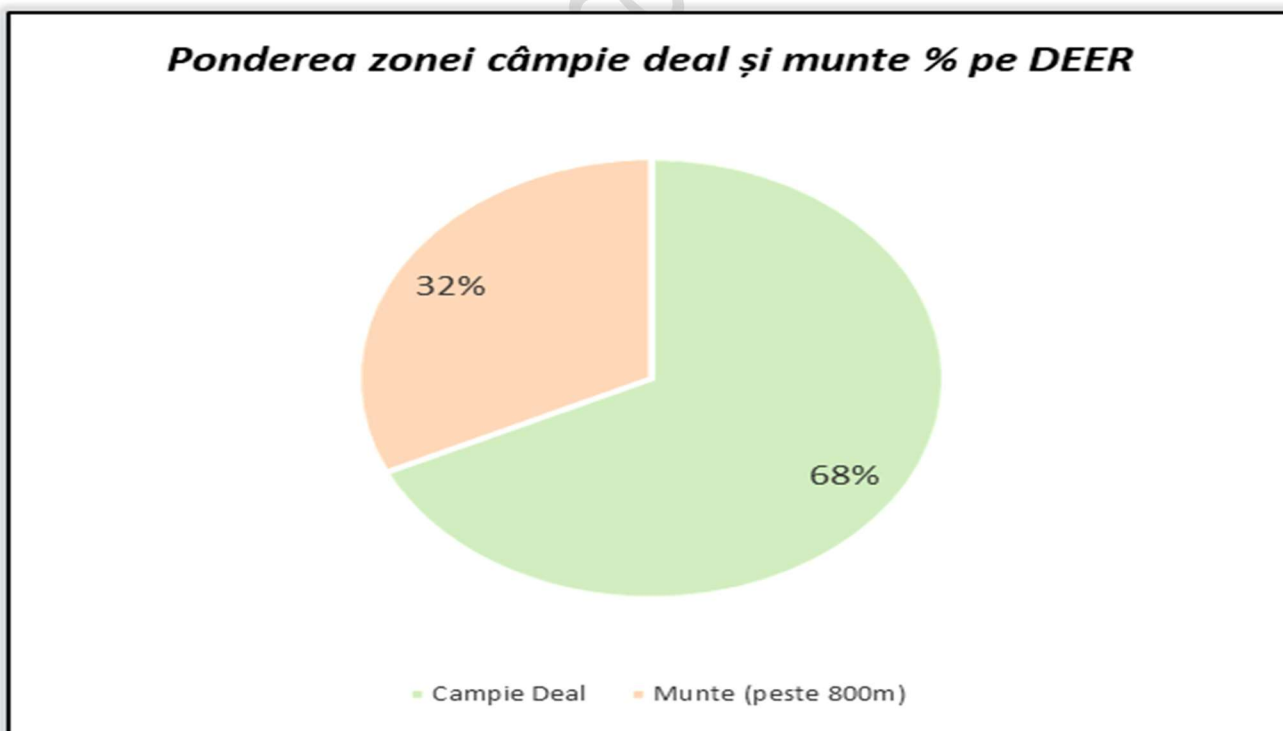


Fig.2 - Aria geografică de desfășurare a activității DEER (%)

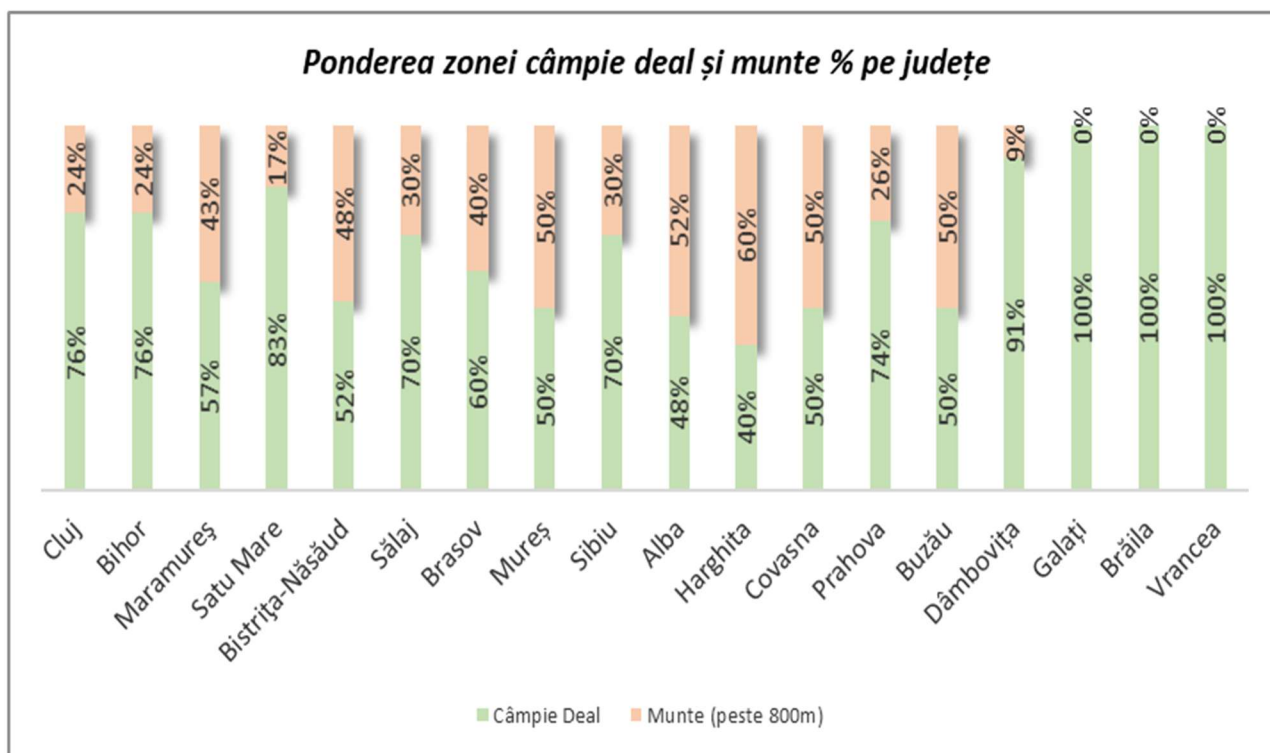


Fig.3 - Aria geografică de desfășurare a activității DEER pe județe (%)

Relieful județelor este de câmpie, deal și de munte. Circa o treime din suprafața deservită (32%) este muntoasă, cu altitudinea maximă:

- SR Oradea - vf. Bihorul (Cucurbata Mare) 1.849 m;
- SR Cluj - masivele Vlădeasa 1.842 m și Muntele Mare 1.826 m;
- SR Baia Mare - Pietrosul Rodnei 2.303 m, Hovârla 2.061 m în masivul Muntele Negru;
- SR Satu Mare - Vârful Pietrosu din Munții Ignișului 1200 m;
- SR Bistrița - Munții Țibleșului la nordul județului, cu înălțimi de până la 1.800 m, Vf. Măgura Țibleșului 1.842 m;
- SR Zalău - culmile Meseșului cu Vârful Măgura Priei 996 m și Plopișului cu Vârful Măgura Mare 918 m;
- SR Brașov - vf. Vistea Mare din munții Făgăraș 2.527m;
- SR Mureș - munților Călimani 2.100 m;
- SR Sibiu - munții Făgărașului cu vârfuri Negoiu, Ciortea, Vârtopeu, Vânătoarea lui Buteanu cuprinse între 2.000 și 2.500 m;
- SR Alba - munții Șureanu ale căror vârfuri ajung la 2.130 de metri Vf. lui Pătru;
- SR Harghita - Vârful Harghita-Mădărași de 1.801 m;
- SR Covasna - Vârful Lăcăuți până la 1.777 metri;
- SR Ploiești - Vf. Caraiman 2.284 m, Vf. Coștila 2.489 m altitudine;
- SR Buzău - vârful Penteleu de 1.772 m, Vârful Lăcăuți până la 1.777 metri;
- SR Târgoviște - vârful Omu 2.505 m, vârful Doamnele 2.402 m.

Restul suprafeței este format în proporție de 68% din câmpie, dealuri și văi.

În zonele de munte datorită condițiilor geografice și de relief (altitudine peste 1000 m, solul preponderent stâncos) și condițiilor grele de acces (drumuri cu restricții de acces în anumite luni ale

anului: noiembrie - martie), sunt condiții deosebite pentru execuția și exploatarea instalațiilor electrice.

Populație

Populația după domiciliu, în care DEER își desfășoară activitatea, conform INS (Institutului de Statistică Națională) la data de 1 iulie 2022, este prezentată în tabelul următor:

Tabelul 2

SR	Județ	Populația INS 1 iulie 2022	Locuitori urban		Locuitori rural	
Cluj	Cluj	740.858	64,59%	477.098	35,41%	263.760
Oradea	Bihor	610.141	50,75%	308.944	49,25%	301.197
Baia Mare	Maramureș	512.588	59,75%	305.770	40,25%	206.818
Satu Mare	Satu Mare	380.430	47,18%	179.162	52,82%	201.268
Bistrița	Bistrița-Năsăud	324.229	40,04%	130.114	59,96%	194.115
Zalău	Sălaj	239.516	43,31%	103.700	56,69%	135.816
Brașov	Brașov	639.035	71,63%	456.298	28,37%	182.737
Mureș	Mureș	581.485	51,55%	299.041	48,45%	282.444
Sibiu	Sibiu	467.727	66,28%	309.236	33,72%	158.491
Alba	Alba	366.306	60,22%	220.729	39,78%	145.577
Harghita	Harghita	325.653	43,57%	141.615	56,43%	184.038
Covasna	Covasna	222.611	49,60%	110.190	50,40%	112.421
Ploiești	Prahova	765.907	50,48%	385.729	49,52%	380.178
Buzău	Buzău	446.655	42,30%	188.623	57,70%	258.032
Targoviște	Dâmbovița	508.301	31,60%	160.246	68,40%	348.055
Galați	Galați	627.591	57,97%	364.800	42,03%	262.791
Brăila	Brăila	327.862	64,76%	211.982	35,24%	115.880
Focșani	Vrancea	374.488	37,42%	140.106	62,58%	234.382
DEER		8.461.383	53,10%	4.493.383	46,90%	3.968.000

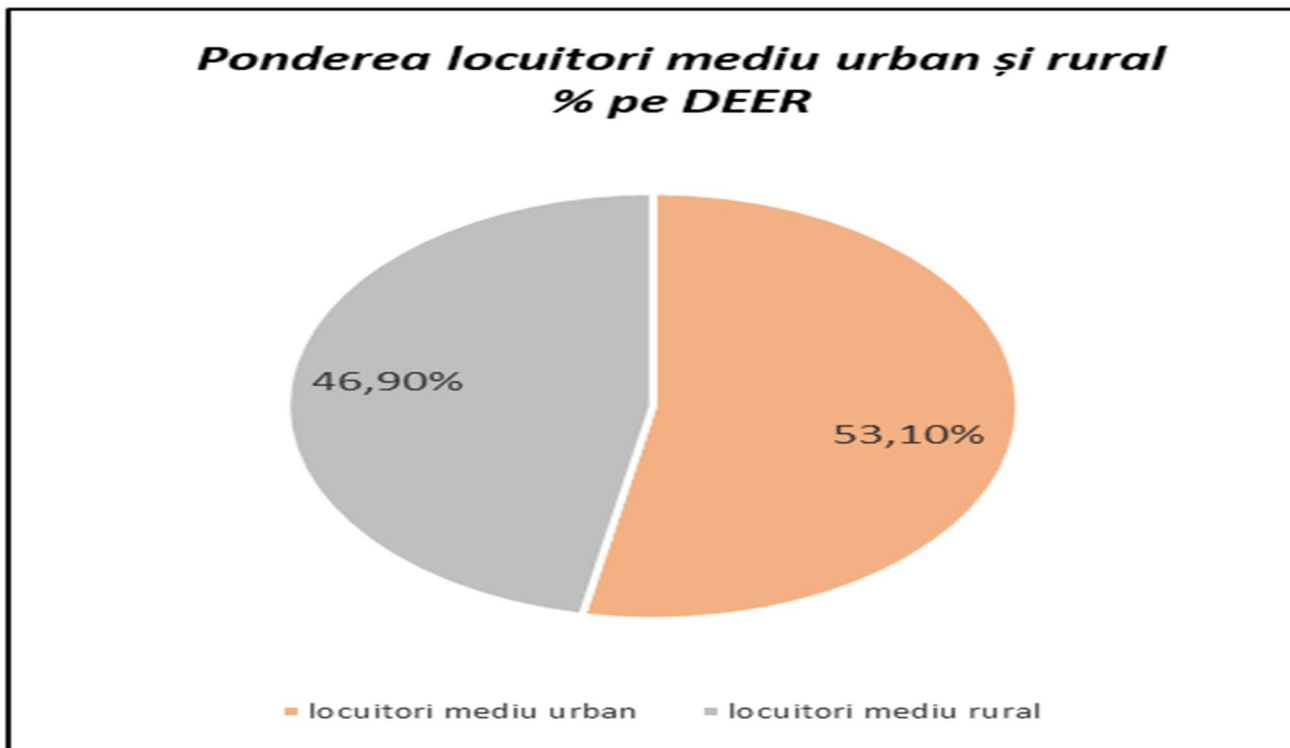


Fig.4 - Repartiția populației DEER(%)

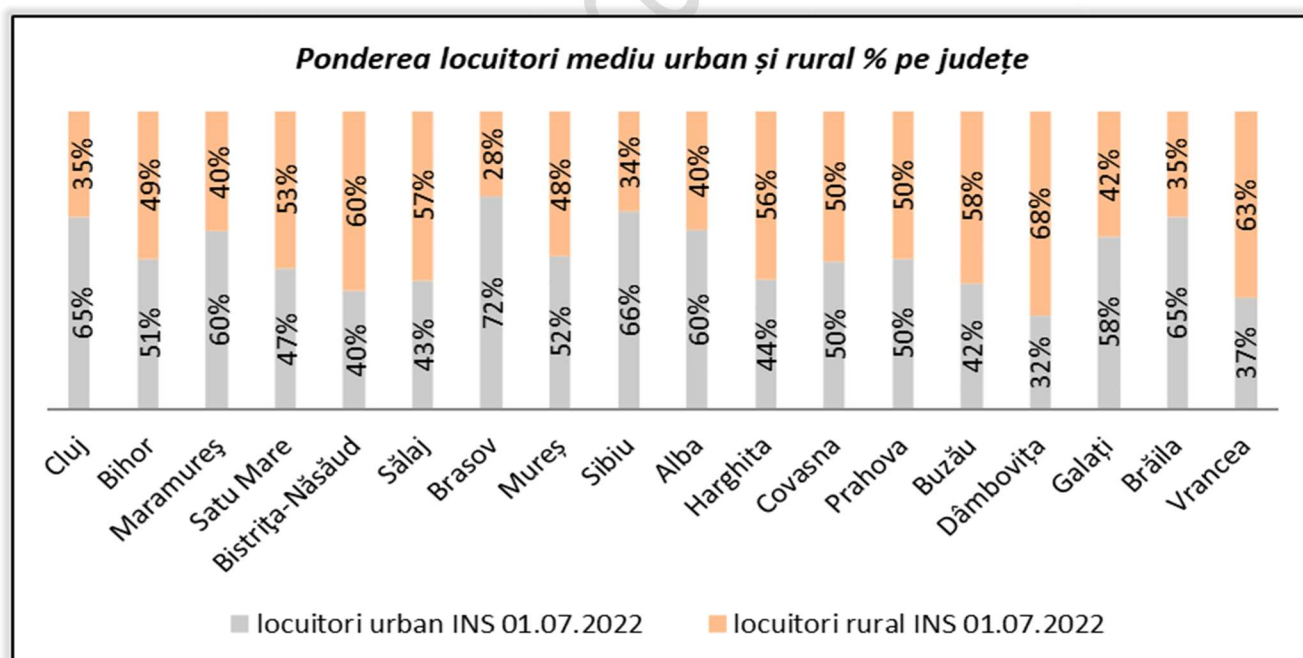


Fig.5 - Repartiția populației urban/rural pe județe DEER(%)

La data de 1 iulie 2022 în mediul urban este concentrată 53,10% din populație, iar în mediul rural 46,90%. Se remarcă un echilibru în ce privește distribuția locuitorilor în mediul urban și cel rural.

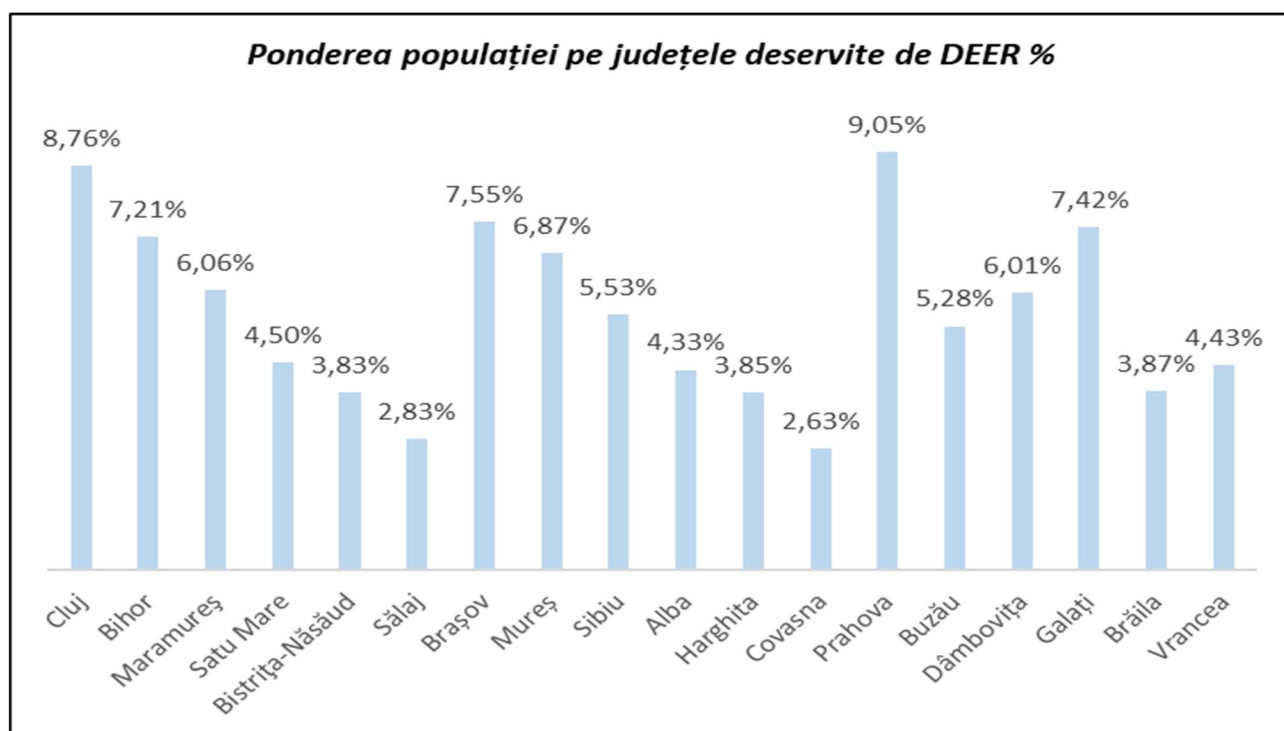


Fig.6 - Repartiția populației pe județe DEER(%)

Peste 9,05% din populația regiunii se regăsește în județul Prahova, urmată de 8,76% în județul Cluj, în timp ce în județul Covasna se înregistrează sub 2,63% din total DEER.

Populația din zona deservită de DEER este, conform datelor INS la 1 iulie 2022, de 8.461.383 de locuitori, și reprezintă 39% din populația României (22.273.309 locuitori). Creșterea populației se datorează creșterii atractivității regiunii prin îmbunătățirea activităților economice și stimularea activităților inovatoare, creșterii accesibilității regiunii prin îmbunătățirea infrastructurilor regionale, ca suport pentru susținerea activităților economice și dezvoltarea educației și a formării profesionale în sprijinul ocupării forței de muncă.

În ceea ce privește gradul de urbanizare, acesta a rămas aproape constant în ultimii ani, 53,10% în anul 2022. Prin urmare, se poate afirma că, în context european și chiar național, regiunea este una puțin urbanizată.

1.2. Scopul și conținutul Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)

Prezentul **Plan de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)** este elaborat având la bază misiunea și viziunea societății DEER, în condițiile dezvoltării economice a zonei de activitate, respectând conținutul prevăzut de Ordinul ANRE nr.98/2022 pentru aprobarea *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice.*

Planul de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033) are ca scop stabilirea viziunii pe termen lung (2024–2033) a dezvoltării rețelelor electrice de distribuție și a unor obiective strategice ambițioase de dezvoltare, prin identificarea, fundamentarea direcțiilor de acțiune (inițiative strategice multianuale) și proiectelor de investiții viitoare pentru DEER cu privire la dezvoltarea rețelei electrice de distribuție, astfel încât societatea să devină un operator de distribuție cu o infrastructură modernă, performantă și eficientă, aliniată la standardele europene.

Planul de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033) cuprinde:

- a) prezentarea succintă a contextului la nivel național în domeniul distribuției de energie electrică, strategii și politici în desfășurare, obiectivele și tinte la realizarea carora contribuie proiectele de investiții din planul de dezvoltare, precum și principiile și metodologiile utilizate la elaborarea planului de dezvoltare, ipotezele și scenariile elaborate, direcțiile de acțiune;
- b) lucrările de investiții care rezultă necesare în RED înaltă și medie tensiune în cursul perioadei de perspectivă de 10 ani, în urma analizelor și studiilor de perspectivă a RED, eșalonarea în timp a proiectelor de investiții, cu evidențierea surselor de finanțare (fonduri proprii, surse împrumutate, contribuții financiare); detalierea planului aferent RED joasă tensiune se realizează pe categoriile rezultate din studiile de perspectivă a RED;
- c) prezentarea modificărilor intervenite în lista proiectelor de investiții față de ediția anterioară a planului de dezvoltare pe 10 ani aprobat de ANRE, cu justificarea documentată a fiecărui obiectiv modificat;
- d) prezentarea stadiului realizării investițiilor cuprinse în ediția anterioară a planului de dezvoltare a RED pe 10 ani aprobat de ANRE, care cuprinde estimări valorice ale impactului întârzierilor sau nerealizării investițiilor cuprinse în ediția precedentă a planului de dezvoltare, cu descrierea, acolo unde este cazul, a implicațiilor de natură tehnică ce pot afecta semnificativ parametrii de funcționare a RED și/sau influenței asupra realizării altor proiecte de investiții aflate în desfășurare sau planificate;
- e) prezentarea stadiului implementării noilor obligații privind digitalizarea rețelei, serviciile de flexibilitate, integrarea consumului dispecerizabil și a producției distribuite din surse regenerabile;
- f) necesitățile de investiții identificate pe parcursul procesului de consultare desfășurat de DEER;
- g) prezentarea și argumentarea modului de corelare și conformare a planului cu Strategia energetică a României pe termen mediu și lung și cu PNIESC, edițiile în vigoare.

1.3. Cadrul de reglementare

Elaborarea **Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)** s-a făcut având la bază următorul cadru de reglementare:

Legislația primară

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

- Legea nr. 123/2012 “Legea energiei electrice și a gazelor naturale” cu modificările și completările ulterioare;
- Strategia energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, versiune preliminară supusă consultării publice în anul 2022;

-
- Planul național privind energia și clima transmis în conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999, edițiile în vigoare;
 - Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, în vigoare;
 - Metodologia pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, în vigoare;
 - Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, în vigoare;
 - Regulamentul de organizare a activității de mentenanță, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, în vigoare;
 - 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) 2019/942/ de instituire a Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autoritatilor de Reglementare;
 - REGULAMENTUL (UE, EURATOM) NR. 617/2010 al Consiliului din 24 iunie 2010 privind informarea Comisiei cu privire la proiectele de investiții în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 736/96;
 - 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 național, județean și local, cu modificările și completările ulterioare;
 - Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
 - Ordinul ANRE nr 127/2022... Ordin de aprobare a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;
 - Ordinul ANRE nr 124/2022, ORDIN de aprobare a Regulilor pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață de către op. de rețea a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport, a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către op. de transport și de sistem și a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către op. de distribuție concesionari și pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 127/2021 pentru aprobarea Regul. privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regul. privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea.

Legislația secundară

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

- Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004;
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 128/2008;
- Codul Comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE nr. 25/2004;
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;
- Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 în vigoare de la 01 iulie 2013 – 31 august 2020;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare; Ordin ANRE nr. 73 din 6 august 2014 (*actualizat*) privind aprobarea Condițiilor generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice;
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin ANRE nr. 103/01.07.2015;
- Ordine și decizii pentru reglementarea tarifelor pentru activitățile de monopol (transport și distribuție) precum și pentru energia electrică produsă pe piața reglementată;
- Ordinul ANRE Nr. 96 din 18.10.2017 pentru aprobarea Regulamentului de Organizare a Activității de Mentenanță;
- Ordin ANRE nr. 98/2022 pentru aprobarea Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice;
- Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 102/2015 cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 184/2019);
- PE 026-92 “Normativ pentru proiectarea sistemului energetic național”;
- NTE 005 “Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice”;
- NTE 004/05/00 Normativ Pentru Analiza și Evidența Evenimentelor Accidentale din Instalațiile de Producere, Transport și Distribuție a Energiei Electrice și Termice aprobat cu Ordinul ANRE nr. 8 din 25.02.2005;
- NTE 005/06/00 Normativ Privind Metodele și Elementele de Calcul al Siguranței în Funcționare a Instalațiilor Electrice aprobat cu Decizia ANRE nr. 1424 din 21.10.2006;
- NTE 009/10/00 Regulament General de Manevre în Instalațiile Electrice de Medie și Înalță Tensiune aprobat cu Ordinul ANRE nr. 25 din 26.08.2010;
- Metodologia de Întocmire a Raportului Financiar de Către Titularii de Licență aprobată cu Ordinul ANRE nr. 59 din 12.06.2008;
- IP-SSM-01 Instrucțiune Proprie De Securitate și Sănătate în Muncă pentru Instalații Electrice în Exploatare gestionate de Societatea Distribuție Energie Electrică Romania ca operator de distribuție din cadrul Grupului Electrica.

2. Prezentarea succintă a contextului la nivel național și internațional în domeniul distribuției de energie electrică, strategii și politici în desfășurare, obiectivele și țintele la realizarea cărora contribuie proiectele de investiții din planul de dezvoltare, precum și principiile și metodologiile utilizate la elaborarea planului de dezvoltare, ipotezele și scenariile elaborate, direcțiile de acțiune

2.1. Context extern

Europa se confruntă cu multiple crize în mod concomitent: războiul din Ucraina, pandemia și criza economică, creșterea prețurilor la facturile de energie, criza climatică și a naturii din ce în ce mai acută. Toate aceste crize au cauze diferite, însă unele soluții sunt comune și prioritizează bunăstarea oamenilor și protejarea naturii.

Războiul din Ucraina și criza energetică au evidențiat dependența Europei de combustibili fosili și au făcut ca nevoia pentru o tranziție rapidă către energie curată, regenerabilă – și utilizarea unor cantități mai mici de energie – să fie mai firească ca oricând. Noua strategie a Comisiei Europene, propusă ca răspuns la criza energetică și războiul din Ucraina, REPowerEU, vine cu o serie de măsuri pentru un viitor sustenabil.

Astfel, devine importantă planificarea eficientă cu o examinare detaliată a modului în care contextul economic poate afecta businessul pe termen scurt, mediu și lung. De asemenea, pe fondul noilor comportamente de muncă/telemuncă și de consum ale utilizatorilor și accelerării digitalizării serviciilor, DEER are nevoie de strategii pentru a răspunde acestor schimbări.

Sistemul Electroenergetic European se transformă rapid pentru a permite integrarea mai multor surse regenerabile, pentru a dezvolta flexibilitatea și a permite consumatorilor să joace un rol mai important. Pentru piețele de energie electrică, această tranziție înseamnă că tranzacționarea trebuie să se apropie mai mult de timpul real, respectând în același timp securitatea funcționării sistemului. Noi jucători, precum agregatorii, operatorii de stocare și participanții la acțiuni de "răspuns la cerere" intră pe piață. Pe măsură ce sistemul se schimbă și integrarea avansează, este tot mai necesară promovarea unei echilibrări eficiente a sistemului energetic pentru a permite tranziția spre energie curate pentru populație.

Strategia UE privind Uniunea Energetică are la bază cinci dimensiuni, care au fost preluate și în Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 al României:

✓ dimensiunea "Decarbonare"

Decarbonarea sectorului energetic prin utilizarea parțială a veniturilor din Mecanismele EU-ETS și din Fondurile Structurale aferente noului Cadru Financiar Multianual 2021-2027 pentru asigurarea resurselor necesare fondurilor de investiții în proiecte și inițiative de eficiență energetică (ex: trecere centrale convenționale în centrale cu ciclu combinat, reducere consumuri servicii interne în centrale, reducere CPT în rețelele de transport și distribuție).

România își propune să aducă o contribuție echitabilă la realizarea țintei de decarbonare a Uniunii Europene și va urma cele mai bune practici de protecție a mediului. Aplicarea schemei EU-ETS și respectarea țintelor anuale de emisii pentru sectoarele non-ETS reprezintă angajamentele principale pentru realizarea țintelor. Pentru sectoarele care fac obiectivul schemei EU-ETS, obiectivul general al României de reducere a emisiilor se ridică la aproximativ 44% până în 2030 față de anul 2005.

✓ dimensiunea “Eficiență energetică”

Dimensiunea Eficiență Energetică are o importanță semnificativă în PNIESC 2021-2030, întrucât pachetul “Energie Curată pentru Toți Europeii” prioritizează eficiența energetică în procesul de tranziție către o energie curată.

Prin obiectivele asumate în domeniu, România trebuie să contribuie la îndeplinirea țintei Uniunii privind eficiența energetică (un consum de energie primară de maxim 1.273 Mtep, respectiv de 956 Mtep energie finală).¹⁹ Astfel, ținta globală este de cel puțin 32,5% în 2030 la nivelul UE, așa cum se menționează la articolul 1 alineatul (1) și la articolul 3 alineatul (5) din Directiva 2012/27/UE, obiectiv care poate fi revizuit în sens ascendent în anul 2023.

Raportat la prognoza consumului de energie primară aferentă anului 2030, așa cum a fost calculată în scenariul PRIMES 2007 pentru România, respectiv 58,7 Mtep, scenariul WAM indică o scădere de 45,1% la nivelul anului 2030. În contextul măsurilor și politicilor adiționale, România țintește la 2030 un consum primar de energie de 32,3 Mtep, respectiv un consum final de energie de 25,7 Mtep.

Reînnoirea parcului auto - reducerea emisiilor GES, prin menținerea unui parc auto cu autovehicule (Euro 6), eficiente sau vehicule cu propulsie electrică sau pe bază de gaz natural (GNC/GNL) și prin posibilitatea interzicerii înmatriculării autovehiculelor cu norme de poluare Euro 3 și Euro 4.

✓ dimensiunea “Securitate energetică”

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvănței acestuia.

Asigurarea flexibilității și adecvănței sistemului energetic național reprezintă un obiectiv important pentru România în domeniul securității energetice. În conexiune cu obiectivul de asigurare a unui mix energetic diversificat, România își propune să înlocuiască capacitățile de producție de energie electrică care vor ieși din exploatare cu capacități noi, eficiente și cu emisii reduse, la nivelul anului 2030 (a se vedea Planul de Decarbonare propus de Complexul Energetic Oltenia). Până la înlocuirea capacităților pe cărbune cu capacități noi bazate pe tehnologii cu emisii reduse, se au în vedere lucrări de reabilitare și creșterea eficienței energetice a capacităților existente și care vor rămâne în exploatare din rațiuni de asigurare a securității energetice a României.

România își propune, de asemenea, obiective cu privire la încurajarea consumului dispecerizabil în vederea asigurării răspunsului la variațiile cererii precum și obiective cu privire la stocarea energiei.

Flexibilitatea sistemului energetic prin implementarea măsurilor de consum dispecerizabil (Demand Response) va contribui la integrarea SRE în SEN prin reducerea/mutarea consumului din orele de vârf (spre orele de gol de sarcină), precum și posibilitatea participării consumatorului final (ca prosumer) la piața de producere a energiei electrică, elemente importante având în vedere caracteristica de intermitență a SRE.

✓ dimensiunea “Piață internă a energiei”

Digitalizarea sistemului energetic românesc prin dezvoltarea contoarelor și rețelelor inteligente va contribui inclusiv la o mai mare integrare a SRE în SEN. Contoarele inteligente vor avea ca beneficii identificarea profilelor de consum final ale utilizatorilor finali și astfel

creșterea predictibilității vânzărilor de energie electrică. În plus, digitalizarea va contribui la creșterea SRE prin dezvoltarea rețelelor inteligente, deoarece acestea permit comunicații bidirecționale; spre exemplu, energia din surse regenerabile ar putea fi încurajată prin implementarea tehnologiilor de tip Grid-to-Vehicle și Vehicle-to-Grid (dezvoltarea electromobilității – SRE-T). De asemenea, digitalizarea sistemului energetic va fi esențială pentru funcționarea în condiții de siguranță a contoarelor și rețelelor inteligente, asigurând protecția împotriva atacurilor informatice.

Digitalizarea joacă un rol important în observarea caracteristicilor consumatorilor, contribuind astfel decisiv la identificarea și prioritizarea nevoilor acestora de implementare de măsuri de eficiență energetică. De asemenea, contoarele inteligente, componentă a digitalizării, conduce la reducerea consumului final (prin diminuarea pierderilor comerciale de rețea). Digitalizarea sistemului energetic românesc va contribui la funcționarea în condiții de siguranță a acestuia, prin îmbunătățirea capacității de răspuns la atacurile cibernetice și intensificarea eforturilor în acest sens. Statul român va susține inițiativele specifice din Planul de Dezvoltare a RET privind standardizarea protocoalelor de comunicații cu operatorii de rețea și intensificarea eforturilor de prevenire a atacurilor cibernetice.

De asemenea, vor fi încurajate parteneriatele de colaborare între centrele specializate pentru securitate cibernetică (spre exemplu, CERT-RO) cu operatorii privați din domeniul energiei și suport pentru proiectele privind noi centre de testare pentru echipamentele de control industrial din punct de vedere al securității cibernetice.

✓ dimensiunea “Cercetare, inovare și competitivitate”

Adoptarea de tehnologii avansate în sectorul energetic prin digitalizarea sistemului energetic, prin realizarea proiectelor de tip Smart Grid și susținerea inițiativelor Transelectrica/operatorilor de distribuție. Sprijinirea inițiativelor de Cercetare-Inovare, precum și adoptarea graduală a tehnologiilor cu funcționalitate și beneficii dovedite din zone precum Internet of Things, stocare descentralizată, blockchain și aplicații inteligente, prin intensificarea parteneriatelor public-privat.

Realizarea și dezvoltarea rețelelor inteligente pentru tranziția energiei, este o acțiune în slujba utilizatorului și vine în sprijinul măsurilor privind protecția mediului. Rețelele de energie, în special rețelele de energie electrică mai puternice și mai inteligente, interconectate cu rețelele de încălzire, gaze și transport, joacă un rol cheie în tranziția energetică, sprijinind în același timp securitatea aprovizionării și accesibilitatea.

Foia de parcurs privind energia 2050 a Comisiei Europene și Strategia Uniunii Energiei sprijină pe deplin obiectivul decarbonizării economiei europene. Viziunea europeană privind energia pentru 2030 și Planul strategic pentru tehnologia energetică (SET), viziunea pentru 2050 este: un sistem energetic paneuropean integrat cu un nivel scăzut de emisii de carbon, sigur, fiabil, rezistent, accesibil, rentabil și bazat pe piață, care alimentează întreaga economie și pregătește calea pentru o economie total neutră din punct de vedere al CO₂ și circulară până în anul 2050, menținând și poziția de leader în sistemele energetice globale în timpul tranziției energetice.

Se așteaptă ca abordarea europeană să conducă la costuri mai reduse și la alimentarea cu energie mai sigură, comparativ cu abordarea sistemelor naționale individuale. Cu o piață comună a energiei, energia poate fi produsă acolo unde este mai ieftină și livrată acolo unde este necesară.

Transformările tehnologice, politicile de mediu bazate pe diminuarea emisiilor de GES și pe schimbarea atitudinilor sociale în favoarea „energiilor curate”, ținta impusă statelor membre UE de

reducere a emisiilor de gaze până în 2050, vor avea impact direct în dezvoltarea rețelelor de distribuție la nivelul DEER.

Aceste schimbări presupun:

- dezvoltarea de rețele inteligente cu coordonare în timp real și cu comunicare în dublu sens, susținute de creșterea capacității de analiză și transmitere a volumelor mari de date, cu optimizarea consumului de energie; rețelele inteligente sunt sigure, flexibile și adaptabile și contribuie la creșterea performanței sistemului energetic;
- întărirea rețelei de distribuție astfel încât să poată distribui în condiții de siguranță energia produsă de producători și tranzitată spre SEN;
- digitalizarea sistemului energetic național în segmentele de transport, distribuție și consum;
- armonizarea regulilor de dispecerizare pentru toate tipurile de capacități;
- o mai bună informare și o sporire a drepturilor consumatorilor, inclusiv prin înlesnirea condițiilor de participare la piața de energie electrică din rolul de prosumator;
- crearea unei entități de coordonare a activității operatorilor rețelelor de distribuție la nivel OTS cu atribuții în integrarea SRE, producția distribuită de energie electrică etc.

Inerenta încurajare a creșterii producției de energie din surse eoliene și fotovoltaice ridică problema adecvănței SEN și a regulilor de funcționare a piețelor de energie electrică. Pe termen lung, creșterea producției descentralizate de energie electrică poate duce la un grad sporit de reziliență și necesitatea reorganizării întregului sistem de transport și distribuție, în mod special în condițiile apariției consumatorilor activi (prosumator) și a maturizării capacităților de stocare a energiei electrice.

2.2. Context intern

Viziunea Strategiei Energetice a României este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate, creștere economică și accesibilitate, în contextul implementării noului pachet legislativ Energie curată pentru toți europenii 2030, cu stabilirea țințelor pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, a surselor regenerabile de energie și a eficienței energetice precum și cu perspectiva implementării de către România a Pactului Ecologic European 2050.

Creștere înseamnă:

- folosirea tehnologiilor inovatoare nepoluante în toate subsectoarele sistemului energetic și menținerea României ca stat furnizor de energie, factor de stabilitate energetică în zona sud-europeană;
- construirea de noi capacități de producție bazate pe tehnologii de vârf nepoluante;
- tranziția de la combustibili solizi (cărbune, lignit, etc.) spre gaz natural și surse regenerabile de energie;
- re tehnologizarea și modernizarea capacităților de producție existente și încadrarea lor în normele de mediu, întărirea rețelelor de transport și distribuție de energie;
- încurajarea producerii de energie descentralizată;
- încurajarea creșterii consumului intern în condiții de eficiență energetică;
- dezvoltarea rețelelor electrice în concept de rețele inteligente (smart grid) și internet energetic, apte să faciliteze interacțiunea în timp real cu prosumatorii;
- îmbunătățirea accesului la surse alternative de energie.

Încadrarea în sistem a unui volum important de centrale cu funcționare intermimentă necesită dotarea rețelelor electrice de transport și distribuție a energiei electrice cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă: infrastructură performantă de telecomunicații, sisteme inteligente de

măsurare a energiei electrice, dispozitive și echipamente electrice inteligente, cu aplicații informatice dedicate, care să permită transformarea rețelelor dintr-o zonă pasivă a sistemului electroenergetic în zone active capabile să sesizeze modificarea unor parametri de stare importanți și să-și modifice configurația pentru a răspunde noilor condiții.

Strategia energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, versiune preliminară supusă consultării publice în anul 2022, are opt obiective strategice fundamentale care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2022-2030 și orizontul de timp al anului 2050.

Obiectivele Strategiei Energetice sunt:

1. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii;
2. Energie curată și eficiență energetică;
3. Modernizarea sistemului de guvernare corporativă și a capacității instituționale de reglementare;
4. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;
5. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;
6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane calificate;
7. România, furnizor regional de securitate energetică;
8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.

Obiectivele strategice ale sectorului energetic românesc sunt exprimate concret printr-un set de obiective operaționale.

La rândul lor, obiectivele operaționale sunt urmărite prin intermediul unor acțiuni și măsuri prioritare. Dintre acestea subliniem următoarele:

- ✓ Creșterea flexibilității sistemului energetic național prin digitalizare, rețele inteligente și prin dezvoltarea categoriei consumatorilor activi (prosumator):
 - Digitalizarea sistemului energetic național în segmentele de transport, distribuție și consum;
 - Încurajarea prosumatorilor, atât casnici, cât și industriali și agricoli, concomitent cu dezvoltarea rețelelor și a contoarelor inteligente;
 - Integrarea sistemelor de producție distribuită și a prosumatorilor în sistemul electroenergetic.
- ✓ Protecția infrastructurii critice împotriva atacurilor fizice, informatice și a calamităților:
 - Implementarea de măsuri de securizare fizică a infrastructurii critice față de posibile acte teroriste;
 - Securitatea informatică a sistemelor de control a rețelelor energetice prin întărirea barierelor de protecție, precum și prin cooperare internațională;
 - Asigurarea mentenanței și a lucrărilor de modernizare a sistemului energetic în ansamblul său pentru menținerea la standard de siguranță a obiectivelor critice (lacuri, diguri, baraje etc.);
 - Operaționalizarea sistemelor de avertizare/alarmare a populației și realizarea exercițiilor de apărare civilă.
- ✓ Dezvoltarea parteneriatelor strategice ale României pe dimensiunea energetică:
 - Atragerea investițiilor companiilor energetice de vârf în sectorul energetic românesc;
 - Dezvoltarea cooperării în domeniul cercetării științifice și a transferului de knowhow;

-
- Cooperarea cu autoritățile statelor partenere pentru creșterea securității infrastructurii.
 - ✓ Înlocuirea, la orizontul anului 2030, a capacităților de producție de energie electrică care vor ieși din exploatare cu capacități noi, eficiente și cu emisii reduse:
 - Investiții în capacități noi de generare a energiei electrice, sub constrângerea realizării obiectivelor de securitate energetică, competitivitate și decarbonare a sectorului energetic;
 - Asigurarea unui cadru de neutralitate tehnologică pentru dezvoltarea mixului energetic național;
 - Asigurarea mecanismelor de finanțare pentru investițiile în capacități noi de producere a energiei electrice fără emisii de GES, în condiții de eficiență economică.
 - ✓ Creșterea eficienței energetice pe întreg lanțul valoric al sectorului energetic:
 - Definirea clară a conceptului de „eficiență energetică” în sensul în care acesta corespunde creșterii randamentelor și reducerii pierderilor, în condițiile creșterii economice și a consumului;
 - Valorificarea potențialului de eficiență energetică în sectorul clădirilor, prin programe de izolare termică în sectorul public, al blocurilor de locuințe și al comunităților afectate de sărăcie energetică și implementarea Strategiei de Renovare pe Termen Lung;
 - Abordarea integrată a sectorului de încălzire centralizată a clădirilor, cu coordonarea proiectelor de investiții pe lanțul valoric – producție, transport și consum eficient al agentului termic;
 - Dezvoltarea contorizării inteligente și a rețelelor inteligente;
 - Implementarea de măsuri de diminuare a pierderilor tehnice de rețea și de combatere a furturilor de energie.
 - ✓ Eficientizarea activității economice a companiilor energetice cu capital de stat:
 - Îmbunătățirea managementului companiilor energetice cu capital de stat în sensul creșterii valorii lor pe termen mediu și lung, fără considerente politice sau sociale;
 - Eliminarea pierderilor în companiile energetice cu capital de stat;
 - Optimizarea economică a portofoliilor de active și de proiecte de investiții ale companiilor energetice de stat.
 - ✓ Reducerea emisiilor de GES și noxe în sectorul energetic:
 - Activitățile curente și proiectele companiilor din sectorul energetic trebuie să respecte legislația de mediu și să aplice cele mai bune practici internaționale de protecție a mediului;
 - Reducerea în continuare a emisiilor de poluanți în aer, apă și sol, aferente sectorului energetic;
 - Susținerea cercetării științifice pentru decarbonarea sectorului energetic;
 - Promovarea combustibililor alternative;
 - Reducerea volumului și depozitarea în siguranță a deșeurilor radioactive la producător (CNE Cernavodă) și corelarea cu „Strategia Națională pe termen mediu și lung privind gestionarea în siguranță a combustibilului nuclear uzat și a deșeurilor radioactive”.
 - ✓ Transparentizarea actului administrativ, simplificarea birocrăției în sectorul energetic:
 - Reducerea birocrăției prin transparentizare, digitalizare și introducerea „ghișeului unic”;
 - Introducerea celor mai bune practici privind transparența și responsabilitatea în interacțiunea dintre consumator și sistemul administrative;
 - Dezvoltarea de mecanisme instituționale (precum avertizorii de integritate); publicarea de rapoarte periodice asupra achizițiilor publice realizate și a tuturor sponsorizărilor acordate;
-

-
- Eliminarea conflictelor de interese între instituții publice și companii energetice cu capital de stat.
 - ✓ **Suținerea educației și promovarea cercetării științifice; securitate și sănătate în muncă:**
 - Dezvoltarea învățământului superior în domeniul energiei și armonizarea sa cu nevoile sectorului energetic; Parteneriate cu industria energetică pentru educație și formare profesională;
 - Suținerea învățământului mediu profesional în domeniul energiei;
 - Suținerea activității de cercetare științifică, dezvoltare tehnologică și inovare în domeniul energiei; dezvoltarea de parteneriate cu industria energetică, precum și cu centrele universitare;
 - Dezvoltarea capacității de atragere a surselor de finanțare europene și internaționale pentru cercetare științifică, prin participarea în consorții internaționale a institutelor de cercetare – dezvoltare – inovare;
 - Programe de formare continuă pentru specialiștii din administrație ai sectorului energetic;
 - Instruire continuă pentru prevenirea riscurilor profesionale, protecția sănătății și securitatea lucrătorilor, eliminarea factorilor de risc și accidentare.
 - ✓ **Îmbunătățirea guvernancei corporative a companiilor cu capital de stat:**
 - Implementarea normelor privind guvernarea corporativă a companiilor cu capital de stat și introducerea unor mecanisme de monitorizare a performanței manageriale a acestor companii;
 - Asigurarea profesionalismului și transparenței procesului de selecție a echipei de management, cu o publicare detaliată a criteriilor de selecție și a rezultatelor intermediare și finale.
 - ✓ **Creșterea accesului populației la energie electrică, energie termică și gaze naturale:**
 - Îmbunătățirea accesului la surse alternative de energie, prin dezvoltarea rețelelor de distribuție;
 - Dezvoltarea, din diverse surse de finanțare, de micro-rețelele și de sisteme de generare distribuită a energiei electrice, cu prioritate pentru gospodăriile fără acces la energie electrică;
 - Dezvoltarea de politici publice la nivelul unităților administrative locale privind modul de asigurare a energiei termice pentru comunități;
 - Dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale la nivelul întregii țări.

2.3. Tendințe în distribuția energiei electrice

Tendințele care în viitor vor influența direcțiile strategice ale DEER vor fi:

- apariția și răspândirea prosumatorilor - capacitățile de generare regenerabile la scară mică vor putea satisface în mare parte consumul propriu;
- apariția și răspândirea producătorilor;
- mobilitatea electrică - creșterea parcului auto de vehicule electrice va avea un impact semnificativ asupra energiei distribuite și a siguranței rețelei: variații de tensiune semnificative introduse în rețea, rata de consum crescută pentru infrastructura de încărcare rapidă etc;
- implementarea serviciilor de flexibilitate în cazul congestiilor în RED - nevoia de flexibilitate a consumului și producerii: prin aplicarea conceptului de Demand-Response - se poate ameliora solicitarea rețelei în timpul orelor de vârf; consumul de energie poate fi distribuit în mod eficient de-a lungul zilei;

-
- integrarea în RED a instalațiilor de stocare, în cadrul lucrărilor de întărire pentru racordarea producătorilor.

Parlamentul European a aprobat reglementările europene cuprinse în Programul “Clean Energy for All Europeans” cuprinzând următoarele documente:

- Regulamentul nr. 941/2019 privind pregătirea pentru riscuri în sectorul energiei electrice;
- Regulamentul nr. 942/2019 de instituire a Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare;
- Regulamentul nr. 943/2019 privind piața internă de energie electrică;
- Directiva nr. 944/2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică.

Cele 2 regulamente din urmă aduc cele mai multe modificări și impactează cel mai mult activitatea OD-urilor, privind:

- **Digitalizare** - În Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică, la Articolul 55, printre atribuțiile unui OD se menționează la pct (d):” contribuirea la digitalizarea sistemelor de distribuție, inclusiv implementarea rețelelor inteligente și a sistemelor de contorizare inteligentă.”

Tot în acest Regulament, la Articolul 18 pct (8) se menționează faptul că: “Metodologiile de stabilire a tarifelor de distribuție stimulează operatorii de distribuție să-și exploateze și să-și dezvolte rețelele în cel mai eficient mod din punct de vedere al costurilor, inclusiv prin achiziționarea de servicii. În acest scop, autoritățile de reglementare recunosc costurile relevante drept eligibile și includ aceste costuri în tarifele de distribuție și pot introduce obiective de performanță pentru a stimula operatorii de distribuție să sporească gradul de eficiență în rețelele lor, inclusiv prin eficiența energetică, flexibilitate și dezvoltarea rețelelor inteligente și a sistemelor de contorizare inteligentă.”

În Directiva (UE) 2019/944 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (51), se menționează faptul că: “Statele membre ar trebui să încurajeze modernizarea rețelelor de distribuție, spre exemplu, prin introducerea de rețele inteligente care ar trebui construite astfel încât să încurajeze producerea descentralizată și eficiența energetică. (...) Sistemele de contorizare inteligentă le permite, de asemenea, operatorilor de distribuție să aibă o vizibilitate mai bună asupra rețelelor și, în consecință, să își reducă costurile de funcționare și de întreținere și să transfere aceste economii consumatorilor, prin aplicarea unor tarife mai mici de distribuție”.

- **Prosumatori** – odată cu creșterea numărului de prosumatori, întărirea/pregătirea rețelelor de distribuție pentru tranzitare energie electrică și pentru contorizare inteligentă devine o responsabilitate prioritară a OD.
- **E-mobility** – în Directiva (UE) 2019/944 Articolul 33 Integrarea electromobilității în rețeaua electrică este menționat:” (...) statele membre furnizează cadrul de reglementare necesar pentru a facilita conectarea punctelor de reîncărcare private și cu acces public la rețelele de distribuție. Statele membre se asigură că operatorii de distribuție cooperează în mod nediscriminatoriu cu orice întreprindere care deține, dezvoltă, exploatează sau administrează puncte de reîncărcare pentru vehiculele electrice, inclusiv în ceea ce privește conectarea la rețea.

Operatorilor de distribuție nu li se permite să dețină, să dezvolte, să administreze sau să exploateze puncte de reîncărcare pentru vehicule electrice, cu excepția cazului în care operatorii de distribuție dețin puncte de reîncărcare private exclusiv pentru uz propriu. Prin derogare, statele membre pot permite operatorilor de distribuție să dețină, să dezvolte, să administreze sau să exploateze puncte de reîncărcare pentru vehicule electrice numai dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții: (a)

în urma unei proceduri de licitație deschise, transparente și nediscriminatorii, supuse revizuirii și aprobării de către autoritatea de reglementare, fie nu li s-a atribuit altor părți dreptul de a deține, de a dezvolta, de a administra sau de a exploata puncte de reîncărcare pentru vehiculele electrice, fie aceste alte părți nu pot furniza respectivele servicii la un cost rezonabil și în timp util; (b) autoritatea de reglementare a efectuat o analiză ex ante a condițiilor procedurii de licitație în temeiul literei (a) și și-a dat aprobarea; (c) operatorul de distribuție exploatează punctele de reîncărcare pe baza accesului la rețea al terților în conformitate cu articolul 6 și nu face discriminari între utilizatorii sau categoriile de utilizatori ai sistemului, în special în favoarea întreprinderilor sale conexe”.

- **Storage** - în Directiva (UE) 2019/944 Articolul 36 Deținerea de instalații de stocare a energiei de către operatorii de distribuție se menționează că: Operatorii de distribuție nu dețin, nu dezvoltă, nu administrează și nu exploatează instalații de stocare a energiei. (2) Prin derogare de la alineatul (1), statele membre pot permite operatorilor de distribuție să dețină, să dezvolte, să administreze sau să exploateze instalații de stocare a energiei care sunt componente de rețea complet integrate și au fost aprobate de către autoritatea de reglementare sau dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții: (a) în urma unei proceduri de licitație deschisă, transparentă și nediscriminatorie, supusă revizuirii și aprobării de către autoritatea de reglementare, nu li s-a atribuit altor părți dreptul de a deține, de a dezvolta, de a administra, sau de a exploata astfel de instalații sau aceste alte părți nu pot furniza respectivele servicii la un cost rezonabil și în timp util; (b) astfel de instalații sunt necesare pentru ca operatorii de distribuție să își îndeplinească obligațiile care le revin în temeiul prezentei directive în vederea exploatarii eficiente, fiabile și sigure a sistemului de distribuție, iar instalațiile nu sunt utilizate pentru a cumpara sau vinde energie electrică pe piețele de energie electrică; și (c) autoritatea de reglementare a evaluat necesitatea unei astfel de derogări și a efectuat o evaluare a procedurii de licitație, inclusiv a condițiilor respectivei proceduri de licitație și și-a dat aprobarea.

Regulamentul 943/2019 prevede printre altele:

- 1 ianuarie 2021, decontare 15 minute;
- tarife distribuție tip binom și/sau diferențiate orar.

Directiva 944/2019 prevede printre altele:

- achiziția CPT - OD acționează ca un facilitator de piață neutru în achiziționarea energiei pentru CPT, conform unor proceduri transparente, nediscriminatorii și bazate pe piață, atunci când îndeplinește această funcție;
- cel puțin 80 % dintre clienții finali trebuie să dispună de contoare inteligente până în 2024;
- schimbarea furnizorului în 24 de ore începând cu anul 2026;
- comunitățile de energie ale cetățenilor (CEC) au acces la toate piețele de energie electrică, fie direct, fie prin agregare, în mod nediscriminatoriu.

Regulamentele UE nr. 941, 942, 943/2019 se aplică începând cu 1 ianuarie 2020, fără a fi necesară transpunerea în legislația națională.

2.4. Obiectivele și țintele Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012 și a Ordinului ANRE nr.73/2014 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, DEER planifică, dezvoltă și rețehnologizează/modernizează rețelele electrice de distribuție din gestiunile proprii, în condiții de eficiență economică, cu respectarea reglementărilor tehnice în vigoare, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și

elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE și proprietarului rețelei.

La baza elaborării Planului de dezvoltare au stat Strategiile și Politicile Guvernului României, obiectivele noii politici a Uniunii Europene pentru o Energie Competitivă și Sigură, studii și analize de perspectivă a RED.

Strategia DEER pentru dezvoltarea rețelelor electrice de distribuție are mai multe obiective strategice fundamentale care presupun analiza și planificarea pentru perioade scurte, medii și lungi de timp: 2024-2030-2050.

În domeniul distribuției de energie electrică identificăm două obiective a căror realizare presupune o abordare echilibrată, corelată efortul și sursele de finanțate a investițiilor:

- ✓ **Energie curată și eficiență energetică** – obiectivul DEER este identificarea și implementarea celor mai bune practici de protecție a mediului și asigurarea eficienței energetice în dezvoltarea RED prin:
 - asigurarea distribuției energiei produsă din SRE;
 - reducerea consumului propriu tehnologic (CPT);
 - reducerea costurilor de mentenanță, în mod special al costurilor cu transportul;
 - utilizarea echipamentelor cu caracteristici tehnice avansate și cu mentenanță care tinde spre zero.
- ✓ **Asigurarea accesului la energie electrică** pentru toți utilizatorii de energie electrică (consumatori, prosumatori și producători) - obiectivul stabilește ca prioritate finalizarea electrificării României și menținerea sistemelor de distribuție a energiei electrice în strânsă corelație cu dezvoltarea socio-economică.

Aceste obiective strategice vor fi îndeplinite simultan printr-un set de acțiuni prioritare eșalonate în timp, cu un calendar de realizare pe termen scurt, mediu și lung.

În acest sens au fost identificate următoarele **priorități de investiții**:

- Digitalizarea rețelelor și implementarea pas cu pas a conceptului de SMART GRID:
 - implementarea de soluții digitale pentru izolarea defectelor și realimentarea cu energie în mediul rural și urban;
 - digitalizarea stațiilor de transformare și soluții privind controlul rețelei de la distanță - integrare stații în SCADA;
 - utilizarea de echipamente și sisteme inteligente pentru asigurarea calității energiei electrice (SMI și analizoare);
 - creșterea flexibilității sistemului de distribuție prin digitalizare, dezvoltarea contorizării inteligente;
- Consolidarea rețelelor de distribuție a energiei electrice cu scopul de a asigura parametrii tehnici necesari;
- Măsuri de creștere a adecvantei rețelei naționale de energie electrică pentru a crește capacitatea de integrare a energiei provenite din surse regenerabile, de natură variabilă;
- Dezvoltarea rețelelor pentru asigurarea racordării punctelor de reîncărcare a vehiculelor electrice;
- Reînnoirea parcului auto pentru reducerea emisiilor GES cu autovehicule (Euro 6), eficiente sau vehicule cu propulsie electrică;
- Adoptarea de tehnologii avansate în sectorul energetic;
- Implementarea de măsuri de diminuare a pierderilor tehnice de rețea și de combatere a furturilor de energie.

Proiectele de investiții propuse în Planul de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033) au ca scop realizarea următoarelor ținte:

✓ **Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție și creșterea eficienței operaționale** la un nivel superior comparativ cu media națională actuală, cu scopul:

– **Reduceri numărului de întreruperi accidentale (neplanificate) anuale** în principal prin lucrările de modernizări ale rețelelor electrice existente de medie tensiune:

SAIFI neplanificat sub media agregată pe RO calculată la nivelul OD.

– **Reduceri duratei medii anuale a unei întreruperi accidentale (neplanificate)** în principal prin lucrări de modernizare a instalațiilor, de integrare în SCADA a elementelor rețelelor electrice și de optimizare a RED:

Ne propunem la nivel DEER o reducere progresivă a acestuia, astfel încât până la finele PR5 să ajungem la o convergență.

Pornind de la țintele aprobate pe anii 2021, 2022, propunem o scădere medie de 3,9%/an, a indicatorului SAIDI neplanificat d) astfel încât, la sfârșitul PR5 să ajungem, prin investițiile realizate în RED, la o valoare pentru SAIDI neplanificat de aproximativ 125 min/utilizator/an.

Pentru PR5 prezentăm grafic evoluția prognozată a indicatorului SAIDI neplanificat d) (calculat prin excluderea întreruperilor neplanificate cauzate de condițiile meteo deosebite, de utilizatori și de terți):

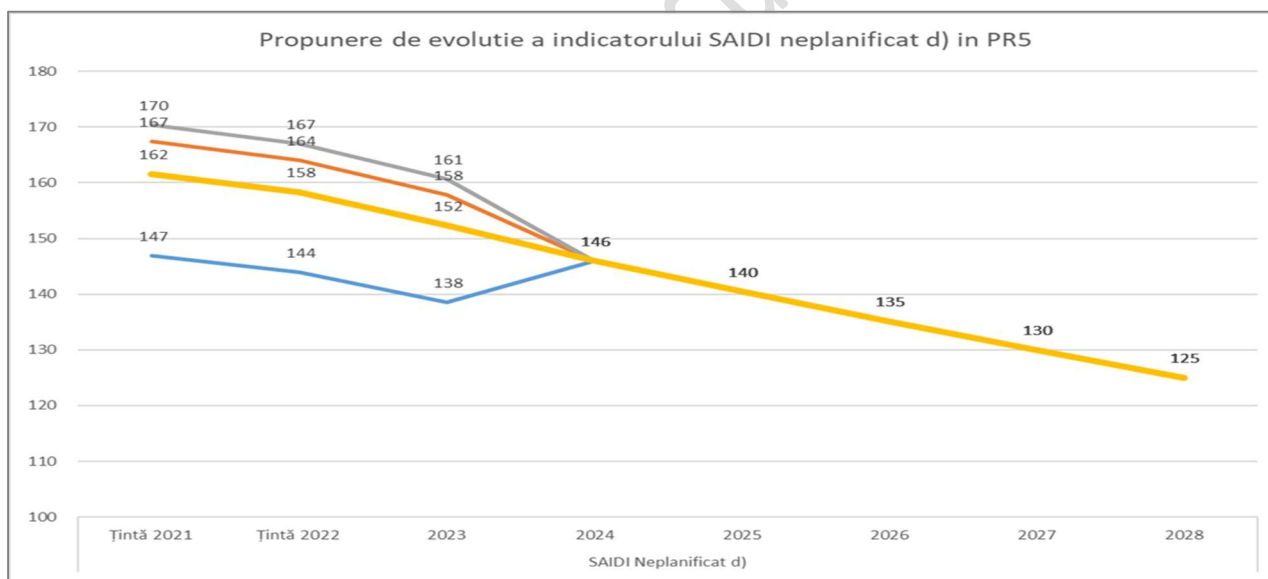


Fig.7 – Propunere de evoluție a SAIDI neplanificat – DEER

Considerăm că nivelul investițiilor orientate către îmbunătățirea calității serviciului de distribuție și creșterea eficienței operaționale prin modernizarea instalațiilor are impact semnificativ asupra indicatorului SAIDI neplanificat d), determinat fără a lua în calcul întreruperile neplanificate cauzate de condiții meteo deosebite, de utilizatori sau de terți, aflându-se într-o relație condițională mai relevantă decât ceilalți indicatori SAIDI, întrucât se exclud situațiile care nu pot fi controlate de OD.

– **Reducerea numărului și duratei de întreruperi planificate** printr-o organizare eficientă a lucrărilor de mentenanță și racordării la rețea.

- ✓ **Îmbunătățirea calității energiei electrice prin:**
 - **Încadrarea în limitele admisibile ale tensiunii nominale**, stabilite prin Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție e energiei electrice în principal prin lucrări de optimizare a funcționării sistemelor de înaltă, medie și joasă tensiune, de injecții de putere dinspre sistemele de tensiune superioară spre cele cu tensiune inferioară.
Obiectiv: Reducerea anuală cu 5% a compensațiilor plătite pentru calitatea tehnica a energiei electrice începând cu anul 2024.
- ✓ **Creșterea continuă a eficienței operaționale** prin reducerea cu o rată medie anuală de aproximativ 2% a costurilor controlabile de operare și mentenanță (altele decât cele cu personalul și pentru asigurarea securității în muncă), prin realizarea de investiții oportune și eficiente. Principalul indicator de performanță la care operatorul se va raporta în monitorizarea evoluției eficienței operaționale va fi costul de operare și mentenanță.
- ✓ **Creșterea eficienței energetice**, prin reducerea CPT astfel încât să se poată realiza încadrarea în limitele propuse pentru perioada 2024-2033, corelat cu prevederile Metodologiei de stabilirea a tarifelor petru serviciul de distribuție a energiei electrice:

Tabelul 3*

CPT %	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nivel IT	0,91	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82
Nivel MT	4,00	3,99	3,98	3,97	3,96	3,95	3,94	3,93	3,92	3,91
Nivel JT	11,11	11,05	10,99	10,94	10,89	10,84	10,79	10,74	10,69	10,64

Notă * Țintele se vor actualiza după aprobarea de către ANRE

- ✓ **Asumarea conceptului “zero accidente de muncă”** se realizează, din punct de vedere investițional, prin:
 - **Dezvoltarea și modernizarea instalațiilor electrice** folosind tehnologii moderne care au în vedere protecția personalului operativ sau exterior societății;
 - **Achiziția de echipament pentru asigurarea securității muncii** pentru personalul propriu. Asumarea conceptului “zero accidente de muncă”, realizabil prin modernizare și re tehnologizare, respectiv integrarea în instalații a echipamentelor.
- ✓ **Promovarea educației în domeniul energetic**, a informațiilor publice cu accent pe necesitatea integrării noilor surse și tehnologii în domeniul regenerabilelor, coroborat cu principii ferme de etică în domeniul afacerilor: onestitate, evitarea practicilor de corupție, promovarea standardelor de siguranță, audituri pentru mediu și energie, folosind modele care funcționează pe plan internațional.

2.5. Principiile utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)

Planificarea RED urmărește îmbunătățirea calității serviciului de distribuție a energiei electrice și creșterea eficienței RED în condiții de eficiență economică, a în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele, normele și reglementările aplicabile, la nivel european.

DEER dezvoltă și modernizează în condiții economice RED pentru a asigura adecvarea acesteia la necesități rezultate din evoluția SEN:

- evoluția consumului;

-
- dezvoltarea prosumatorilor;
 - apariția unor noi grupuri producătoare;
 - apariția stațiilor de reîncărcare vehicule electrice;
 - uzura fizică și morală a echipamentelor de distribuție;
 - modificări ale fluxurilor de putere în rețea.

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

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții robuste și flexibile, dezvoltate pe scenarii diferite, și principii de management al riscului.

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

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

- realizarea mentenanței bazate pe stare;
- implementarea standardelor Smart Grid și de management al activelor;
- continuarea implementării teleconducerii instalațiilor din stațiile și posturilor de transformare;
- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică;
- creșterea eficienței energetice și reducerea pierderilor în RED;
- introducerea digitalizării, dezvoltării contorizării inteligente și a rețelelor inteligente.

Principii de promovare a investițiilor

- starea tehnică a instalațiilor, care se determină în baza unei analize referitoare la tehnologia de realizare și a duratei de viață a acestora, precum și a continuității în funcționare prin considerarea numărului de incidente/deranjamente produse și a duratelor acestora. De asemenea în analiza stării tehnice se ține seama și de siguranța în exploatare a instalațiilor;
- indicatori de calitate a energiei electrice, cu referire la respectarea condițiilor impuse calității curbei de tensiune și a nivelului frecvenței în rețea de către standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice;
- eficiența energetică a instalațiilor, prin analiza consumului propriu tehnologic al rețelei în vederea promovării de lucrări în zonele unde se depășește valoarea procentuală aprobată pentru nivelul de tensiune respectiv;
- reducerea OPEX pentru rețelele electrice propuse a se moderniza, astfel încât să se asigure încadrarea în valorile aprobate a acestor cheltuieli;
- siguranța în operarea rețelelor astfel încât să se elimine riscul de producere a accidentelor de muncă.

Valoarea investițiilor în rețea din planul anual de investiții se alocă pe zonele de rețea aferente fiecărui județ în funcție de volumul de instalații și necesarul de dezvoltare a zonei, în corelare cu indicatorii zonal de continuitate a alimentării și de calitate tehnică a energiei electrice, precum și cu măsurile pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acestora.

Pentru categoriile de investiții privind extinderile, întăririle de rețea pentru racordarea noilor utilizatori, lucrările se promovează în ordinea cronologică în care au fost depuse solicitările, în limitele 10% din valoarea investițiilor în RED și în condițiile respectării modului de promovare stabilit prin reglementările în vigoare.

Procesul de prioritizare a investițiilor

În cadrul DEER, investițiile se prioritizează luând în considerare obligațiile prevăzute în legislația primară și secundară aplicabilă, precum și de beneficiile prognozate ex-ante și în baza indicatorilor de eficiență rezultați la faza de elaborare Studiu de fezabilitate.

Prioritizarea presupune identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții.

Evaluarea impactului fiecărei categorii de investiții în îndeplinirea obiectivelor strategice se va efectua considerând beneficiile specifice urmărite și estimarea lor ex-post.

Stabilirea planurilor anuale de investiții, cu încadrare în bugetele aprobate și în conformitate cu contextul de reglementare în vigoare se focalizează pe identificarea lucrărilor de investiții din zonele și categoriile de instalații ale RED, în așa fel încât îndeplinirea obiectivelor strategice să se realizeze cu efort investițional minim.

Determinarea ordinii de promovare a lucrărilor în cadrul planurilor anuale de investiții se face în baza indicatorilor economici rezultați din documentele de promovare și pe baza beneficiilor estimate ex-ante.

Principii de prioritizarea lucrărilor de investiții

Indicatorii de eficiență economică relevanți pentru evaluarea financiară a proiectelor de investiții sunt următorii:

a) Venitul net actualizat, VNA [lei]

Această metodă constă în compararea cheltuielii inițiale cu valoarea actuală a cash-flow-urilor așteptate pe întreaga durată de viață a investiției. Cash-flow-ul net reprezintă în acest caz fluxul de disponibilități rezultat după scăderea impozitului, dar înainte de deducerea cheltuielilor financiare și, respectiv, a deductibilității lor fiscale.

Regula de decizie a metodei VNA este:

- dacă $VNA > 0$, atunci societatea poate să investească în varianta tehnică analizată;
- dacă $VNA < 0$, atunci societatea nu trebuie să investească în varianta tehnică analizată.

b) Rata internă de rentabilitate, RIR [%]

Rata internă de rentabilitate reprezintă acea rată a dobânzii compuse care, atunci când se folosește ca rata de actualizare pentru calculul valorii actuale a fluxurilor de cash-flow și de investiții ale variantelor tehnice analizate, face ca suma valorii actuale a cash-flow-ului să fie egală cu suma valorii actuale a costurilor de investiții, respectiv $VNA = 0$.

Rata internă de rentabilitate indică, de fapt, rata medie a dobânzii care se va percepe pe toată durata de viață economică a investiției asupra fondurilor rămase investite, după recuperarea progresivă a capitalului.

Cu cât rata internă a rentabilității aferentă unui proiect este mai ridicată, cu atât este mai dezirabilă realizarea acelei investiții. Se recomandă un $RIR > RRR$ în vigoare.

c) Raportul dintre veniturile și costurile totale actualizate, VTA/CTA [-]

Acest indicator cuantifică avantajele economice medii anuale ale proiectelor de investiții, ținând seama de influența pe plan economic a impactului exercitat de factorul timp. În cazul mai

multor scenarii tehnice alternative, se recomandă alegerea variantei care asigură o valoare maximă a indicatorului (se recomandă $VTA/CTA > 1$).

d) Pragul de rentabilitate, PR [%]

Mărimea ratei rentabilității este în strânsă dependență cu raportul dintre cantitatea de energie electrică tranzitată și cheltuielile totale de distribuție.

Pragul de rentabilitate este acel nivel al investiției la care cheltuielile totale sunt acoperite din venituri; dacă $PR > 80\%$, riscul este ridicat, iar investiția se consideră riscantă și necesită măsuri de precauție, între 20 și 80% riscul este moderat, iar sub 20% riscul este scăzut sau inexistent.

Principalele avantaje pe care le oferă metoda analizei rentabilității sunt:

- permite stabilirea nivelului la care investiția devine rentabilă;
- indică volumul de lucrări necesare, pentru a obține un anumit profit;
- pune în evidență corelațiile dintre dinamica investiției, respectiv a veniturilor, și dinamica costurilor, grupate în variabile și fixe;
- permite determinarea gradului de utilizare a volumului de activitate.

e) Indicele de profitabilitate, Ip [-]

Valoarea actuală netă permite realizarea unor aprecieri asupra unui proiect de investiții, dar cu ajutorul său nu se pot compara două proiecte a căror cheltuială inițială este diferită. Acest inconvenient poate fi înlăturat prin utilizarea indicelui de profitabilitate.

Acest indice se poate utiliza pentru compararea unor proiecte, furnizând informații exprimate în mărimi relative, dar nu este util atunci când proiectele au durate de viață sau valori diferite.

f) Durata de recuperare actualizată, DRA [ani]

Durata de recuperare actualizată reprezintă perioada de timp necesară pentru recuperarea cheltuielii inițiale sau numărul de ani de la demararea proiectului până în momentul când acesta degajă fluxuri de lichidități nete cumulate pozitive. Acest indicator este important pentru aprecierea lichidității.

Sursele de finanțare a investițiilor

În politica de investiții sursele de finanțare identificate sunt:

- proprii pentru re tehnologizarea/modernizarea/construirea de instalații electrice și de alte active non RED (echipamente, construcții, licențe, software, hardware etc), ținând cont de valoarea deprecierii și amortizării precum și în funcție de politica de dividend la nivelul DEER;
- externe/atrase, provenite din fonduri europene nerambursabile, alte fonduri de dezvoltare accesibile prin ministere de resort, sau de la utilizatori în urma procesului de racordare, în vederea realizării de lucrări de investiții care să ducă la îndeplinirea obiectivelor strategice stabilite; atragerea surselor nerambursabile de investiții reprezintă o direcție principală de acțiune pentru asigurarea surselor de finanțare a investițiilor în această perioadă de reglementare - surse de finanțare împrumutate, în conformitate cu strategia de finanțare la nivelul DEER, incluzând fără a se limita la: împrumuturi la termen de la bănci, împrumuturi la termen de la instituții bancare supranaționale (BERD, BEI, etc.), emisiuni de obligațiuni la nivelul Electrica SA coroborate cu împrumuturi în grup între Electrica și DEER etc.

2.6. Metodologiile/analizele utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare RED DEER 10 ani (2024-2033)

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

- a) analiza RED în funcție de vechimea și starea tehnică a elementelor acesteia, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune, categorii de instalații, în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a energiei electrice;
- b) analiza CPT în RED, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune, având ca referință țintele de CPT stabilite de ANRE și valorile realizate de către DEER cel puțin în ultimii 3 ani, anteriori anului de elaborare a planului de dezvoltare;
- c) evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RED, identificarea măsurilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acesteia, stabilirea calendarului de implementare a măsurilor;
- d) analize de regim de funcționare a RED în vederea identificării necesarului de lucrări de rețehnologizare/modernizare a instalațiilor RED care conduc la asigurarea/îmbunătățirea indicatorilor de continuitate și a calității tehnice a serviciului de distribuție, precum și la reducerea CPT și a OPEX;
- e) analize privind evoluția producției și a consumului de energie electrică în zona de licență, evaluarea necesarului de puncte de reîncărcare a vehiculelor, a potențialului de consum dispecerizabil din zona pentru identificarea necesarului de dezvoltare optimă a RED;
- f) analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitări de racordare la rețea pe baza planurilor generale zonale de urbanism transmise de autoritățile locale la solicitarea DEER;
- g) studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung;
- h) sinteza rezultatelor consultării cu OTS, cu OD vecini și cu autoritățile locale din zona de licență cu privire la aspecte care privesc modernizarea și dezvoltarea RED;
- i) identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții;
- j) analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice;
- k) estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții, utilizând indicatori specifici, care pot fi actualizați la elaborarea documentațiilor în faza de proiectare și în urma adjudecării contractelor de execuție/furnizare materiale/echipamente fără a fi obligatorii la elaborarea programelor de investiții, precum și identificarea surselor de finanțare (fonduri proprii, surse împrumutate și contribuții financiare);
- l) analiza multicriterială pentru prioritizarea investițiilor;
- m) evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate.

2.7. Ipotezele și scenariile elaborate

Ipotezele și scenariile utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RED sunt elaborate pornind de la informațiile disponibile din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, având la bază prognoze referitoare la evoluția sistemului energetic și a emisiilor și absorbțiilor de GES.

Integrarea rezultatelor modelării celor două scenarii macroeconomice analizate în PNIESC (scenariul de modelare în contextul măsurilor existente WEM și scenariul de modelare în contextul măsurilor planificate WAM) reflectă aspecte specifice economiei României, în care nevoia de dezvoltare

accelerată pe plan economic, politic și social trebuie pusă în concordanță cu dorința României de a contribui la efortul european comun de decarbonare, de creștere a eficienței energetice, de securitate energetică sporită, de finalizare a pieței comune de energie și de creștere a competitivității, prin dezvoltarea activităților de cercetare și inovare. Această combinație de puncte de vedere a fost luată în considerare și în documentul de strategie energetică a României, conform căruia „dezvoltarea și creșterea competitivității economiei României, creșterea calității vieții și grija pentru mediul înconjurător sunt indisolubil legate de dezvoltarea și modernizarea sistemului energetic”.

Producție brută de energie electrică

Având în vedere contextul enunțat mai sus, comparația între cele două modelări la capitolul producție brută de energie electrică indică traiectorii similare de creștere, chiar dacă în scenariul WAM creșterea este ponderată la un CAGR (rata de creștere anuală compusă) de 1,1% preconizat pentru 2020 - 2030.

În concluzie, în scenariul WAM, este preconizată o producție brută de energie electrică mai mică pentru anul 2030 față de scenariul WEM (corecție negativă de 1,37%), în principal cauzată de scăderea consumului, pe fondul măsurilor adiționale de eficiență energetică. De asemenea, față de scenariul WEM, mixul de energie electrică va suferi următoarele modificări:

- producția din energie nucleară prezintă o corecție negativă (operaționalizarea celui de al 3-lea reactor nuclear, spre sfârșitul anului 2030);
- scăderea producției energiei electrice din combustibili solizi (corecție negativă față de WEM cu 10,15% pentru anul 2030), având în vedere costurile crescute de conformare la obligațiile de mediu (emisii de carbon, respectiv alți poluanți atmosferici);
- creșterea producției atât din surse fotovoltaice (creștere cu 130% față de WEM la anul 2030) cât și din resurse eoliene onshore (60,7% față de WEM la anul 2030) prezintă o corecție pozitivă semnificativă, ce compensează parțial reducerea producției din resurse convenționale (în special cărbune).

Consum de energie

Creșterea economică preconizată pentru România este în mod necesar reflectată în cererea de energie finală, care prezintă o corecție pozitivă de aproape 8,55% în scenariul WAM față de scenariul WEM la nivelul anului 2030, luând în considerare măsurile de creștere a eficienței energetice și a competitivității bazate pe cercetare și inovare.

Privind consumul final de energie, cele două scenarii se diferențiază prin (WAM vs. WEM):

- creșterea consumului de energie pe sectorul de transport, cu o corecție de 15,67% la nivelul anului 2030;
- creșterea consumului de energie atât în sectorul industrial (14,59%), cât și în cel terțiar (24,66%) la nivelul anului 2030;
- scăderea consumului de energie în sectorul rezidențial cu 7,84% în 2030, datorită măsurilor adiționale de eficiență energetică.

În ceea ce privește mixul consumului de energie finală, la nivelul anului 2030, creșterea consumului de energie finală (comparativ cu WEM, o corecție pozitivă în valoare de 8,55%), va fi asigurată în principal prin creșterea consumului de energie electrică (corecție pozitivă egală cu 15,75% în scenariul WAM față de WEM).

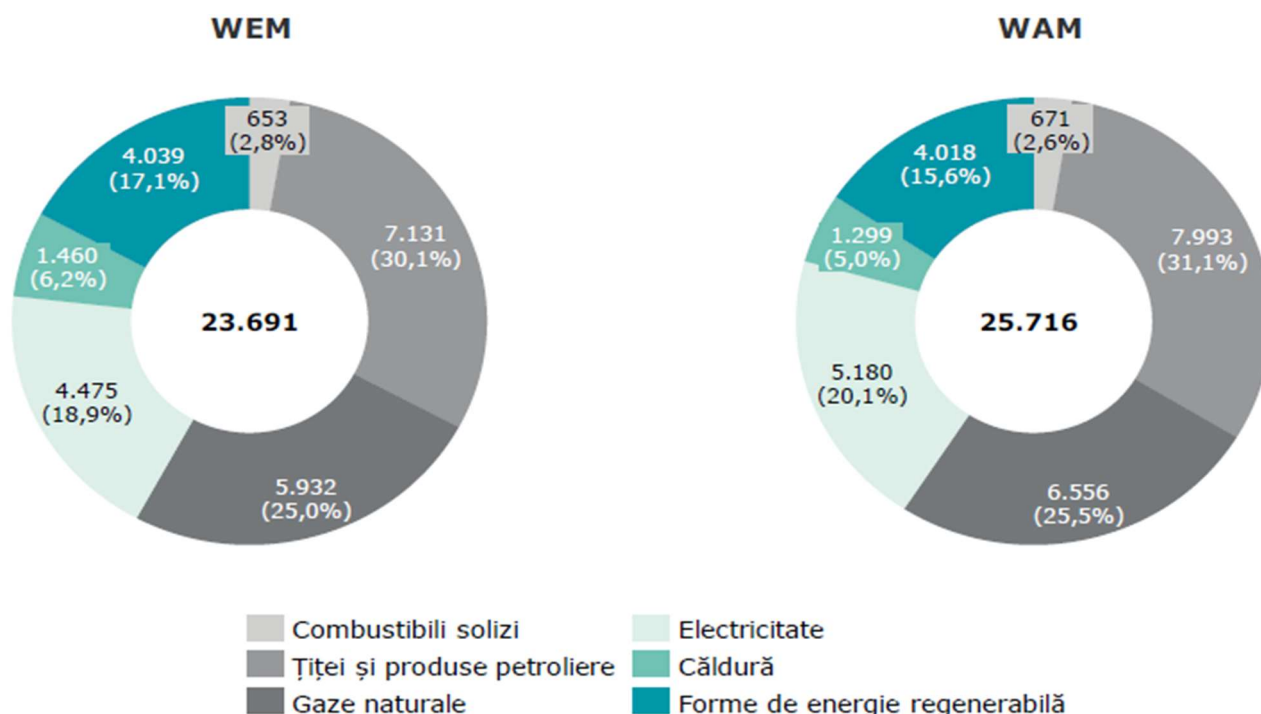


Fig. 8 - Consum de energie finală, per surse de energie WAM vs. WEM – 2030 [ktep]

Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

Consum de energie regenerabilă

Tendențele de producere și consum menționate mai sus ilustrează contribuția României la atingerea țintelor europene de decarbonare, eficiență energetică, securitate energetică, piață internă și competitivitate, incluse în documentele programatice ale Uniunii Energetice.

Comparația între cele două modelări în zona specifică de energie din resurse regenerabile aduce în atenție următoarele rezultate:

- ponderea globală a resurselor regenerabile atinge un nivel de 30,7% în 2030 (comparativ cu ținta de 24% în 2020), ca urmare a politicilor și măsurilor adiționale preconizate;
- este relevant avansul cotei de regenerabile utilizate în sectorul transporturi, care crește de la 11,2% (scenariul WEM – 2030) la 14,2% (scenariul WAM – 2030), în contextul politicilor și măsurilor adiționale, care vizează electrificarea transportului, dar și biocarburanții de generația a doua;
- în ceea ce privește cota SRE în încălzire și răcire, se înregistrează de asemenea o creștere egală cu 4,2 puncte procentuale (WAM vs. WEM – 2030), prin măsuri adiționale privind instalarea de pompe de căldură, panouri solare, precum și integrarea altor surse de energie regenerabilă în producerea de energie termică pentru sisteme centralizate de încălzire;
- în cazul cotei SRE în energie electrică, având în vedere măsurile și politicile adiționale, se observă o creștere cu 4,5 puncte procentuale în scenariul WAM față de WEM la nivelul anului 2030.

Consum de energie prognozat pe DEER

Situația prelucrată în funcție de măsurătorile preluate la ziua caracteristică din vara 2022, **pentru județele din DEER**

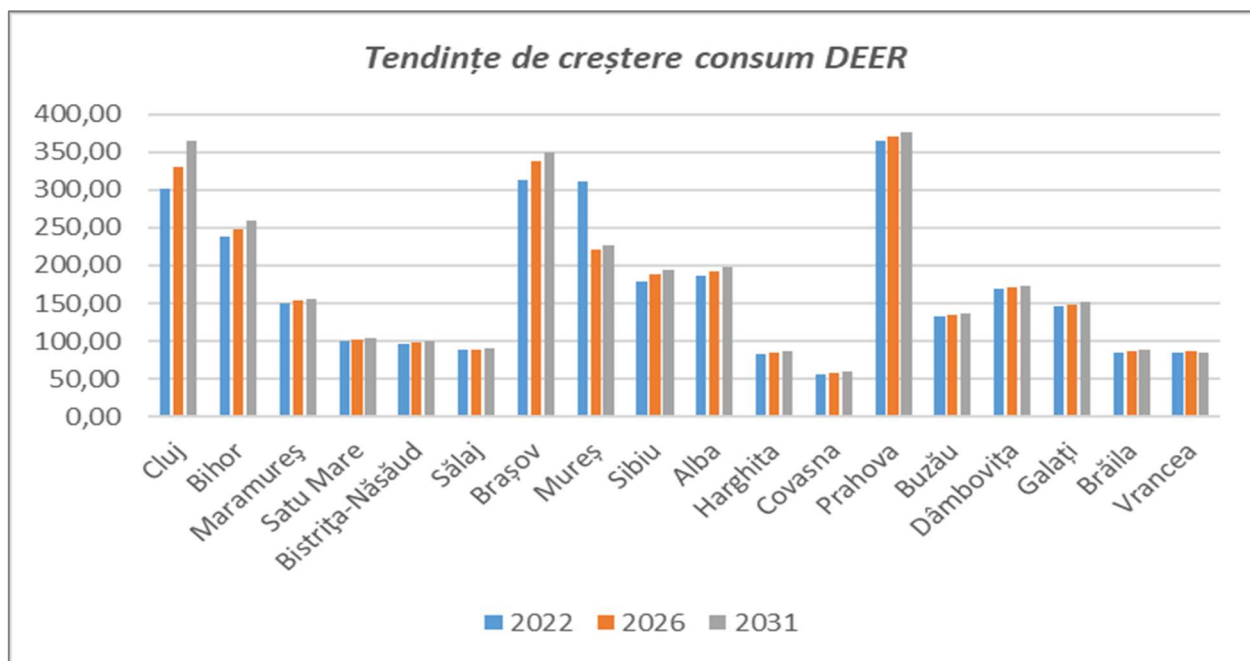


Fig.9 - Evoluție consum DEER

*Tendința s-a estimat în baza măsurătorilor făcute la VS.

Având în vedere aspectele analizate în capitolul precedent, estimăm: în 2023, consumul va înregistra o scădere cu peste 3% vs 2022; este o estimare realistă, care s-a concretizat și în volumele transmise la ANRE și care au stat la baza calculului de tarife reglementate;

- până în 2026, va avea o creștere liniară de 3-4 % față de anul 2022;
- până în 2030, creșterea va continua liniar, cu un procent de aproximativ 7-8% .

Estimarea referitoare la consumul de energie electrică distribuită prin RED aferentă DEER este o estimare pozitivă. Scenarii neașteptate, ca de exemplu, o recesiune economică, pot influența în sens negativ această prognoză.

2.8. Factorii de influență a consumului și producției de energie electrică distribuită prin RED aferentă DEER

Cunoașterea cât mai exactă a volumului și localizării geografice a consumului și producției de energie electrică este foarte importantă pentru dimensionarea optimă a rețelei electrice, astfel încât, pe de o parte, să se aloce resursele pentru dezvoltare acolo este necesar, iar pe de altă parte, să se evite costuri pentru lucrări de investiții nejustificate. De aceea, estimările puterii medii și energiei consumate și generate anual la nivelul DEER, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanță limitată asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

În ceea ce privește consumul, având în vedere ritmul lent de evoluție a acestuia și capacitatea existentă a rețelei, putem spune că utilizarea valorilor istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului în zona de licență DEER, conduc la estimări cu erori fără consecințe majore asupra planului de dezvoltare a RED. De obicei, programul de investiții poate fi corectat în timp util în cazul observării unei îndepărtări a valorilor față de prognoză, deoarece timpul

necesar pentru instalarea unor transformatoare suplimentare de injecție în rețeaua de distribuție nu este foarte mare.

Problema majoră pentru planificarea rețelei constă, în ultimii ani, în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție, deoarece au fost declarate un număr mare de intenții de instalare de centrale noi, neconcretizate, iar dezvoltarea parcului de producție se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor.

Intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt, însă, informații sensibile din punct de vedere comercial, iar realizarea lor este dependentă de reușita finanțării, deci acuratețea informațiilor primite de DEER este limitată. Ele nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

Timpul necesar construcției unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi. Aceasta face necesară începerea construcției liniilor înainte de demararea investiției utilizatorului, introducând un element important de risc pentru DEER.

2.8.1. Factori de influență a consumului de energie electrică

La prognoza dezvoltării RED s-a avut în vedere evoluția consumului de energie electrică și a curbelor de sarcină pe termen mediu și lung, care țin cont de o multitudine de ipoteze privind gradul de dezvoltare economică la nivel național, evoluția populației, tendințele din domeniu și perspectivele viitoare ale pieței (penetrarea pompelor de căldură, a vehiculelor electrice, a bateriilor etc.), dar și de condițiile climatice.

Estimările econometrice elaborate, ce descriu legăturile de dependență între indicatorii macroeconomici și cei energetici, iau în calcul o serie de aspecte, cu un grad de incertitudine foarte ridicat în actualul context pandemic și geopolitic și de pe piața energiei, cum ar fi, de exemplu, creșterea prețurilor produselor energetice și a unor materii prime ce influențează creșterea economică, dar și ajustările structurale, schimbările tehnologice și îmbunătățirea eficienței energetice în sectoarele utilizatorilor finali ce determină decuplarea cererii de energie electrică de creșterea economică a țării (evoluție cu ritmuri inferioare).

Indicatori macroeconomici relevanți

Evoluția Produsului Intern Brut (PIB), conform previziunilor economice realizate de Comisia Națională de Strategie și Prognoză (CNSP) - „Prognoza pe termen mediu 2022–2026 –1 ianuarie 2023, la nivel național este prezentat în tabelul următor:

Tabelul 4

- modificare procentuală față de anul anterior, % -

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PRODUSUL INTERN BRUT - mld. lei	1.187,4	1.427,3	1.599,5	1.766,1	1.914,9	2.059,3
- creștere reală, %	5,8	4,9	2,8	4,8	5,0	4,5

Proiecțiile menționate au luat în calcul continuarea crizei energetice și impactul creșterii prețurilor la energie electrică și gaze naturale asupra traiectoriei inflației pe parcursul anului curent și a PIB, dar și impactul declanșării conflictului din Ucraina.

Pentru o încadrare mai bună a poziționării fiecărui județ din zona de licență DEER cu privire la evoluția principalilor indicatori macroeconomici relevanți, s-a efectuat și o analiză a acestor indicatori

la nivel județean. S-au folosit datele prognozate de Institutul Național de Statistică și Comisia Națională de Strategie și Prognoză pentru anii 2022-2026 – varianta 1 ianuarie 2023.

Tabelul 5

- miliarde lei, prețuri curente -						
Județ/PIB	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cluj	61,8	72,5	81,0	89,7	97,7	105,4
Bihor	27,7	33,1	36,9	40,8	44,2	47,6
Maramureș	20,2	24,2	26,8	29,6	32,0	34,3
Satu Mare	15,1	17,5	19,4	21,4	23,2	24,9
Bistrița-Năsăud	12,0	14,1	15,7	17,4	18,9	20,4
Sălaj	9,9	11,7	12,9	14,2	15,3	16,4
Brașov	40,1	48,9	54,3	60,2	65,5	70,8
Mureș	26,5	30,0	33,2	36,5	39,4	42,2
Sibiu	26,1	30,3	33,6	37,0	40,0	43,1
Alba	19,6	23,1	25,7	28,4	30,9	33,3
Harghita	13,2	15,7	17,4	19,1	20,6	22,1
Covasna	8,9	10,8	12,1	13,3	14,4	15,4
Prahova	40,1	47,8	53,0	58,6	63,8	68,7
Buzău	17,8	21,2	23,6	25,9	28,0	30,0
Dâmbovița	21,1	24,3	26,9	29,6	32,0	34,3
Galați	21,1	23,9	26,5	29,3	31,8	34,1
Brăila	13,1	15,3	17,1	18,9	20,6	22,1
Vrancea	12,4	14,8	16,4	18,1	19,6	21,0
PIB total	406,70	479,20	532,50	588,00	637,90	686,10

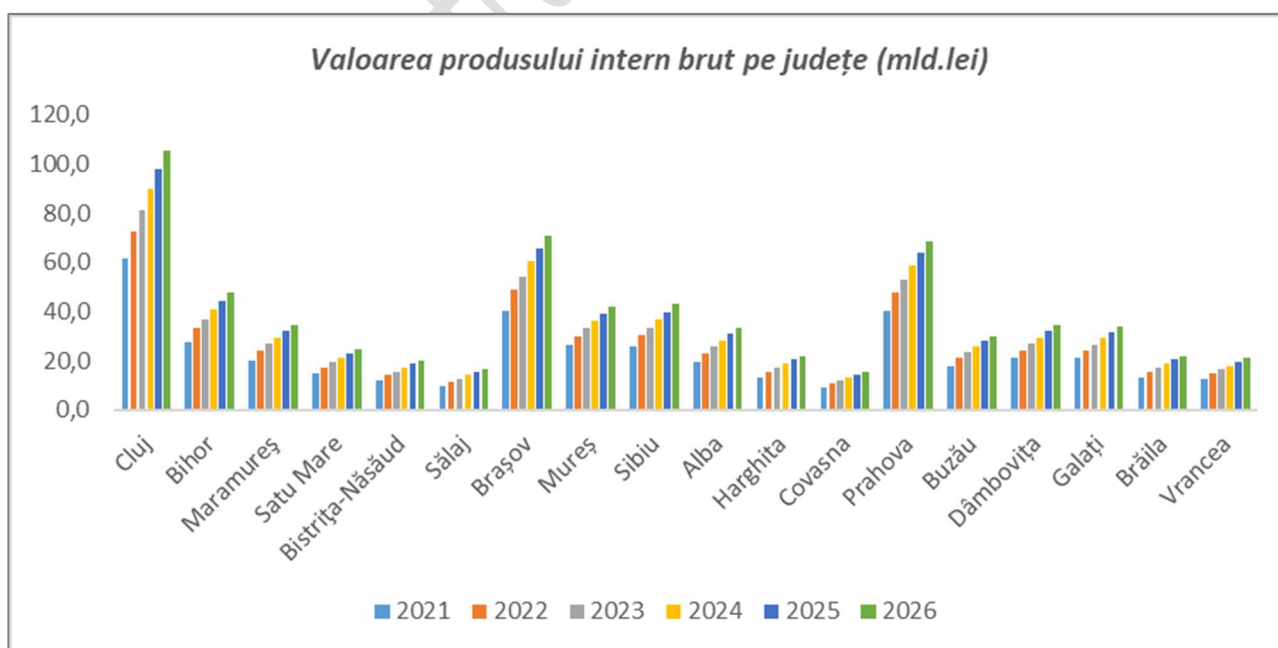


Fig.10 – Valoarea produsului intern brut pe județe (mld.lei)

Valorile cele mai mari ale produsului intern brut PIB prognozate până în anul 2026 sunt în județele Cluj, Prahova și Brașov, iar cele mai mici în Covasna, Sălaj, Bistrița-Năsăud și Vrancea.

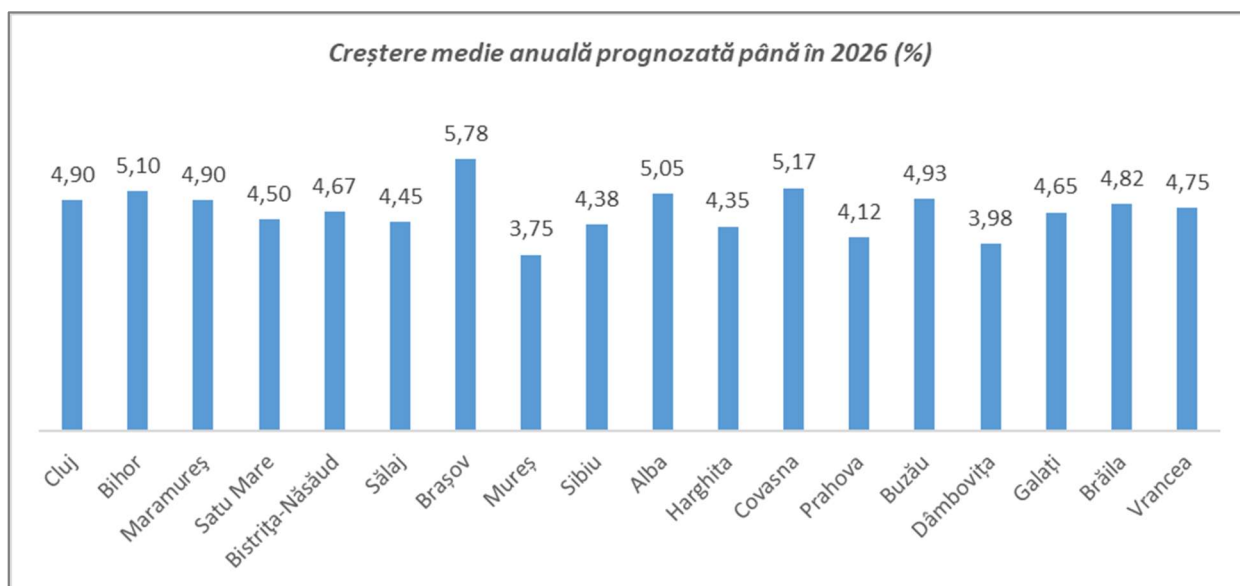


Fig.11 – Creșterea medie anuală a produsului intern brut pe județe până în 2026 (%)

Valorile produsului intern brut PIB prognozate până în anul 2026 prezintă o creștere medie anuală între 3,75% în județul Mureș și 5,78% în județul Brașov. Valori peste 5% a creșterii medii anuale a PIB se prognozează în județele Bihor, Prahova.

Evoluția demografică

Populația după domiciliu la nivel național a cunoscut următoarea evoluție în perioada 2017-2022, conform Institutului Național de Statistică:

Tabelul 6

Nivel național/populație locuitori	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	22.236.154	22.221.895	22.215.217	22.211.708	22.120.471	21.980.534

La nivel național se constată o scădere a populației cu o rată de creștere compusă medie anuală negativă de -0,56%.

Populația după domiciliu la nivelul fiecărui județ din aria de licență DEER a cunoscut următoarea evoluție în perioada 1 iulie 2017 – 1 iulie 2022, conform Institutului Național de Statistică:

Tabelul 7

Județ/populație locuitori	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Cluj	727.240	730.922	735.028	738.671	740.088	740.858
Bihor	618.362	617.808	616.974	616.181	613.313	610.141
Maramureș	524.232	522.881	521.517	520.208	516.545	512.588
Satu Mare	389.523	388.554	387.074	385.972	383.400	380.430
Bistrița-Năsăud	329.043	328.759	328.294	328.007	326.358	324.229
Sălaj	246.233	245.313	244.081	243.249	241.397	239.516
Brașov	633.456	635.178	637.070	639.393	639.499	639.035
Mureș	594.716	593.599	591.610	589.715	585.983	581.485
Sibiu	466.074	467.368	468.598	469.741	468.723	467.727
Alba	378.674	376.953	374.842	372.950	369.548	366.306
Harghita	332.758	331.922	330.960	329.959	328.042	325.653
Covasna	227.829	227.030	226.289	225.678	224.192	222.611
Prahova	801.673	796.535	790.748	785.171	775.760	765.907
Buzău	472.937	468.546	463.548	459.381	453.219	446.655
Dâmbovița	525.263	522.742	520.229	517.687	513.182	508.301
Galați	630.288	629.275	629.859	629.080	629.211	627.591
Brăila	350.976	347.109	343.076	339.095	333.952	327.862
Vrancea	388.759	386.814	384.250	382.169	378.812	374.488

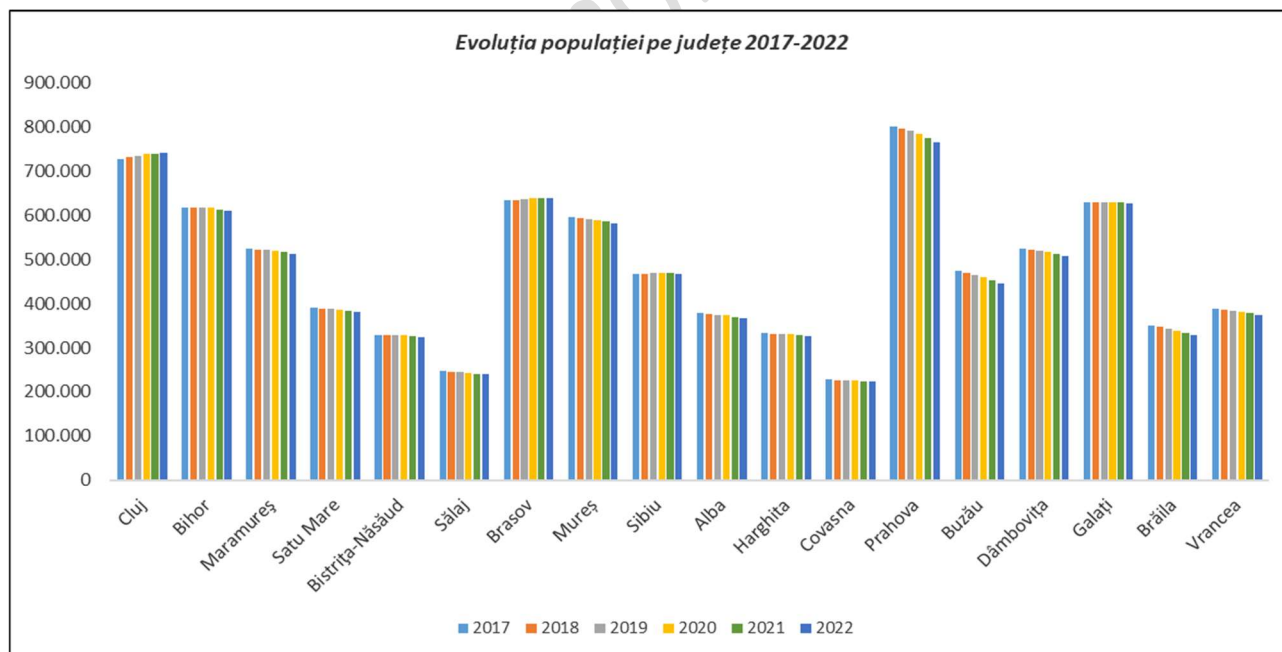


Fig.12 – Evoluția populației la nivelul fiecărui județ din aria de licență DEER

Tabelul 8

Județ/populație locuitori	2018 față de 2017	2019 față de 2018	2020 față de 2019	2021 față de 2020	2022 față de 2021
Cluj	0,51%	0,56%	0,50%	0,19%	0,10%
Bihor	-0,09%	-0,13%	-0,13%	-0,47%	-0,52%
Maramureș	-0,26%	-0,26%	-0,25%	-0,70%	-0,77%
Satu Mare	-0,25%	-0,38%	-0,28%	-0,67%	-0,77%
Bistrița-Năsăud	-0,09%	-0,14%	-0,09%	-0,50%	-0,65%
Sălaj	-0,37%	-0,50%	-0,34%	-0,76%	-0,78%
Brașov	0,27%	0,30%	0,36%	0,02%	-0,07%
Mureș	-0,19%	-0,34%	-0,32%	-0,63%	-0,77%
Sibiu	0,28%	0,26%	0,24%	-0,22%	-0,21%
Alba	-0,45%	-0,56%	-0,50%	-0,91%	-0,88%
Harghita	-0,25%	-0,29%	-0,30%	-0,58%	-0,73%
Covasna	-0,35%	-0,33%	-0,27%	-0,66%	-0,71%
Prahova	-0,64%	-0,73%	-0,71%	-1,20%	-1,27%
Buzău	-0,93%	-1,07%	-0,90%	-1,34%	-1,45%
Dâmbovița	-0,48%	-0,48%	-0,49%	-0,87%	-0,95%
Galați	-0,16%	0,09%	-0,12%	0,02%	-0,26%
Brăila	-1,10%	-1,16%	-1,16%	-1,52%	-1,82%
Vrancea	-0,50%	-0,66%	-0,54%	-0,88%	-1,14%

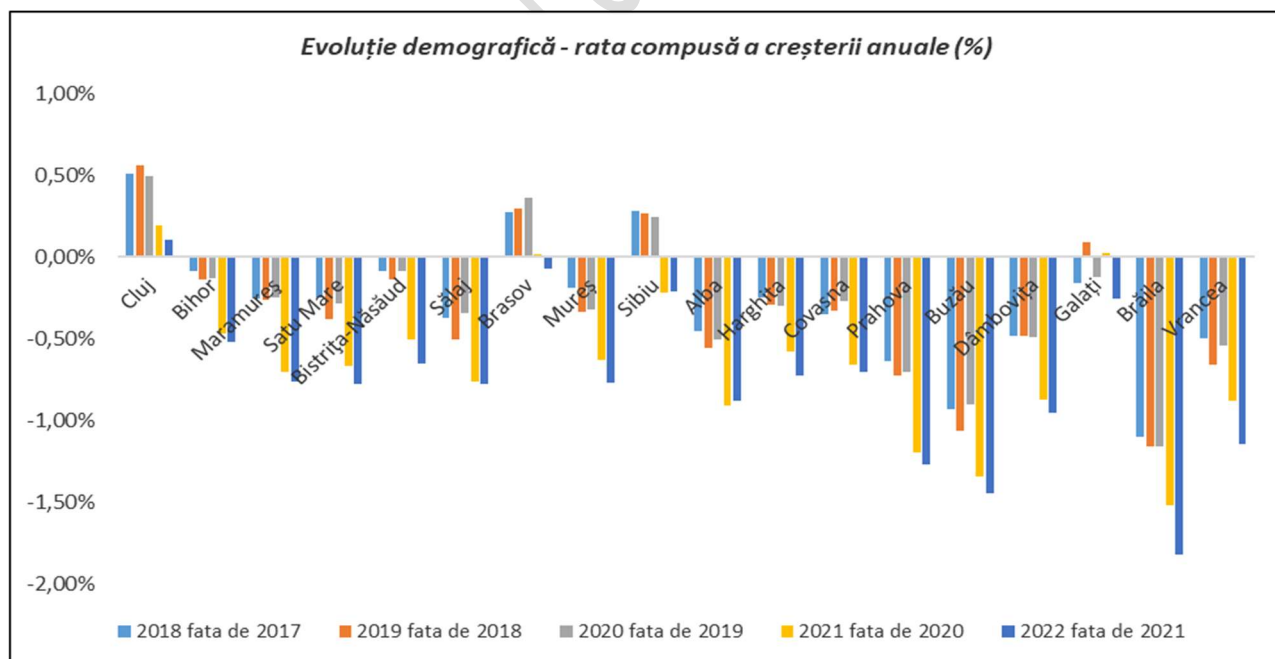


Fig.13 – Evoluția demografică – rata compusă a creșterii anuale (%)

Singurul județ în care s-a înregistrat o rată compusă a creșterii demografice pozitivă în fiecare an al perioadei 2017-2022 este județul Cluj. În județul Brașov rata compusă a creșterii demografice este

pozitivă în anii 2017-2021, și este negativă în anul 2022. În județul Sibiu rata compusă a creșterii demografice este pozitivă în anii 2017-2020, și este negativă în anul 2021, 2022. În județul Galați rata compusă a creșterii demografice este pozitivă în anul 2020, și este negativă în restul anilor. În restul județelor rata compusă a creșterii demografice este negativă în fiecare an, cea mai mare scădere a populației fiind înregistrată în județele Brăila, Buzău și Vrancea.

Mobilitate electrică

Viitorul mobilității este electric, însă principalul semn de întrebare vizează rapiditatea cu care se va realiza trecerea de la motoarele convenționale (cu ardere internă) la sistemele cu propulsie electrică.

Apetitul românilor pentru mașinile electrice și hibride a crescut considerabil. Mai exact, în primele șapte luni din 2022 s-au vândut de patru ori mai multe automobile prietenoase cu mediul decât în aceeași perioadă din 2019.

Iată evoluția înmatriculărilor de mașini electrice și full hibrid în țara noastră, potrivit datelor centralizate de Asociația Producătorilor și Importatorilor de Automobile (APIA):

- ianuarie-iulie 2022: 14.485 de unități;
- ianuarie-iulie 2021: 7.024 de unități;
- ianuarie-iulie 2020: 3.772 de unități;
- ianuarie-iulie 2019: 3.541 de unități;
- ianuarie-iulie 2018: 2.212 de unități.

La sfârșitul anului 2022 numărul înmatriculărilor de mașini electrice și full hibrid în țara noastră era de 27.720 unități.

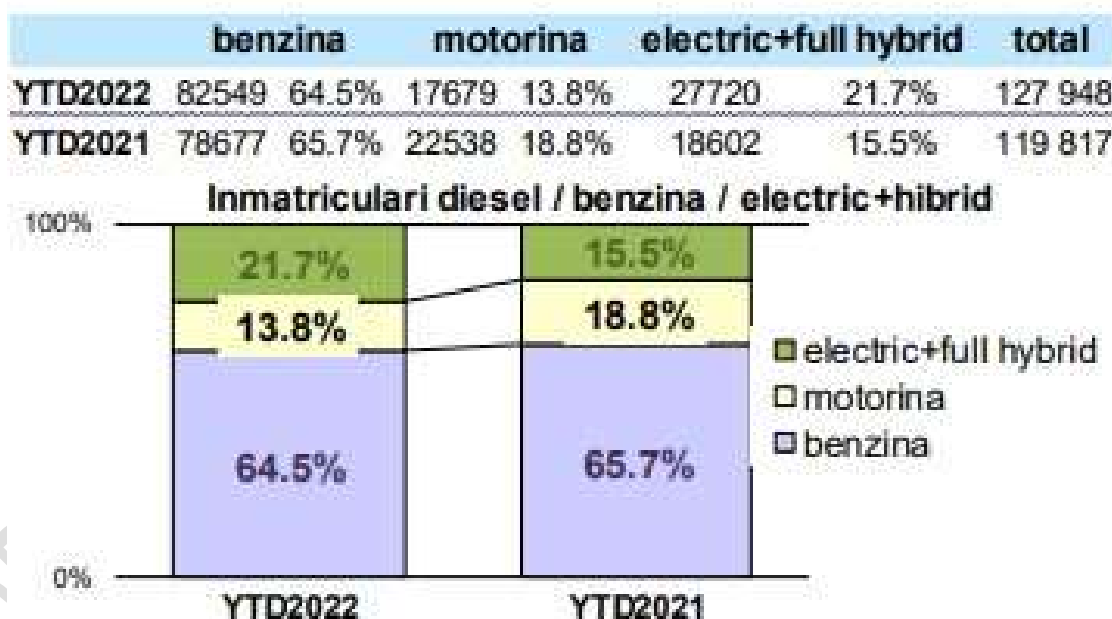


Fig.14 – Segmentare autoturisme dupa tipul de combustibil
(Sursa externă: Buletin Statistic Auto – APIA)

Din două mari motive: tendința europeană și cea globală este renunțarea peste câțiva ani la producția de autovehicule alimentate de combustibili fosili (Comisia Europeană vrea să interzică vânzarea de noi mașini pe benzină și motorină începând din 2035) și faptul că țara noastră oferă cel mai mare ecobonus din UE pentru achiziția de astfel de mașini, prin programul Rabla PLUS.

Una din cele mai importate bariere în calea creșterii numărului de vehicule electrice în țara noastră este existența unor prea puține stații de încărcare de mare putere.

Potrivit unei analize, România avea în august 2021 un număr de 782 de stații publice de încărcare pentru vehiculele electrice. În perioada august 2020 - aprilie 2021, numărul stațiilor a crescut cu 44%, iar infrastructura necesară încărcării mașinilor cu zero emisii este într-o continuă evoluție.

Cele mai multe se află în județele București - Ilfov, Timiș și Cluj. Topul este condus de Capitală, unde se regăsesc 158 de stații publice, iar apoi urmează Timiș, cu 53 de locații, Ilfov cu 42, Cluj cu 41 și Constanța cu 40 de stații publice. Județele Sălaj (o singură locație), Ialomița (2), Giurgiu (3), Brăila (3) și Teleorman (4) se află la coada clasamentului.

În ceea ce privește evoluția pe regiuni, cele mai mari creșteri s-au înregistrat în Muntenia.

În prezent, cele mai multe stații de încărcare se găsesc în parcurile supermarketurilor. Potrivit analizei, proprietarii de mașini electrice găsesc cele mai multe stații cu acces liber în parcurile supermarketurilor (143). Urmează apoi retailerii (125), locurile publice (101), spațiile hotelurilor (97), în benzinării (73), în parcurile companiilor private (81) și în curtea service-urilor auto (7). În spațiile personale ale conducătorilor auto au fost numărate 19 stații de încărcare cu acces liber. La pensiunile și hotelurile din județul Brașov se pot găsi 16 stații publice de încărcare și 10 în Constanța.

2.8.2. Factorii de influență a evoluției capacităților de producție de energie electrică din surse regenerabile

În viitor, așteptarea este ca evoluția capacităților de producție de energie electrică din surse regenerabile să fie influențată de o serie de factori care țin de potențialul energetic solar și eolian existent în continuare și neadresat până acum, de ținta de energie regenerabilă a României după anul 2020, de progresul tehnologic atât la nivelul sistemelor fotovoltaice și eoliene, cât și la nivelul sistemelor de stocare a energiei electrice, precum și de costurile viitoare ale acestor sisteme.

Din arealul geografic al DEER, așa cum reiese și din harta potențialului solar al României, județele Brăila, Buzău, Prahova și Dâmbovița au un potențial energetic solar mai însemnat, în timp ce restul județelor dispun de un potențial mai limitat.

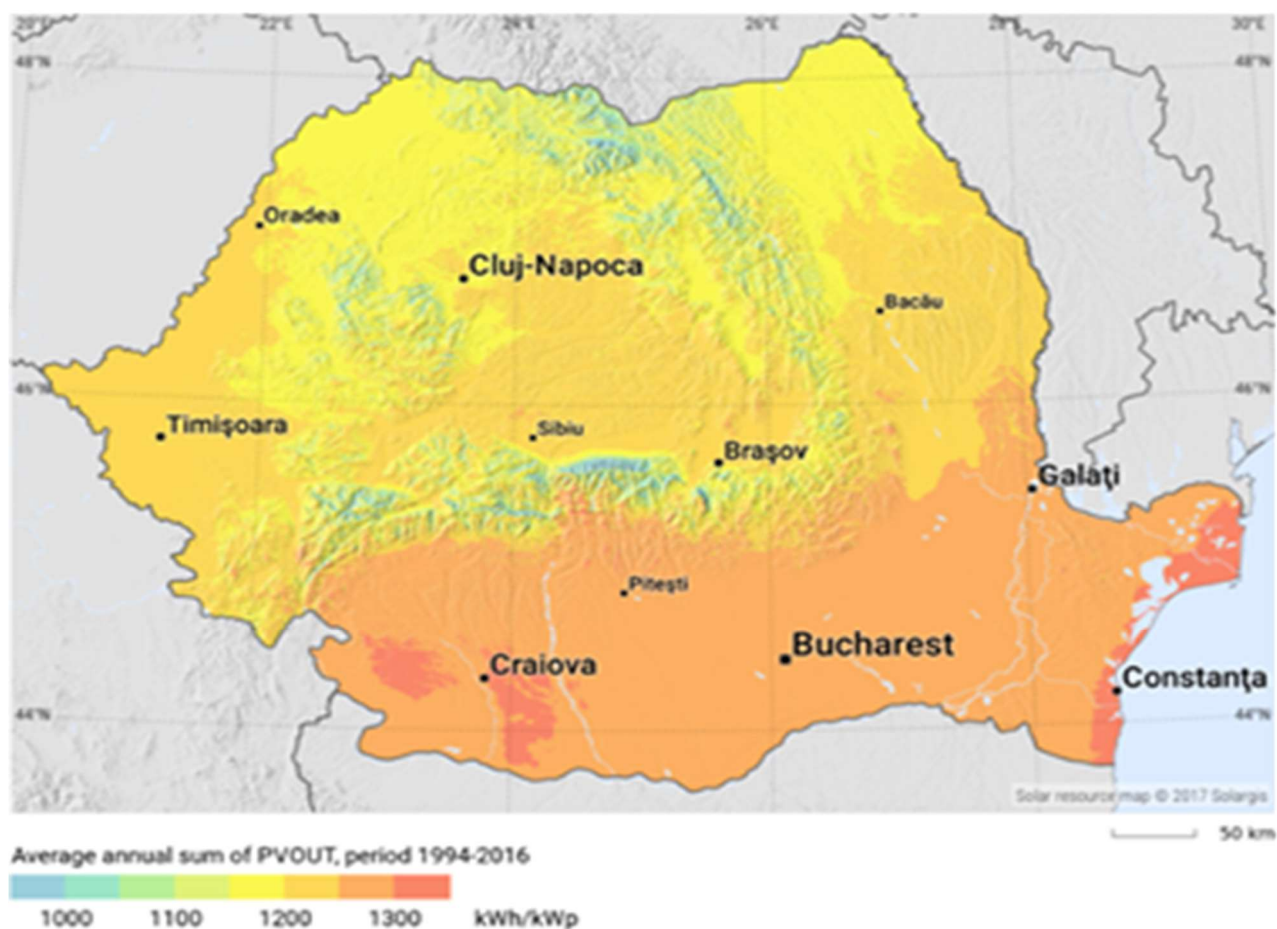


Fig.15 Harta potențialului solar din România (Sursa externă: Solargis)

Județele cu potențial energetic solar mai important sunt destinațiile mai probabile pentru eventuale instalări de capacități noi.

În ceea ce privește potențialul eolian, din arealul geografic al DEER, județele Brăila, Galați, Brașov, Prahova, Covasna, Harghita prezintă un potențial eolian mai important, potențial reflectat și de măsurătorile și datele disponibile de la Administrația Națională de Meteorologie.

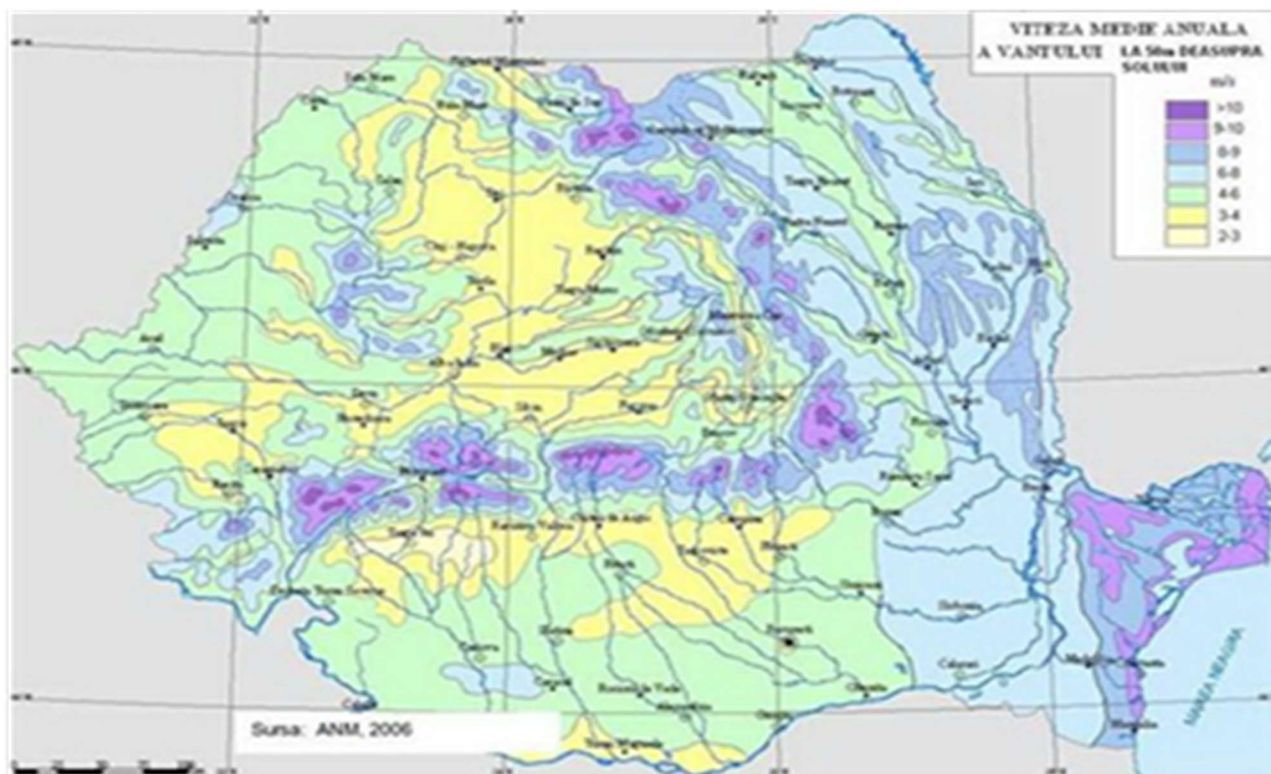


Fig. 16 Harta potențialului eolian din România (Sursa externă: ANM)

Potențialul eolian din zona montană a județelor Buzău și Vrancea deși important, din cauza accesului mai puțin facil în zonele respective este mai dificil de exploatat.

2.9. Direcții de acțiune

În conformitate cu prevederile reglementărilor aplicabile, OD include în planul anual de investiții lucrările din categoriile de lucrări a căror necesitate a rezultat din Planul de dezvoltare RED pe 10 ani.

Planul de investiții se structurează pe trei tipuri de categorii:

- *Investiții esențiale* - sunt acele investiții care au ca scop asigurarea siguranței în exploatare a rețelei de distribuție și a continuității în alimentarea cu energie electrică;
- *Investiții necesare* - sunt acele investiții care au ca scop dezvoltarea, modernizarea și creșterea eficienței rețelei de distribuție pentru asigurarea unui serviciu de distribuție la indicatorii de calitate prevăzuți în standardele de performanță în vigoare;
- *Investiții justificabile* - sunt acele investiții pentru care cheltuielile aferente trebuie analizate în raport cu beneficiile pe care le aduc utilizatorilor.

În planul de investiții, se includ lucrări prudente care conduc la obținerea a cel puțin unuia dintre următoarele beneficii:

- îmbunătățirea indicatorilor de performanță a serviciului, cu respectarea prevederilor legale și a prevederilor contractuale (SAIFI, SAIDI, MAIFI);
- abateri de tensiune - joasă tensiune care respectă Standardul de Performanță al Serviciului de Distribuție;
- îmbunătățirea eficienței energetice a rețelei prin reducerea CPT;
- reducerea OPEX;

-
- reducerea costurilor de mentenanță;
 - restabilirea alimentării cu energie electrică;
 - asigurarea capacității de racordare la sistem a utilizatorilor conform solicitărilor acestora și creșterea cantității de energie electrică transportată/distribuită, cu respectarea prevederilor legale în vigoare;
 - îmbunătățirea condițiilor de muncă în cazul modernizării clădirilor/sediilor administrative;
 - îndeplinirea altor obligații legale.

Fiecare studiu realizat și care stă la baza elaborării Planului de dezvoltare a RED pe 10 ani al DEER determină un portofoliu de lucrări de investiții care duc la obținerea cel puțin a unui beneficiu.

Studiile “Analiza CPT în RED, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune, categorii de instalații, având ca referință țintele de CPT stabilite de ANRE pentru perioada de reglementare în curs” și “Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RED, identificarea măsurilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acesteia, stabilirea calendarului de implementare a măsurilor”, au ca beneficiu principal îmbunătățirea eficienței energetice a rețelei prin reducerea CPT.

Studiul “Analize privind evoluția producției și a consumului de energie electrică în zona de licență, evaluarea necesarului de puncte de reîncărcare a vehiculelor, a potențialului de consum dispecerizabil din zonă pentru identificarea necesarului de dezvoltare optimă a RED” are ca beneficiu principal: asigurarea capacității de racordare la sistem a utilizatorilor conform solicitărilor acestora și creșterea cantității de energie electrică transportată/distribuită, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.

Studiul “Analize de regim de funcționare a RED în vederea identificării necesarului de lucrări de rețehnologizare/modernizare a instalațiilor RED care conduc la asigurarea/îmbunătățirea indicatorilor de continuitate și a calității tehnice a serviciului de distribuție, precum și la reducerea CPT și a OPEX” are ca beneficii principale: îmbunătățirea indicatorilor de performanță a serviciului, cu respectarea prevederilor legale și a prevederilor contractuale SAIDI / SAIFI, reducere OPEX, reducere cheltuieli de mentenanță, Abateri de tensiune jt.

Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție

- Creșterea gradului de telecontrol în instalațiile electrice prin promovarea cu prioritate a lucrărilor de introducere în SCADA/DMS/SAD ca platformă unică pentru stațiile de transformare, posturile de transformare și pentru separatoarele telecontrolate și reclosere.
 - finalizarea integrării în SCADA a stațiilor de transformare;
 - extinderea sistemului SAD până la atingerea eficienței maxime, criteriile de montare a echipamentelor în SAD rural sunt:
 - pe derivații ale rețelei de MT în zone cu incidență mare a defectelor;
 - pe LEA MT care alimentează zone montane sau greu accesibile, de lungime mare;
 - în cazul grupurilor de utilizatori noi, în situația în care în stație nu mai sunt celule disponibile.
 - integrarea în SCADA a producătorilor, prin module performante pentru protecția de bază și protecția de rezervă, cu/fără sistem de afișaj a schemelor sinoptice la nivel de celulă, de regulă asamblate în dulapuri de protecții;
 - porturi speciale de comunicație pentru integrare SCADA, cu protocoale de comunicație standardizate;

-
- înlocuirea cablurilor de circuite secundare, a șirurilor de cleme, a sistemelor de electroalimentare cu altele noi în celulele sau/și stațiile ce nu pot fi încă reabilite; priorități: circuite de declanșare, protecții, măsurare, automatizări, etc.);
 - înlocuirea sistemelor de protecții din celule se poate realiza simultan sau independent de înlocuirea întreruptorului din celula de 110 kV, iar pentru celulele de MT, de regulă, simultan cu înlocuirea întreruptorului;
 - montarea de analizoare în stații pentru analize post-avarie sau funcție implementată în releele de protecție numerice;
 - înlocuirea protecțiilor clasice din PA și PT cu protecții numerice în care să fie incluse și pozițiile echipamentului primar (întreruptor, separator, CLP) integrabile SCADA;
 - automatizarea distribuției reprezintă una dintre cele mai eficiente axe de investiții.
- Implementarea roll out a unui sistem de management al întreruperilor (OMS) care să asigure o gestionare corectă a tuturor evenimentelor, cu monitorizare exactă a manevrelor executate în cadrul unei întreruperi; în acest moment gestionarea întreruperilor se face în aplicația EMID, unde se introduc manual cea mai mare parte a informațiilor care stau la baza calculului SAIDI, SAIFI și MAIFI. Există riscuri mari de a se înregistra erori materiale în completarea fișelor de evenimente și de incidente:
- introducerea greșită a orelor de început și/sau de sfârșit ale evenimentelor;
 - omiterea unor repuneri parțiale, cu efect direct în valoarea indicatorilor de continuitate;
 - erori în alegerea cauzei (proprie, externe, condiții meteo etc);
 - alocarea greșită a numărului de clienți pe instalația de origine a evenimentului etc.

Creșterea continuă a eficienței operaționale prin reducerea cu o rată medie anuală de aprox. 2 % a costurilor controlabile de operare și mentenanță (altele decât cele cu personalul și pentru asigurarea securității în muncă), prin realizarea de investiții oportune și eficiente. Principalul indicator de performanță la care operatorul se va raporta în monitorizarea evoluției eficienței operaționale va fi costul de operare și mentenanța. În vederea creșterii continue a eficienței operaționale:

- implementarea unui sistem avansat de management al activelor (AAM);
- implementarea unui sistem integrat de planificare a resurselor (Workforce Management);
- modernizarea RED și introducerea în instalațiile electrice a unor echipamente performante a căror mentenanță tinde spre zero.

Creșterea eficienței energetice prin reducerea CPT

- optimizări ale funcționării (circulație de P, Q, echilibrarea încărcării fazelor), configurației (deblucarea optimă) și/sau structurii rețelei electrice;
- creșterea tensiunii nominale de funcționare a unor rețele electrice – treceri la 20 kV;
- înlocuirea transformatoarelor de putere existente cu unele cu pierderi reduse și foarte reduse;
- dezvoltarea sistemului de măsurare inteligentă (Smart Metering);
- implementarea unui sistem de management al datelor de măsurare (MDM);
- montarea de panouri fotovoltaice pe clădirile stațiilor de transformare;
- reconducătorare sau schimbarea conductoarelor actuale cu altele având altă tehnologie;

-
- instalații de compensare corect dimensionate și analiza unei amplasări eficiente.

Optimizarea cheltuielilor de operare și mentenanță

- reducerea cheltuielilor de mentenanță corectivă (accidentală) prin modernizarea instalațiilor și utilizarea de echipamente fiabile;
- digitalizarea activității de distribuție astfel încât, atât resursele financiare cât și cele umane, să fie folosite cu randament maxim prin:
 - implementarea unui sistem avansat de management al echipamentelor/activelor (Advanced Asset Management);
 - implementarea unui sistem avansat de management al măsurii (MDM);
 - optimizarea activității de teren prin utilizarea extinsă a dispozitivelor inteligente și tehnologiei mobile (Work Force Management);
 - înlocuirea sistemului EMID printr-un sistem performant de management al întreruperilor (Outage Management System – OMS);
 - digitalizarea activității: Aplicații IT pentru managementul proiectelor; Aplicații IT pentru acces la rețea; Aplicații IT pentru managementul contractelor; Instrument IT pentru gestionarea documentelor DocMS (inclusiv arhivare electronică a documentelor);
 - modelarea topologiei și colectarea datelor tehnice și geografice ale RED în IGEA-BDI/GI.

Pentru digitalizarea activității de distribuție sunt în curs de implementare cu finalizare în anul 2023 următoarele proiecte de investiții:

- realizarea unui sistem de distribuție inteligentă a energiei electrice într-o zonă omogenă de consumatori din cartierele Tiglina 1, Tiglina 2, Tiglina 3 - Micro 16, Tiglina 4 din municipiul Galați, jud. Galați;
- implementarea unui sistem de distribuție inteligentă a energiei electrice, într-o zonă omogenă din municipiul Tg. Mureș, jud. Mureș (Sistem de Management al Activelor rețelei de distribuție a energiei electrice AMS);
- implementarea unui Sistem de distribuție Inteligentă, a energiei electrice, într-o zonă omogenă a cartierului Rogerius – Oradea;
- SMIRC – Soluții de măsurare inteligentă regiunea centru – orașele Codlea și Ghimbav, jud. Brașov (Sistem de Management al Datelor de măsurare în contorizarea inteligentă MDM).

Odată cu finalizarea acestor proiecte cu finanțare europeană prin programul POIM, DEER va beneficia și de avantajele implementării sistemelor AMS și MDM.

Asumarea conceptului “zero accidente de muncă”

- verificarea și remedierea mijloacelor de protecție și avertizare PSI, indicatoare de securitate/avertizare pericol, lacăte și sisteme de închidere a posturilor de transformare/cutii de distribuție și firide, împrejmuiri etc;
- montarea dispozitivelor antipasăre;
- verificarea și completarea dotărilor necesare de echipamente SSM, prăjini electroizolante, scurtcircuitoare etc.

2.10. Principiile de realizare a proiectelor lucrărilor de investiții

În proiectarea instalațiilor și alegerea schemelor operative la toate cele trei niveluri de tensiuni IT, MT și JT, soluțiile alese trebuie să permită dezvoltarea dinamică pe termen lung fără a fi necesare modificări esențiale, și integrarea elementelor principale ale rețelelor existente. Alegerea soluției de proiectare și a schemei de funcționare are la bază un calcul tehnico-economic, inclus în documentația de proiectare a lucrărilor. Se va urmări implementarea conceptului de reziliență (prevenire, regenerare și durabilitate) a rețelelor, având în vedere faptul că sistemele energetice actuale au fost proiectate pe baza ipotezelor anterioare de climă, unde variațiile cererii și ofertei de energie induse de climă s-au bazat pe ipoteze istorice. Un prim pas ar fi, reziliență proiectată de inginerie- $R_{\text{engineering}}$), unde activele globale ale sistemului energetic trebuie astfel proiectate încât serviciile să se poată restabili după o scurtă întrerupere, fără intervenția umană (sisteme de auto-vindecare). Valori de rezilient pentru rețelele de alimentare pot include durata întreruperii performanței (ore), rata perturbației (numărul de linii declanșate/ora sau numărul de linii declanșate), rata de recuperare a sistemului (numărul de linii reenergizate).

Soluțiile adoptate la proiectarea rețelelor electrice de distribuție vor fi rezultatul optimizării problemelor de proiectare ale sistemelor inteligente de energie (obiectivul de proiectare, modelarea sistemului și algoritmul de optimizare) și se vor încadra în perspectiva stabilită în studiile de dezvoltare pentru următorii 10 ani, coroborat cu prognoza evoluției consumului, respectiv a producției de energie electrică din surse convenționale și regenerabile. Obiectivul de proiectare îl reprezintă performanța economică și a interacțiunii rețelei cu noile sisteme (microgrid, integrarea pe scară largă a energiei regenerabile).

Se vor respecta principiile identice de proiectare pentru modernizarea, retehnologizarea, mentenanța și proiectarea instalațiilor noi și se vor încorpora în lucrări materiale și echipamente achiziționate în baza specificațiilor tehnice noi sau actualizate, postate într-o locație accesibilă și comună.

În cadrul instalațiilor noi sau în cadrul lucrărilor de modernizare/retehnologizare/reconstrucție, se prevăd sisteme video de monitorizare a întregului spațiu energetic (stația interioară/exterioară) și se vor respecta următoarele principii privind materialele și echipamentele încorporate, respectiv soluțiile de proiectare propuse.

2.10.1. Rețele electrice de 110kV

Linii electrice de 110kV

✓ Aeriene

- pentru instalațiile noi, de regulă, se va alege schema în buclă (inel), alimentată de pe barele a doua puncte de injecție diferite, excepția o pot face racordările producătorilor;
- se vor monta izolatoare compozite, conform specificației tehnice nr. 9/2019 – *Izolatoare și lanțuri de izolatoare compozite pentru LEA 110 kV*, aplicabilă la nivelul DEER, în cadrul lucrărilor de modernizare care presupune schimbare de izolație, izolatoarele tip VKLS se vor înlocui cu izolatoare compozite;
- se vor utiliza stâlpi metalici zincăți zăbreliți în varianta bulonată (sudați pe tronsonul de la bază) sau/și stâlpi metalici zincăți tubulari;
- utilizarea stâlpilor metalici zincăți tubulari în locul stâlpilor din beton deteriorați, care și-au pierdut capacitatea portantă și nu mai pot fi reparați, în vederea reducerii suprafețelor de teren ocupate definitiv;

-
- utilizarea conductoarelor active din aliaj de aluminiu (Aloy sau Alcoro), precum și a celor cu funcționare la temperaturi ridicate (ACCR, ACCC), în vederea măririi capacității de distribuție.
 - ✓ Subterane
 - pentru instalațiile noi, de regulă, se va alege schema în buclă (inel), alimentată de pe barele a două puncte de injecție diferite;
 - liniile electrice de 110 kV se realizează, de regulă, cu cabluri armate de tip uscat, având conductoare din aluminiu, izolația din polietilenă reticulată (XLPE) și accesorii performante, pozate în profile tipizate din beton; se va borna traseul cablului cu evidențierea amplasării la intersecții de drumuri;
 - înlocuirea rezistențelor neliniare, remedierea defectelor de manta corodată, realizarea protecției catodice a cablurilor;
 - necesitatea unei rețele în cablu de 110 kV noi poate fi impusă numai de apariția unei stații noi sau de devierea, pe o porțiune semnificativă, a unei rețele existente, datorită construcției unor obiective deosebit de importante.

Stații de transformare IT/MT

Pentru stațiile de transformare IT/MT sunt planificate:

- ✓ integrarea în SCADA a instalațiilor ce încă nu au fost telecontrolate (cu accent pe finalizare execuție la MN și la TS);
- ✓ integrarea în telecontrol a tuturor dulapurilor SCADA montate în stații.

Notă - vor fi incluse în totalitate, progresiv ca număr toate stațiile netelecontrolate, telecontrolate minimal sau parțial, funcție de fondurile disponibile.

Principii generale de proiectare pentru stațiile noi:

- ✓ alegerea schemei electrice și a profilului stațiilor de transformare de 110kV/MT de distribuție publică se va face ținând cont de ansamblul rețelei de distribuție de înaltă tensiune (rețeaua de alimentare a stațiilor) și de medie tensiune existente;
- ✓ stațiile de transformare se vor putea rezerva prin rețeaua de medie tensiune și/sau prin succesiunea trafo din stație (unul în exploatare și unul în rezervă caldă);
- ✓ pentru stațiile noi sau în rețehnologizare, profilul final este de regulă 2X16 MVA sau 2x25 MVA; puteri unitare mai mari de 25 MVA, respectiv 40 MVA și 63 MVA, vor fi utilizate numai în cazuri bine justificate (concentrare mare de sarcină), în zone constructive dense, având la baza calcule comparative tehnico – economice. Profilul final al stațiilor de transformare se va realiza etapizat, în funcție de evoluția consumului în zonă, de evoluția rețelei de 110 kV și de medie tensiune în zonă și de schema optimă pentru aceste rețele, în etapa finală;
- ✓ racordarea la sistem a stațiilor de transformare de 110 kV/MT se va realiza respectând principiul intrare – ieșire în buclă pe 110 kV sau racord adânc alimentat din bara de 110 kV a unei stații de transformare de 110 kV/MT. Numai în cazuri excepționale, bine justificate, se va racorda o stație de transformare de 110 kV/MT în derivație din LEA 110 kV;
- ✓ nu se vor proiecta stații cu bare duble și/sau bara de transfer; acestea vor fi prevăzute numai în cazuri excepționale, atunci când stația constituie un important punct de conexiune în rețeaua de 110 kV;
- ✓ amplasamentul stațiilor de transformare de 110/20 kV se va stabili în funcție de schema de alimentare pe 110 kV a zonei și cât mai aproape de centrul de greutate al consumului, urmărindu-se ca rețelele de medie tensiune să aibă o lungime cât mai redusă;

-
- ✓ rezervarea consumatorilor este absolut obligatorie și se realizează dintr-o bară/secție de bară diferită față de alimentarea de bază, sau din altă stație dacă distanța între stații, topologia și lungimea liniilor MT permit;
 - ✓ pentru stațiile noi care nu se înregistrează în patrimoniul OD nu vor adopta soluțiile și schemele ce implică tranzitul energiei electrice prin bara colectoare a abonatului/ producătorului.

În cadrul lucrărilor de modernizare/retehnologizare vor fi promovate următoarele lucrări:

a) pe partea de IT:

Stațiile electrice de transformare IT/MT au o vechime de peste 30 de ani. În stațiile nemodernizate, întreruptoarele de tip IUP/HPGE de 110 kV cu mecanism de acționare cu aer comprimat și care au durata de viață depășită, prezintă un grad avansat de uzură, pierderi de ulei cu impact negativ asupra mediului. În aceeași situație sunt și separatoarele de 110 kV de tip STE, STEP cu izolatoare din porțelan. În contextul stării actuale a întreruptoarelor și separatoarelor de 110 kV existente în stațiile de transformare (uzura fizică pronunțată, fiabilitate și performanțe tehnice scăzute), se impune:

- ✓ înlocuirea întreruptoarelor de 110 kV de tip IUP/HPGE cu unele moderne având izolația internă și mediul de stingere în SF₆, vid sau CO₂, respectiv a separatoarelor tripolare de tip exterior (STE/STEP) cu unele având izolația compozită;
 - ✓ echiparea pe partea de 110 kV poate fi prevăzută și în sistem modular capsulat (hibridi cu SF₆) cu posibilitatea integrării în SCADA – avantaje: spațiu, siguranță în funcționare, mentenanță spre 0;
 - ✓ proiectarea stațiilor de transformare de 110kV/MT cu partea de IT montată în exterior și cu conexiunea de MT montată în interior. Pentru cazurile bine-justificate, ca de exemplu, lipsa de teren pentru construcția stației sau grad mare de poluare, se vor putea alege și montaje în interior ale părții de 110 kV din stație, sau montaje mixte în care o parte din instalații (transformatoarele) se montează în exterior;
 - ✓ utilizarea echipamentelor cu funcții multiple: întreruptoare debroșabile, trafo de curent și tensiune (în SF₆), cu ambele funcții înglobate, descărcătoare cu oxid de zinc, etc; se vor monta doar rele digitale;
 - ✓ montarea doar a transformatoarelor de putere cu pierderi reduse, care pot fi montate în interior sau exterior, în funcție de posibilitățile existente. Acestea vor fi dotate cu comutatoare de ploturi performante pentru menținerea benzii de tensiune corelat cu funcționarea centralelor electrice din surse regenerabile;
 - ✓ utilizarea izolației compozite;
 - ✓ tratarea neutrului rețelei de medie tensiune cu:
 - soluții moderne de automatizare a reglajului bobinei de stingere (împreună cu realizarea protecției împotriva punerilor simple la pământ);
 - tratarea mixtă: bobină de stingere și rezistor acolo unde ponderea rețelelor aeriene este egală cu cea în cablu;
 - tratarea mixtă: rezistor și întreruptor șunt;
 - tratarea neutrului prin rezistență în zonele cu rețele în cablu sau majoritar cablu.
- Alegerea soluției de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune se va face în baza unor calcule tehnico-economice, având în vedere, în principal, următoarele:
- structura și caracteristicile rețelei;
 - intensitățile curenților care apar, în caz de defect, la pământ;
 - valorile și duratele supratensiunilor tranzitorii și temporare;
 - localizarea rapidă și selectivă a defectelor;
 - continuitatea în alimentare și calitatea energiei electrice distribuite;

-
- tensiuni de atingere și de pas sub limitele admisibile.
 - ✓ modernizarea serviciilor proprii de curent continuu, cu folosirea de baterii de acumulare fără întreținere și cu durată mare de funcționare, echipate cu sistem de monitorizare permanent, cu semnalizări integrate în SCADA;
 - ✓ configurarea și preluarea tuturor protecțiilor numerice în serverul osciloperturbograf de la nivelul stației și transmiterea automată a înregistrărilor inclusive la nivel central;
 - ✓ stațiile noi sau cele modernizate cu număr mare de celule >4 vor fi proiectate în soluție digitală.

b) pe partea de MT:

- ✓ stabilirea numărului celulelor de linie de 20 kV în funcție de capacitatea finală a stației și de gradul de utilizare economică a unei linii de medie tensiune cu secțiunea maximă;
- ✓ proiectarea stațiilor cu scheme electrice cu bare simple nesectionate sau sectionate prin cuple longitudinale, conform profilului stației (cu o unitate de transformare sau două); schema electrică cu bare duble pe partea de M.T. se va utiliza numai în cazuri bine justificate din punct de vedere tehnico-economic (concepția rețelelor de M.T., regimul de funcționare adoptat și continuitatea alimentării consumatorilor);
- ✓ proiectarea sălilor de conexiuni, în incinte modulare, cu celule performante, echipate de regulă cu întreruptoare cu vid, într-o configurație de tip bară simplă sectionată prin cuplă;
- ✓ montarea, în cadrul lucrărilor de modernizare/retehnologizare, a întreruptoarelor cu comutație în vid, conform specificației tehnice numărul 94/2010 – Întrerupător 24kV cu izolație în vid, revizuită;
- ✓ se va urmări ca echipamentele electrice (întreruptor, separator, transformatoare de măsurare, contoare digitale pentru măsurarea energiei electrice, etc) ce se vor achiziționa să asigure condițiile de interoperabilitate cu soluțiile IT și de comunicații;
- ✓ utilizarea pe partea de circuite secundare (instalații de protecție și automatizare) a protecțiilor numerice, incluse în echipamente numerice distribuite, compatibile cu sistemul SCADA. Înlocuirea sistemelor de comandă, măsurare și protecții din celule se poate realiza simultan sau independent de înlocuirea întreruptorului din celula de 110 kV, iar pentru cele de M.T., de regulă, simultan cu înlocuirea întreruptorului;
- ✓ înlocuirea șirurilor de cleme corodate la instalațiile de protecție și automatizare;
- ✓ înlocuirea sistemelor de electroalimentare;
- ✓ montarea de analizoare în stații, progresiv, în concordanță cu cererile noului Standard de performanță.
- ✓ configurarea și preluarea tuturor protecțiilor numerice în serverul osciloperturbograf de la nivelul stației și transmiterea automată a înregistrărilor inclusiv la nivel central.

2.10.2. Rețele electrice de medie tensiune

Linii electrice de 20kV

Rețelele de distribuție publică de medie tensiune existente, atât cele aeriene cât și cele subterane, care funcționează la tensiunile de 6 sau 10 kV, se vor trece etapizat la 20 kV. Etapele și modul de trecere la 20 kV se vor stabili pe baza de calcul tehnico-economic în cadrul documentelor de proiectare, luându-se în considerare reducerea CPT, OPEX și următoarele aspecte:

- a) valoarea neamortizată și starea tehnică a rețelelor existente;
- b) creșterea consumului existent în zonă și/sau apariția de noi prosumeri;
- c) gradul de încărcare a rețelelor existente și posibilitățile de preluare a unor noi consumuri prin aceste instalații;

-
- d) lucrările de urbanizare și sistematizare propuse de administrația locală, lucrări care determină necesitatea de restructurare a rețelelor electrice;
 - e) posibilitatea realizării surselor la tensiunea de 20 kV.

Trecerea la 20 kV va fi pregătită prin prevederea în documentațiile tehnico-economice, pentru instalațiile noi sau modernizate, a cablurilor și echipamentelor cu nivel de izolație la 20 kV. Aceste rețele pot funcționa o perioadă limitată la 6 sau 10 kV, cu luarea în considerare a sarcinilor rezultate în urma funcționării la niveluri inferioare de tensiune.

Din punctul de vedere al schemei de racordare la stațiile de transformare, rețelele electrice de medie tensiune pot fi clasificate în două categorii:

- a) rețele cu racordare directă – sunt acele rețele în care punctele de conexiune/posturile de transformare sunt racordate direct la barele de 20 kV ale stațiilor de transformare, prin intermediul liniilor electrice de medie tensiune;
- b) rețele cu racordare indirectă – sunt acele rețele în care punctele de conexiune/posturile de transformare sunt racordate la barele punctelor de alimentare, care, la rândul lor sunt racordate la sursele de alimentare prin fideri.

Se va adopta, de regulă, sistemul de racordare directă la barele stațiilor de 110/20 kV. Sistemul de racordare indirectă prin intermediul PC/PA (punct de conexiune/punct de alimentare) se va utiliza în situații speciale:

- a) când stația de transformare de 110/20 kV este situată departe;
 - b) când, prin consumul zonei, nu este pe moment justificată apariția unei stații noi de 110/20kV;
 - c) nu există celulă disponibilă în stație pentru o nouă injecție.
- ✓ Configurația rețelelor de distribuție urbană și rurală va fi în buclă, cu funcționare radială, cu alimentare din aceeași stație dar pe sisteme de bare diferite, sau din stații diferite, secționarea fiind realizată pe principiul debuclării optime (consum propriu tehnologic minim);
 - ✓ În situația în care o LEA MT este realizată atât cu conductoare neizolate cât și cu cablu izolat, tratarea neutrului se va face prin rezistor sau cu bobina, dar în acest caz se va prevedea deconectare rapidă la prima punere la pământ (în ambele situații se vor lua măsuri de eliminare a punctelor slabe din zona conductoarelor neizolate);
 - ✓ Se vor proiecta linii electrice de MT cu lungimi ale axului de maxim 20-25 km, sau reconfigurarea liniilor lungi existente, prin realizarea unor injecții noi din stații, astfel încât să fie îndeplinit acest criteriu;
 - ✓ În situația în care o LEA de MT este realizată atât cu conductoare neizolate, cât și cu cablu torsadat, tratarea neutrului se va face prin rezistor sau cu bobină, dar în acest caz se va prevedea deconectare rapidă la prima punere la pământ (în ambele situații se vor lua măsuri de eliminare a punctelor slabe din zona conductoarelor neizolate).

Aeriene

În cadrul lucrărilor de modernizare se vor prevedea:

- ✓ înlocuirea conductoarelor neizolate în funcție de specificul zonei, utilizându-se astfel:
 - conductoare clasice neizolate în special în zonele extravilan sau pe derivațiile care alimentează un număr mic de consumatori, unde nu se justifică economic o investiție în conductor aerian izolat sau în cablu subteran;

-
- conductoare torsadate izolate și cu accesorii performante în zonele intravilan, în zonele cu concentrări urbane, în zonele cu vegetație abundentă și/sau în zonele agricole cu populație mare de păsări, în conformitate cu noua specificație tehnică nr. 125/2019 – *Conductoare din OL-AL izolate cu XLPE pentru linii electrice aeriene 12/20kV*, avizată la nivelul celor trei zone;
 - ✓ înlocuirea izolației clasice cu izolație compozită precum și a armăturilor performante, în conformitate cu specificația tehnică nr 5/2019 – *Izolatoare și lanțuri de izolatoare compozite de 20 kV*;
 - ✓ înlocuirea stâlpilor de lemn și de beton ce prezintă deteriorări (SE) sau degradarea sistemului de protecție anticorozivă, pe liniile cu valori mari SAIDI și SAIFI;
 - ✓ reconfigurarea liniilor supraîncarcate în zone cu perspective de dezvoltare;
 - ✓ conductoarele preizolate se pot utiliza numai în cazul legăturilor între echipamente, unde distanțele de izolare în aer sunt insuficiente.

Rețelele de MT aeriene conțin elemente de comutație (separatoare telecomandate sau reclosere) care vor fi integrate etapizat în sistemele SCADA-SAD. Lucrările promovate în Planurile de Investiții pe tipologia LEA MT vor avea prevăzută montarea de separatoare telecomandate și reanclanșatoare, astfel încât la nivelul societății să fie instalate un număr de 15 echipamente telecomandate la 100 km linii electrice aeriene sau 500 utilizatori/echipament telecomandat. Aceasta înseamnă un număr mediu de 6 echipamente telecomandate la nivelul unui distribuitor mediu. Se vor prevedea și montarea de senzori de MT și jt în zona de rețea analizată.

Criteriile de montare a separatoarelor telecomandate și a reanclanșatoarelor în SAD sunt:

- în axul liniei, pentru distribuitorii lungi, astfel încât să secționeze axul în 2 maxim 3 locuri;
- pe derivații lungi ale rețelei de MT, în special în zone cu incidență mare a defectelor și la început de racord;
- pe LEA MT care alimentează zone greu accesibile;
- în punctul de buclare cu altă linie.

Reanclanșatoarele trebuie să fie integrate în sisteme de teleconducere (prin transmiterea de comenzi de conectare/deconectare, activare/dezactivare protecției și RAR și informații și semnalizări despre poziția întrerupătorului, protecției și RAR, lipsă tensiune alternativă la sursa de încărcare baterie, despre terminarea secvenței de lucru, mod de lucru, monitorizări ale tensiunii bateriilor, etc.). Teleconducerea acestor reclosere se realizează conform ST nr 66/2004–*Teleconducere, reanclanșatoare*, revizuită.

Mai multe tipuri de lucrări vor fi evaluate pentru liniile electrice de medie tensiune, în special cele care au înregistrat valori mari ale indicatorului SAIDI, inclusiv:

- ✓ Extinderea SAD prin montare reanclanșatoare și separatoare telecomandate;
- ✓ Buclarea liniilor electrice de medie tensiune.

Subterane

- ✓ liniile electrice noi în cablu, vor fi cu izolație în polietilenă reticulată (tip XLPE) și accesorii de racordare și manșonare modernizate, în conformitate cu specificațiile tehnice nr. 16/2019 – *Cablu 12/20kV cu izolație din polietilenă reticulată XLPE* și 17/2019 – *Accesorii pentru cablu 20kV cu izolație XLPE*;
- ✓ montajul LES va fi, de regulă, în pamânt, în profile de canalizare tip, sau în tuburi riflate; canalizări betonate (canivouri) se aplică numai în cazuri justificate;

-
- ✓ rețelele de medie tensiune urbane se vor proiecta în cablu subteran, cu respectarea distanțelor normale față de celelalte instalații subterane, se va avea în vedere evitarea incidentelor ce pot apărea ca urmare a intervențiilor altor prestatori de servicii;
 - ✓ în cadrul unei lucrări, în același profil cu cablul proiectat, se poate prevedea pozarea suplimentară a unui tub riflat de rezervă, care să dea posibilitatea pozării ulterioare a unui nou cablu, fără a fi necesară spargerea pavajului; în acest sens se vor amplasa subteran cămine de tragere. Măsura este necesară în zonele cu dezvoltare accelerată și unde intervenția în carosabil sau pe trotuar aduce disconfort semnificativ;
 - ✓ în zone cu flux mare de cabluri pozate în vecinătatea altor instalații de utilități (în special de gaze), unde riscul de producere avarii în urma săpăturilor, se recomandă marcarea traseelor de LES cu markeri electronici;
 - ✓ configurația liniilor în cablu va fi în buclă, cu funcționare radială pe aceeași sursă sau pe surse diferite.

Notă: Odată cu creșterea exigențelor impuse de Standardul de performanță în ceea ce privește implementarea conceptului de reziliență a rețelelor electrice și limitarea întreruperilor tranzitorii, devine necesară construirea de rețele în cablu și mai puțin în aerian.

2.10.3. Posturile de transformare MT/JT

Continuă integrarea în sistemul SCADA/DMS a posturilor de transformare. Vor exista diferențieri între modul de integrare a posturilor, în sensul că unele vor fi telecomandate iar în altele vor fi monitorizate mărimile electrice (tensiune și curent) necesare pentru decizii operative la nivel de conducere prin dispecer, fie pentru asigurarea datelor de intrare pentru funcții DMS. Includerea în strategie a unui număr limitat de posturi de transformare are drept scop reducerea efortului financiar fără ca această limitare să inducă o influență majoră pentru performanțele de ansamblu a sistemelor SCADA.

Până în anul 2028 trebuie să fie integrate în SCADA cel puțin 30% din posturile de transformare zidite (cel puțin 2 posturi pe un distribuitor). Este un efort financiar consistent având în vedere procentul mic de posturi telecontrolate. Nu se vor telecontrola PTA-urile sau posturile în vârf.

În vederea integrării posturilor de transformare în sistemul DMS/SCADA, se iau în considerare următoarele principii de stabilire a posturilor necesar/oportun a se integra în acest sistem:

- importanța postului pe distribuitor pentru exploatarea rețelei din punct de vedere al dispecerului (secționare, acces dificil la posturi pentru manevre, importanța consumatorilor alimentați);
- reducerea duratei de localizare a defectului;
- posibilitatea de buclare cu alți distribuitori;
- creșterea siguranței în alimentare.

Pentru posturile de transformare care au înregistrat valori mari ale indicatorului de continuitate SAIDI, în cadrul proiectelor de investiții se mai planifică:

- ✓ înlocuirea celulelor cu celule modulare cu elemente de comutație în SF6 (la celule cu separator) sau vid (la celule cu întreruptor), conform specificației tehnice nr. 93/2010 – „Celule modulare pentru posturi de transformare” revizuită, în vigoare la nivelul celor trei zone;
- ✓ posturile de transformare de rețea noi se vor realiza de regulă cu izolația la 20 kV, indiferent de tensiunea de funcționare a rețelei (6, 10 kV), până la trecerea la funcționarea la 20 kV, dacă aceste lucrări sunt prevazute în studiile de perspectivă sau în analizele de rețea;
- ✓ înlocuirea transformatoarelor cu un grad de uzură ridicat cu transformatoare noi cu pierderi reduse (conform Directivei Europene UE-548/2014);

-
- ✓ echiparea posturilor cu un transformator în gama de puteri 40-160-250 kVA pentru posturile aeriene, respectiv 250 – 630kVA pentru posturile de transformare în anvelopă de beton, pentru alimentarea consumatorilor casnici și social-edilitari;
 - ✓ buclarea, pe cât posibil, a posturilor de transformare cheie; se pot gândi aceste buclări și ca lucrări de întărire, dacă există solicitări de racordare în zonă;
 - ✓ obturarea orificiilor de trecere la cabine și celule din posturile de transformare pentru a evita inundarea posturilor și pătrunderea animalelor mici la echipamente; se vor folosi presetupe la orga postului;
 - ✓ montarea de tablouri de distribuție compacte, echipate cu întreruptor automat debroșabil și cu protecții la întreruperea conductorului de nul și a celui de fază, cu monitorizarea tensiunii și a curentului pe nul, grup măsură generală cu contor electronic cu curbă de sarcină integrat în sistemul de măsură;
 - ✓ înlocuirea posturilor de transformare în anvelopă de metal tip vechi cu posturi de transformare în anvelopă de beton, conform specificației tehnice numărul 90/2010 - Post de transformare, punct de alimentare prefabricat, complet echipat, în anvelopă de beton, revizuită;
 - ✓ echiparea cu:
 - motorizări și contacte auxiliare necesare pentru semnalizarea și comanda echipamentelor în celulele existente/noi, de tip modular sau monobloc;
 - echipamente de achiziție și comunicații pentru integrare în sistem;
 - ✓ toate posturile de transformare noi în anvelopă se vor echipa complet pentru integrarea în SCADA (motorizări, relee numerice, RTU, echipament de telecomunicații, electroalimentare, etc.) și vor fi climatizate;
 - ✓ se va evita utilizarea posturilor prefabricate la care manevrele locale trebuie executate din exteriorul postului, excepție fiind zonele unde suprafața de teren este redusă;
 - ✓ toate posturile de rețea vor fi echipate cu contoare SM pentru gestiunea energiei electrice debitate/injectate în rețeaua de JT, pentru control circulației de puteri și vor fi prevazute cu analizoare pentru monitorizare calitate tehnică conform noului Standard de performanță în toate posturile vor fi instalate concentratoare pentru comunicații SM;
 - ✓ în funcție de specificul consumului, pentru alimentarea unor consumatori izolați sau a unor consumuri concentrate, se vor utiliza transformatoare de puteri mai mici, amplasate cât mai aproape de centrul de greutate al consumului:
 - a) trifazate de 16 - 40 kVA;
 - b) bifazate, respectiv monofazate, după caz, de 5 - 40 kVA - în această situație se va avea în vedere ca factorul de nesimetrie pe barele stației de alimentare și la capătul LEA de MT să se mențină în limitele acceptate (2%).
 - ✓ se vor identifica acele zone cu conductoare subdimensionate în raport cu consumul și se vor propune lucrări de modernizare în planurile de investiții; Identificarea se va face în baza sesizărilor, măsurătorilor de sarcină și tensiune la plecarile din post și la capăt de rețea și din statistica deranjamentelor din EMID;
 - ✓ vor continua rocadele de transformatoare din posturi, astfel încât gradul de încărcare al lor să fie în jur de 80%;
 - ✓ se vor promova transformatoare de 20/0,4kV cu reglaj automat al tensiunii în rețelele cu integrare largă a surselor regenerabile de energie (fotovoltaice).

Important: până în 2028 în toate posturile de transformare vor fi montate și integrate analizoare pentru monitorizarea calității tehnice a tensiunii. Toate proiectele care prevăd posturi de transformare noi sau modernizate vor prinde aceste echipamente prin proiectele de execuție, iar pentru posturile vechi se vor demara proceduri de achiziție cu furnizare și montare analizoare de calitate pe joasă tensiune.

2.10.4. Rețele electrice de joasă tensiune

Rețeaua de joasă tensiune din gestiunea DEER este o rețea centralizată, care se bazează pe un număr mare de posturi de transformare de putere relativ ridicată și pe o rețea extinsă de joasă tensiune, deserving sute de consumatori.

Spre deosebire de această configurare, sistemele descentralizate se bazează pe transformatoare de putere mici, instalate la centrele de consum sau foarte aproape de acestea, cu un sistem de distribuție de joasă tensiune restrâns sau chiar inexistent, fiecare transformator alimentând 1-15 consumatori, în funcție de densitatea de sarcină.

Diferențele principale dintre aceste două concepte sunt următoarele:

- ✓ în sistemele centralizate puterea este distribuită consumatorilor prin vehiculare pe liniile de joasă tensiune, în timp ce în sistemele descentralizate aceasta este practic distribuită în centrele de consum la medie tensiune;
- ✓ sistemele descentralizate necesită investiții mai mari (aproximativ cu 6%), din cauza lungimii liniilor de medie tensiune și a utilizării unui număr mai mare de transformatoare cu putere unitară mică;
- ✓ fără considerarea pierderilor în rețele, din punct de vedere economic, este mai eficient sistemul centralizat, dar dacă se ține cont de costurile aferente consumurilor tehnologice, această variantă este practic scoasă din competiție;
- ✓ în funcție de configurarea rețelelor în zone, la eventualele racordări solicitate, se recomandă elaborarea unui calcul tehnic economic prin care să se aleagă soluția de alimentare, în sistem centralizat sau descentralizat.

Configurația liniilor electrice de joasă tensiune va fi, de regulă, buclată, cu funcționare radială în regim normal, separația realizându-se în puncte optime, pe criteriul CPT minim și al protecțiilor selective.

În mediul urban:

- ✓ rețelele vor fi construite de regulă în cablu subteran cu izolație în polietilenă reticulată, accesoriile vor fi montate în tehnologie termocontractabilă, contractabilă la rece sau prin glisare;
- ✓ configurația rețelelor de j.t. adoptată va fi radială dar cu posibilități de buclare cu alte ieșiri din posturi, buclarea fiind admisă în cazul consumatorilor ce solicită o dublă alimentare și care pot suporta costuri suplimentare; în mediul urban configurația rețelei va fi de regulă buclată, cu funcționare radială;
- ✓ în cadrul bransamentelor blocurilor de locuințe se folosesc firide principale montate la intrarea în bloc pentru blocurile mici și firide secundare (la blocurile înalte), pe fiecare etaj, sau câte o firidă la două etaje;
- ✓ firida de bransament trebuie să conțină obligatoriu aparatul electric de protecție și includ contoarele pentru decontare;
- ✓ firidele de bransament se montează în spațiul special amenajat în zid, în locuri cât mai accesibile personalului de exploatare. Firidele secundare se montează în spațiile comune (casa scării).
- ✓ secțiunea cablurilor de j.t. va fi cea rezultată din calcul, dar nu mai mică de 150 mm² Al;
- ✓ lungimea unei ieșiri din PT va fi corelată cu puterea nominală a postului, cu respectarea căderilor de tensiune la abonați;
- ✓ configurația rețelei va fi de regulă buclată, cu funcționare radială.

În mediul rural

- ✓ rețelele vor fi, de regulă, aeriene, cu conductoare izolate torsadate (TYIR), suspendate pe stâlpi, cu utilizarea armăturilor universale, a clemelor cu role și legăturile preformate; se vor folosi pe cât posibil, conductoare torsadate care vor avea secțiunea conductorului de nul cel puțin egală cu secțiunea conductoarelor de fază;
- ✓ configurația rețelelor de j.t. adoptată în mediul rural va fi radială, dar cu posibilități de buclare cu alte ieșiri din posturi, buclarea fiind admisă în cazul consumatorilor ce solicită o dublă alimentare și care pot suporta costuri suplimentare; în mediul rural, în zonele cu concentrație mare de locuințe, configurația rețelei va fi de regulă buclată, cu funcționare radială, ca și în cazul rețelelor din mediul urban;
- ✓ măsurarea energiei electrice se va face prin utilizarea de BMPM(T) montate de preferat la limita de proprietate, cu acces din domeniul public;
- ✓ stâlpii utilizați în cadrul unei linii (panou) vor fi din aceeași gamă constructivă (formă, secțiune, material);
- ✓ în rețelele de distribuție de joasă tensiune, neutrul rețelelor se va lega rigid la pământ la PT și, repetat, în rețea, conform 1 RE-Ip 30/2004. Valoarea prizei echivalente a LEA de j.t. se va stabili astfel încât să fie îndeplinită condiția de funcționare a protecției din post, împotriva atingerilor indirecte;
- ✓ brașamentele monofazate aeriene se vor executa din cablu coaxial din Al, cu secțiunea de minim 16 mm^2 , sau cablu coaxial din Cu cu secțiunea de minim 10 mm^2 și BMPM;
- ✓ echilibrări ale rețelelor, pentru limitarea circulațiilor prin nulul rețelei și prin prizele de pământ;
- ✓ asigurarea protecției împotriva supratensiunilor de trăsnet, în funcție de caz, prin descărcătoare cu rezistența variabilă, care se vor monta pe LEA, conform reglementărilor specifice;
- ✓ se interzice utilizarea cutiilor de secționare în axul rețelei de j.t..

Blocul de măsurare și protecție trebuie să asigure următoarele funcții:

- racordarea instalației electrice a utilizatorului la instalația de alimentare a distribuitorului;
- măsurarea energiei electrice active/reactive;
- protecția la suprasarcină, scurtcircuit și la curenți diferențiali reziduali a coloanei generale de alimentare cu energie electrică a utilizatorului;
- protecția împotriva supratensiunilor de frecvență industrială apărute în rețea, prin întreruperea accidentală a conductorului;
- protecția împotriva electrocutării prin atingere directă a circuitelor și echipamentelor montate în cutia blocului de măsurare și protecție aflate în mod normal sub tensiune;
- posibilitatea realimentării de către utilizator, în cazul acționării protecțiilor la un curent electric de defect în instalațiile acestuia;
- posibilitatea citirii contorului sau, dacă este cazul, întreruperii alimentării cu energie electrică de către operatorul de distribuție, independent de prezența utilizatorului;
- protecția împotriva sustragerilor de energie electrică și a deteriorării echipamentelor prin acțiunea unor persoane rău-intenționate sau neavizate;
- să permită înregistrarea și citirea consumului, de regulă, fără ca acestea să fie condiționate de prezența sau acceptul utilizatorului;
- să fie dimensionat în funcție de puterea aprobată prin ATR, cu luarea în considerare a evoluției puterii aprobate, menționate în cererea utilizatorului.

Se vor promova în planurile de investiții lucrări cu specific de CENTRALIZARE DE MĂSURĂ/Scoatere BMP la limita de proprietate, pentru zonele caracterizate de valori mari de CPT (în special comercial). Aceste lucrări presupun următoarele aspecte:

- scoaterea contoarelor la limita domeniului public, pe fațada casei, pe gard sau pe stâlpul de branșament;
- pentru zonele fără acces din domeniul public, contoarele se centralizează în FDCP-uri la limita de proprietate;
- de regulă se montează contoare SM în BMP-uri.

2.10.5. Principii de realizare a sistemelor de automatizare și protecții

Sistemele de protecții și automatizare

Protecțiile RED (homopolară, maximală, distanță etc) sunt setate să funcționeze în cazul scurtcircuitelor (mono sau polifazate -cu sau fără puneri la pământ), la suprasarcini și la supratensiuni.

Cele mai importante aspecte în reglarea protecțiilor sunt asigurarea selectivității între protecțiile montate la diferite niveluri ale instalației și asigurarea sensibilității pentru protecțiile de bază și cele de rezervă.

Automatizările în rețea (RAR, AAR) sunt setate ca timp astfel încât să poată asigura reconectarea sursei de alimentare sau a rezervei după un defect trecător într-un interval de timp care să permită încadrarea la *întrerupere tranzitorie* din perspectiva Standardului de Performanță.

Atât circuitele secundare noi cât și cele promovate în cadrul lucrărilor de investiții vor fi realizate numai cu echipamente numerice.

La implementarea sistemelor de protecție prin relee, automatizare și teleconducere se vor avea în vedere posibilitățile de upgradare, precum și toate aspectele de compatibilitate și interoperabilitate.

2.10.6. Principii de realizare a sistemelor de măsurare inteligentă

Introducerea contoarelor inteligente în sistemele energetice trebuie să fie o prioritate națională, ca prim pas în digitalizarea infrastructurii. Contorizarea inteligentă este recunoscută pentru beneficiile pe care le aduce consumatorilor finali, companiilor de utilități și întregului sistem energetic, inclusiv beneficii asupra mediului, prin creșterea eficienței energetice și integrarea SRE în SEN.

Rețelele inteligente vor integra și soluțiile tip grid-to-vehicle (G2V) și vehicle-to-grid (V2G), care permit introducerea scalată a proiectelor SRE și îmbunătățirea fiabilității sistemului energetic.

Astfel, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei ANRE) a aprobat în 2019 „Calendarul de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) a energiei electrice la nivel național pentru perioada 2019 – 2028”. Montarea sistemelor de măsurare inteligentă este gratuită pentru consumatorii finali, operatorii de distribuție urmând să își recupereze costurile prin tariful de distribuție.

Referitor la implementarea SM, la nivel de DEER începând cu 2019 a fost elaborată și difuzată pentru aplicare:

Strategia de implementare a SMI 2019-2028

Avantajele sistemelor de măsurare inteligentă:

- reducerea pierderilor comerciale prin reducerea sustragerilor de energie electrică;
- monitorizarea, măsurarea, contorizarea și facturarea consumurilor reale, astfel încât prognoza să fie cât mai realistă;

- reducerea semnificativă a cheltuielilor cu personalul tehnic (necesar pentru înlocuire contoare defecte sau cu geam matisat) și de specialitate (cititorii);
- monitorizarea, controlul și operarea de la distanță, cu costuri reduse.
- gestionarea consumului de energie electrică de către consumatori

Cadrul legislativ național a fost modificat în ultimii ani, transpunând cerințele legislației europene legate de implementarea la scară largă a contorizării inteligente în legislație națională. În baza Legii energiei nr.123/2012, cu completările și modificările ulterioare privind aprobarea calendarului de implementare a Sistemelor de Măsurare Inteligentă (SMI) de către ANRE, Operatorii de Distribuție au obligația să prezinte proiecte de implementare SMI pe bază de analize cost-beneficiu proprii, care vor fi integrate într-un Program de dezvoltare la scară largă a contorizării inteligente la nivel național. Ordinul ANRE nr. 177/2018 actualizat stabilește condițiile privind elaborarea planurilor de contorizare la scară largă în România, principalele obligații ce revin Operatorilor de Distribuție, funcționalitățile minimale ale sistemelor de măsurare inteligentă precum și indicatorii de performanță aferenți. ANRE va aproba implementarea planului de roll-out SMI, în două etape:

- a) până la 1 ianuarie 2024, OD vor asigura integrarea în SMI a clienților cu un consum anual mai mare decât un prag [kWh] stabilit de ANRE și clienților care dețin surse de producere cu putere instalată < 10 kW, respectiv prosumatorilor; Integrarea se va face conf. O177/2018 pe zone de implementare. În acest moment, se integrează într-un sistem de telecitire toți producătorii de energie electrică indiferent de pragul de putere din CRR;
- b) până la 31 decembrie 2028, OD vor asigura integrarea în SMI a clienților care nu se încadrează la lit. a) exclusiv în condiții de eficiență a investițiilor.

Calendarul de implementare până în anul 2028, aprobat de ANRE prin decizia nr. 1315 din 03/08/2022, este:

Tabelul 9

	Anul	Număr de utilizatori noi integrați în SMI	Cota utilizatorilor integrați în SMI din numărul total de utilizatori din zona de concesiune
DEER MUNTENIA NORD	2019	4.315	1%
	2020	37.448	4%
	2021	15.413	5%
	2022	27.388	7%
	2023	98.763	14%
	2024	53.260	18%
	2025	52.854	22%
	2026	53.564	25%
	2027	52.722	29%
	2028	52.729	33%
	Total perioadă	448.456	33%

	Anul	Număr de utilizatori noi integrați în SMI	Cota utilizatorilor integrați în SMI din numărul total de utilizatori din zona de concesiune
DEER TRANSILVANIA NORD	2019	-	1%
	2020	7.639	2%
	2021	40.617	5%
	2022	6.291	5%
	2023	107.516	13%
	2024	52.680	17%
	2025	47.018	20%
	2026	30.979	22%
	2027	52.844	26%
	2028	35.531	28%
	Total perioadă	371.115	28%
DEER TRANSILVANIA SUD	2019	-	2%
	2020	500	2,4%
	2021	14.116	3%
	2022	24.305	6%
	2023	132.817	17%
	2024	62.667	22%
	2025	65.414	27%
	2026	68.266	32%
	2027	66.021	37%
	2028	66.624	42%
	Total perioadă	500.730	42%

2.10.7. Principii de realizare a infrastructurii de telecomunicații

Situația existentă

În prezent infrastructura de comunicații utilizată este o rețea complexă mixtă, care cuprinde tronsoane de fibră optică, radiorelee, alte echipamente specifice de la furnizori externi de comunicații

Infrastructura de fibră optică a fost realizată, în principal, în prin parteneriate încheiate cu furnizori externi, în urma încheierii unor Convenții, Contracte și Protocoale în anii 1999 - 2004, care au durate de valabilitate până la în 2019, 2020, respectiv 2021.

Această rețea asigură toate tipurile de comunicații (voce, date) între obiectivele de interes (sediile principale, centre de exploatare și măsură, puncte de lucru, stații și posturi de transformare, echipe mobile, echipamente de comutare și/sau măsurare energie electrică, etc).

Infrastructura de comunicații, cuprinde deasemenea cabluri de fibră optică proprietate a DEER, ce au fost instalate pe LEA 110 kV, MT și JT, respectiv în săpătură de-a lungul cablurilor de energie.

Infrastructura de IT&C este necesară pentru asigurarea a **4 categorii de comunicații**:

- a) Rețea comunicații administrative (voce și date);
- b) Rețea comunicații operative (voce);
- c) Rețea interconectare sisteme SCADA și Smart-metering (date);
- d) Transmisii de date direct pe FO pentru Protecții Diferențiale Longitudinale.

Dezvoltarea infrastructurii de telecomunicații presupune:

- instalarea și operarea unei infrastructuri proprii de fibră optică pe tehnologie OPGW pe LEA 110kV. (trasee propuse: Aleșd – Suplac, Voivozi – Suplac, Negrești – Turț, Vișeu – Sighet, Zalău – Jibou – Cehu, Năsăud – Rodna, Ploiești Nord – Scăieni - Văleni - Maneciu – Pătărlagele, Tătărani - Ploiești Sud - Ploiești Est, Gaesti – Potlogi – Mavrodin, Blaj – Tauni – Târnăveni, Săcele – Întorsura Buzăului – Covasna, Reci – Tg. Secuiesc, Reghin - Sovata);
- conectarea locațiilor de business utilizând fibra optica pe tehnologie ADSS (All dielectric self supporting) proprie;
- implementarea unui centru de operare a rețelei și monitorizarea serviciilor NOC (Network Operation Center);
- modernizarea echipamentelor de rețea (switch-uri, routere, DWDM, etc);
- modernizarea și extinderea rețelei radio trunking și punct la punct;
- implementarea tehnologiei de tip celular (M2M), WIFI Mesh, satelit, LORA pentru conectarea PA și PT;
- crearea și operaționalizarea unei echipe proprii pentru mentenanța infrastructurii de fibră optică.

2.10.8. Principii de realizare a infrastructurii IT

Obiectivele strategice pentru perioada 2024-2033 din perspectiva dotărilor informatice includ:

- integrarea tuturor sistemelor informatice (existente și în curs de achiziție) într-un mod coerent și consistent;
- achiziția/extinderea funcționalităților sistemelor detaliate mai jos;
- îmbunătățirea sistemului de securitate informatică.

În vederea îndeplinirii obiectivelor strategice, se pot defini următoarele direcții principale de acțiune:

- alocarea de resurse financiare anual suficiente, în limitele permise de autoritatea de reglementare;
- implementarea sistemelor adiționale cheie în vederea optimizării eficienței operaționale, în linie cu bunele practici internaționale;

odată cu:

- implementarea noilor sisteme - Outage Management System - OMS, Asset Management System - AMS, Work Force Management – WFM, Meter Data Management –MDM, GIS, determinare postcalcul CPT, BIG Data (analiza date utilizatori) și
- dezvoltarea sistemelor existente - SCADA/DMS, SAP, Call Center etc, devine prioritară dezvoltarea, optimizarea și extinderea funcțiilor sistemului informatic actual și asigurarea interconectivității între toate aceste sisteme. Strategia ICT este document distinct.

3. Lucrări de investiții necesare în RED în cursul perioadei de perspectivă de 10 ani

3.1. Prezentarea generală a investițiilor necesare

Strategia energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050

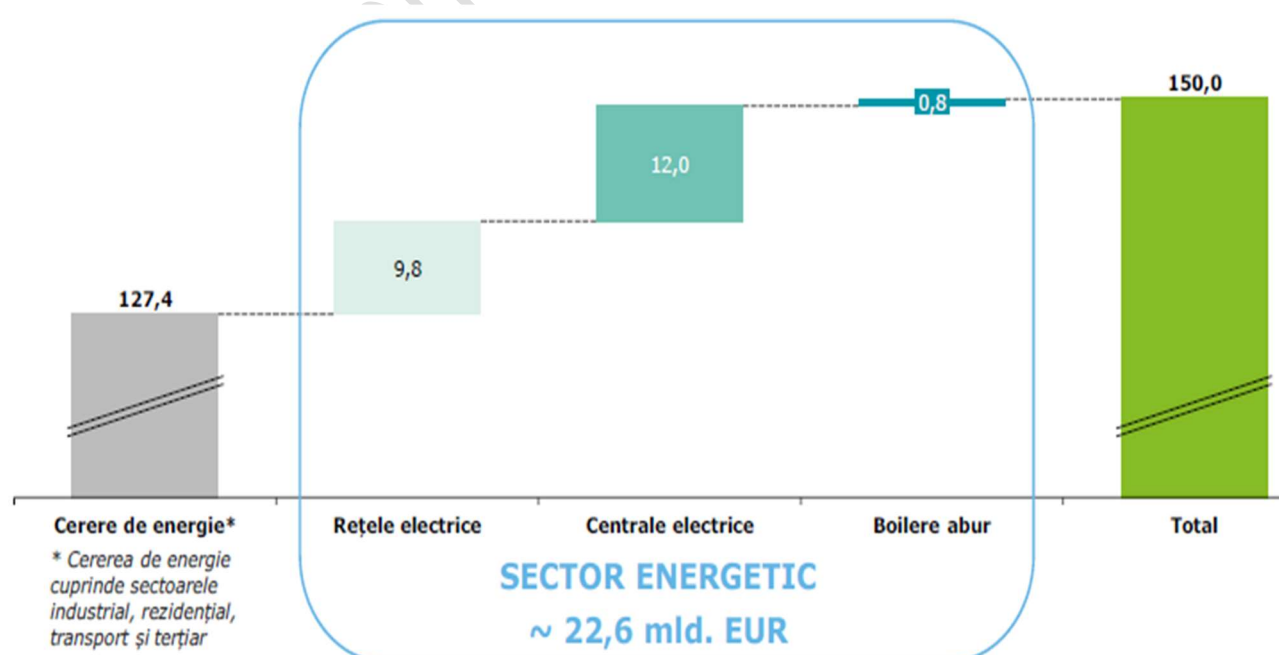
Fluxurile de investiții existente și ipotezele privind investițiile anticipate legate de politicile și măsurile planificate la nivel național conform „Strategiei energetice a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, versiune preliminară supusă consultării publice în anul 2022”:

Fluxul investițional relevant pentru modelarea scenariului WEM suferă o corecție pozitivă în condițiile măsurilor și politicilor preconizate pentru scenariul WAM. Proiecțiile indică o creștere semnificativă a investițiilor, cu 56,8% pe perioada 2021 - 2030 în scenariul WAM (**valoare totală investiții 2021 – 2030 de aproximativ 150 miliarde euro - WAM**), comparativ cu scenariul WEM. O privire mai detaliată a categoriilor de prognoză aduce în lumină specificități relevante:

- capitolul de investiții necesare pentru satisfacerea cererii rămâne relativ constant (procentual din total investiții) în ambele scenarii variind între 80% și 90%. El reflectă de fapt nivelul prognozat de creștere economică, care va impulsiona cererea de energie în toate domeniile relevante (industrie, rezidențial, terțiar, transport, etc.);
- în aceste condiții, creșterea investițiilor necesare satisfacerii cererii este foarte relevantă pentru sectorul industriei (384,5%) și terțiar (169,5%) în perioada 2021 – 2030;
- din zona de ofertă, necesarul investițional pentru rețele electrice apare ca semnificativ crescut în condițiile scenariului WAM față de WEM (cu 98%) în perioada 2021 – 2030.

(Strategia energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, versiune preliminară supusă consultării publice în anul 2022).

Investițiile necesare în perioada 2022-2030 (valori cumulative) necesare îndeplinirii obiectivelor propuse în contextul politicilor și măsurilor viitoare (scenariul WAM) sunt prezentate în graficul de



mai jos. Astfel, numai în sectorul energetic (producere, transport, distribuție energie electrică) în perioada 2022 - 2030 vor fi necesare investiții totale în valoare de aproximativ 22,6 mld. euro.

Fig. 17 Investițiile cumulative necesare în perioada 2021 - 2030 pentru îndeplinirea obiectivelor propuse (scenariul WAM)

Sursă: Analiză Deloitte, pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

Pentru a finanța necesarul de investiții aferent PNIESC în perioada 2021 – 2030 și pentru a atinge țintele și obiectivele propuse în acest plan, România intenționează să acceseze diverse surse de finanțare.

Sectorul energetic poate contribui în mod semnificativ la decarbonarea economiei românești.

În acest sens, politicile și măsurile propuse la acest moment în acest sector sunt:

- aplicarea condițiilor mai restrictive de desfășurare a activităților de către companiile din sectorul energetic; Activitățile curente și proiectele companiilor din sectorul energetic trebuie să respecte legislația de mediu și să aplice cele mai bune practici internaționale de protecție a mediului;
- reducerea în continuare a emisiilor de poluanți în aer, apă și sol, stabilite prin legislația aplicabilă sectorului energetic;
- co-finanțarea proiectelor care vizează tehnologii și procese de decarbonare, finanțate prin noile mecanisme de sprijin EU-ETS (de exemplu, prin Fondul de Inovare);
- elaborarea de reglementări prin care să se depășească barierele în realizarea investițiilor private.

(Planul național privind energia și clima transmis în conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999, edițiile în vigoare).

3.2. Investiții propuse

În acord cu prevederile strategiei naționale, cu politica de investiții a DEER, cu Liniile directoare privind proiectarea și dezvoltare RED, în baza studiilor de analiză specifice, au fost identificate lucrările de investiții necesare pentru perioada 2024-2033.

Având în vedere numărul mare de lucrări de investiții propuse, acestea sunt prezentate în Anexa 9, iar în continuare sunt descrise toate lucrările de investiții la instalațiile electrice de înaltă tensiune și cele mai semnificative dintre lucrările de investiții la instalațiile electrice medii și joasă tensiune.

SR BRĂILA

La nivelul județului Brăila, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Modernizare și integrare în SCADA **stația 110/MT kV Lunca**, jud. Brăila;
- Modernizare și integrare în SCADA **stație de transformare 110/20 kV Lebăda**;
- Modernizare **stația 110/20/6 kV Hipodrom și 110/20/6 kV Brăila Sud**;
- Modernizare completă a **stației 110/6 kV Brăilița**;
- Modernizare servicii proprii **stația Km 221**;
- Modernizare servicii proprii **stația SRPA 1A Lacu Rezii** ;
- Modernizare servicii proprii **stația Spiru Haret**;
- Modernizare instalații MT **stația 110/20 kV Port**;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Bărăganu**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Brăila Sud**, AAR între T1 și T3; T2 și T 4;

- Automatizare AAR - **Stația 110/6 kV Brăilița**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Bordei Verde**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Gropeni**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Hipodrom**, AAR între T1 și T3, T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Jugureanu**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Măxineni**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Urleasca**, AAR între T1 și T2;
- Înlocuirea întreruptoarelor 110 kV tip IUP de la **stația Jugureanu** și modernizare echipamente TC, TT și separatoare.

LINII 110 kV

- Modernizare **LEA 110 kV Brăilița - Pisc**, stâlpii 1 - 9, oraș Brăila, județul Brăila;
- Modernizare **LEA 110 kV d.c. Însuraței - Gura Ialomiței comun cu Cuza Vodă - Gura Ialomiței**, stâlpii 199-317, județul Brăila;
- Modernizarea **LEA 110 kV Cuza Vodă – Gura Ialomiței**, lucrare asociată cu lucrarea Modernizare **LEA 110 kV d.c. Însuraței - Gura Ialomiței comun cu Cuza Vodă - Gura Ialomiței**, stâlpii 199-317, județul Brăila;
- Înlocuire izolație susținere simplă tip VKL cu izolatoare compozit pe următoarele LEA 110 kV: **LEA 110 kV Baraganu-Dudesti**, **LEA 110 kV Dudesti-Jugureanu**, **LEA 110kV Lacu Sarat-CTE2**, **LEA 110 kV Hipodrom-Brailita**, comun cu **LEA 110 kV Lacu Sărat-Hipodrom** (racord 110 kV Hipodrom).

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Brăila se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții pentru mărirea capacității de distribuție și creșterea siguranței în alimentarea utilizatorilor:

- Bucla LEA 20 kV SRPA 27 cu LEA 20 kV SRPD 1-4 - derivația 20 kV SPE 1-7A, LEA 20 kV Visani - derivația 20 kV Piscicola Visani cu LEA 20 kV Drogu, LEA 20 kV Galbenu cu LEA 20 kV Drogu, LEA 20 kV SRPA V cu LEA 20 kV Coltea - Dudesti, LEA 20 kV Viziru cu LEA 20 kV Valea Canepii, LEA 20 kV Insuratei cu LEA 20 kV SRPA 25-50, LEA 20 kV Plot 35 - derivația 20 kV Sat Tacau cu LEA 20 kV SPP 22 - derivația 20 kV Pantea Cojocaru, LEA 20 kV Padina cu LEA 20 kV Ciresu, LEA 20 kV SR Rimnicelu -derivația 20 kV Vinalcool Movila Miresei cu LEA 20 kV Valea Encii - derivația Piscicola Lutu Alb, LEA 20 kV Zagna - derivația PT 5 Vadeni cu LEA 20 kV SP 1 Zagna - derivația 20 kV PT 6 Vadeni, LEA 20 kV SPP 20 - derivația Mihail Kogalniceanu cu LEA 20 kV Scortaru - derivația Constantinesti.

Pentru posibilitatea de racordare noi consumatori se are în vedere realizarea următoarelor lucrări de extindere de rețele de medie și joasă tensiune:

- Extindere rețele de medie și joasă tensiune în zona străzilor din cartier Vidin, Chercea, Lacu Dulce, municipiul Brăila;
- Extindere rețele de medie și joasă tensiune din localitatea Cazasu, Chiscani, Varsatura din județul Brăila.

SR BUZĂU

La nivelul județului Buzău, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Modernizare stații 110 kV: **Buzău Nord** și **Buzău Est** - înlocuire transformatoare de putere 110/6 kV (3 buc);
- Modernizare și integrare în SCADA **stație de transformare 110/20 kV Maxenu**;

- Modernizare și integrare în SCADA **stația de transformare 110/20 kV Contactoare**;
- Modernizare în **stațiile 110/20 kV Sahateni** și respectiv **Vernesti**: înlocuire rezistor cu bobină de stingere;
- Modernizare și mărire capacitate **stație Buzău FUM** și buclare cu **stația Buzău Est și Buzău Sud**, se va monta al doilea transformator de putere, stația va fi alimentată în buclă și se va integra în SCADA;
- Realizare RABD 2 în **stația Râmnicu Sărat** pe LEA 110 kV Costieni care va fi în rezervă caldă asigurând debuclarea RED 110 kV dintre SR Buzău și SR Vrancea. Automatizarea va avea două posibilități (regimuri de funcționare), ca AAR pentru rezervarea consumului stației Râmnicu Sărat și respectiv ca și RABD pentru bucla Râmnicu Sarat – Costieni- Gugesti;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Pogoanele**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Râmnicu Sărat**, AAR între T1 și T2, T3 și T4;
- Automatizare AAR - **Stația 110/6 kV Buzău Sud**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Buzău Crâng**, AAR între T1 și T2.

LINII 110 kV

- Modernizare **LEA 110 kV Pogoanele- Jugureanu**, jud. Buzău.

INSTALAȚII MT ȘI JT

În județul Buzău se are în vedere promovarea unor lucrări de modernizare a RED pentru mărirea capacității de distribuție, reducerea CPT, îmbunătățirea nivelului tensiunii și creșterea siguranței în alimentarea utilizatorilor:

- realizarea buclării liniilor de medie tensiune din zonele Buzău Nord, Râmnicu Sărat, Patarlagele și Pogoanele (LEA 20 kV Bozioru cu LEA 20 kV Păltineni și LEA 20 kV Vintila Voda, LEA 20 kV Racoviteni cu LEA 20 kV Dumitresti, LEA 20 kV Rusetu cu LEA 20 kV Padina) în vederea respectării cerințelor standardului de performanță pentru serviciul de distribuție al energiei electrice, reducerea duratelor de întrerupere a alimentării cu energie electrică.

La solicitarea autorităților locale, se vor extinde rețele electrice în zonele în care au apărut noi locuințe individuale sau noi cartiere rezidențiale, municipiul Buzău tarlalele 27, 33 și 35, municipiul Râmnicu Sărat străzile Oituz și Veteranilor și în comunele Cozieni, Breaza, Smeeni, Costesti, Sahateni, Cilibia, Unguriu, Chiliile, Pietroasele și Colți.

Având în vedere creșterea consumului de energie electrică se vor propune lucrări de modernizare a rețelelor electrice de joasă tensiune pentru îmbunătățirea nivelului tensiunii, reducerea CPT și de îmbunătățirea nivelului tensiunii.

Cu finanțare din fonduri europene se vor promova lucrări care vor avea ca efect creșterea siguranței în alimentarea utilizatorilor și reducerea consumului propriu tehnologic:

- Modernizare rețele electrice de MT și trecere la 20 kV Râmnicu Sărat și stație Costieni, trecerea la 20 kV a rețelelor electrice de 6 kV, modernizarea stației 110/20 kV Costieni și integrare SCADA,
- Modernizare PTz municipiul Buzău și trecere la 20 kV cartier Micro 14 și zona bulevardului Bălcescu;
- Modernizare și mărire capacitate LEA 20 kV Racovițeni, buclare cu LEA 20 kV Sărulești.

SR FOCȘANI

La nivelul județului Vrancea, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Modernizare clădire și **stație de transformare 110/20 kV Vulturul**, trecerea tensiunii operative de la 48Vcc la 220Vcc și integrare în SCADA, jud. Vrancea, înlocuire transformator 10 MVA cu transformator 16 MVA cu pierderi reduse;
- **Stația Adjud** înlocuire transformator 10 MVA cu transformator cu pierderi reduse (10 MVA sau 16 MVA în funcție de ce centrale fotovoltaice apar în zonă);
- Montare 2 celule noi în **stația Mărășești** racord la LEA 110 kV Focșani Nord – Gutinas;
- Înlocuire TSI și BS 20 kV (2 buc) **stația Gugesti**;
- Modernizare baterii de condensatoare în **stațiile Mărășești (2 buc), Vulturul, Vidra**;
- Modernizare stație conexiune 20kV + modernizare panouri de comanda/protecții și panouri SI cc și ca, și baterii de condensatoare în **stația 110/20kV CEIL**;
- Modernizare **statie 110 kV Gugesti** echipament primar;
- Modernizare baterii acumulatori 220 V la **stațiile Adjud, Mărășești, Măgura, Vidra**;
- Înlocuire TC 110 kv la Trafo 110/20 kV **stația Tataranu**;
- Înlocuire TC și TT 110 kV și 20 kV în **stațiile Focșani Nord, Tataranu** cu echipament cu clasa de precizie ridicată.

LINII 110 kV

- Creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor din zona stației 110/20 kV Vidra prin realizarea unei **linii de 110 kV între stațiile Mărășești și Vidra**;
- Recondonare **LEA 110 kV d.c. Focsani Nord – Marasessti – Gutinas** în urma apariției de centrale noi în zona Vrancea;
- Recondonare **LEA 110 kV Vulturul – Tataranu – Focsani Vest** în urma apariției de centrale noi în zona;
- Înlocuire fir garda LEA 110 kV pe **LEA 110 kV Focșani Nord – Focșani Vest**.

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Vrancea, se are în vedere realizarea unor lucrări pentru mărirea capacității de distribuție și creșterea siguranței în alimentarea utilizatorilor:

- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Tifesti, județul Vrancea cu zona localității Bolotesti, județul Vrancea;
- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Feldioara, județul Vrancea cu zona localității Toflea, județul Galați;
- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Dumitresti, jud. Vrancea cu zona localității Bisoca, județul Buzau;
- Creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor din zona municipiului Focșani, cartier Sud cu trecerea de la tensiune de 6 kV la 20 kV, modernizare și integrare în SCADA a PT-urilor aferente;
- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Cimpuri, județul Vrancea cu zona localității Casin, județul Bacău;
- Creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor din zona de nord a municipiului Focșani, prin creare de noi injectii și buclări cu liniile existente.

SR GALAȚI

La nivelul județului Galați, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizare stație de transformare **Stația 110/20 kV Berești** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Bujoru – Berești cu o lungime de 27,58 km, care actualmente are gabarit de 110 kV și funcționează la 20 kV și LEA 110 kV Berești – Bârlad cu o lungime de 23 km. Stația va

avea un sistem simplu de bara 110 kV, un transformator 110/20 kV, 10 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță;

- Realizare **Stație 110/20kV Atlas**, jud. Galați. Realizare Stație capsulată 110/20 kV în zona industrială Galați (2 cel linie, 2 cel trafo);
- Modernizare și integrare în SCADA în **Stația 110/20/6 kV Ionășești**, inclusiv montarea Trafo 4 110/20 kV 16 MVA nou;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Galați Centru** - Se va monta Trafo 1 110/20 kV 25 MVA nou;
- Modernizare și integrare în SCADA **stația 110/20 kV Pechea**, județul Galați și montarea Trafo 1 110/20 kV 16 MVA nou, promovarea lucrării este condiționată de obținerea finanțării prin Fondul de Modernizare;
- Modernizare și integrare în SCADA **Stația 110/20/6kV Filești**, montare Trafo 3 110/20 kV 25 MVA nou și înlocuire Trafo 2 110/20/6 kV 25 MVA cu Trafo 2 110/6 kV 25 MVA nou, jud. Galați;
- Modernizare **Stația 110/20/6 kV Frumușița** - modernizare echipament primar, integrare în SCADA, reconfigurare rețea 110 kV și realizare intrare - ieșire LEA 110 kV Vânători – Foltești;
- Modernizare și integrare în SCADA **Stația 110/20 kV Bujoru**;
- Modernizare **stații 110 kV: Dunărea, Tecuci**, înlocuire transformatoare de putere 110/MT;
- Modernizare integrală **stația 110/20 kV Schela** – înlocuire: celule 110 kV, celule 20 kV, grupuri tratare neutru, transformatoare servicii interne, dulapuri comandă și protecție, circuite secundare, baterii de condensatori, construcții aferente echipamentelor primare modernizate;
- Modernizare parțială **stația 110/20 kV Vânători** – înlocuire: celule 110 kV, circuite secundare; construcții aferente echipamentelor primare modernizate;
- Modernizare integrală **stația 110/20/6 kV Dunărea** - înlocuire: T1-25 MVA, T2 -25MVA, celule 110 kV, celule 20 kV, grupuri tratare neutru, transformatoare servicii interne, dulapuri comandă și protecție, circuite secundare; construcții aferente echipamentelor primare modernizate;
- Realizare **bucă 110kV Filești - Smârdan** (circa 3 km LES 110kV);
- Modernizare și extindere **stație 110/6 kV Uzina de Apă**; Montarea celui de-al doilea Trafo 110/20kV – 16 MVA;
- Modernizare **Stația 110/20/6 kV Galați Nord** și montare Trafo putere 20/6 kV- 10 MVA;
- Realizare RABD 1 în stația Liești pe **LEA 110 kV Maxineni**. LEA 110 kV Maxineni va fi în rezervă caldă asigurând în stația Liești debucarea RED 110 kV dintre SR Brăila și SR Galați. Automatizarea va avea drept scop rezervarea consumului buclei Liești – Maxineni – Romanu;
- Modernizare baterii condensatori - **Stația 110/20kV Bujoru**, se va asocia cu lucrarea de modernizare stație;
- Modernizare baterie condensatori – **Stația 110/20/6kV Frumușița**;
- Modernizare baterie condensatori – **Stația 110/20 kV Liești**;
- Modernizare servicii proprii de c.c. **Stația 110/6 kV Tudor Vladimirescu**, județul Galați;
- Modernizare servicii interne c.c, termoizolare clădire și realizare microclimat: **stația 110/20 kV Galați Centru, stația 110/20 kV SPA Dunărea, stația 110/20/6 kV SRP1 Vânători, stația 110/20/6 kV SRP5 Frumușița.**

LINII 110 kV

- Modernizare și extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Bujoru – Berești** cu o lungime de 27,58 km, care actualmente are gabarit de 110 kV și funcționează la 20 kV. Având drept scop

buclarea rețelei radiale 110 kV Smârdan-Vânători-Foltești-Băleni-Bujoru și alimentarea pe 110 kV a st. 110/20 kV Berești;

- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Bârlad – Berești** cu o lungime de 23 km. Având drept scop buclarea rețelei radiale 110 kV Smârdan-Vânători-Foltești-Băleni-Bujoru și alimentarea consumatorilor în caz de avarii și alimentarea pe 110 kV a st. 110/20 kV Berești;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Cudalbi - Băleni** urmând a avea o lungime de 20 km. Având drept scop integrarea în buclă a st. Vânători, Foltești și Băleni și creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a producătorilor și consumatorilor din St. Vânători, St Foltești și St. Băleni;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Mărășești – Vidra circuitul 2** urmând a avea o lungime de 20 km. Având drept scop creșterea siguranței în alimentarea St Vidra;
- Extindere RED 110 kV - **LES 110 kV Smârdan-Filești circuitul 3** urmând a avea o lungime de 2 km. Având drept scop prelungirea fostelor linii 110 kV dintre Smârdan și Platforma CSG, numite acum Smârdan-Muntenia N. circ.1 și circ.2. pentru creșterea capacității de interconectare între RET 400 kV a St Smârdan și RET 220kV a St Filești;
- Extindere RED 110 kV - **LES 110 kV Smârdan-Filești circuitul 4** urmând a avea o lungime de 2 km. Având drept scop prelungirea fostelor linii 110 kV dintre Smârdan și Platforma CSG, numite acum Smârdan-Muntenia N. circ.1 și circ.2. pentru capacității de interconectare între RET 400kV a St Smârdan și RET 220kV a St Filești;
- Modernizare LEA 110 kV - Punere în siguranță panou st.13-16 din **LEA 110 kV Smârdan-Schela**;
- Modernizare **LEA 110 kV Smârdan – Liești**, racordare LES 110 kV în stația Smârdan și LEA 110 kV în stația Liești;
- Modernizare **RED 110 kV** din zona Smârdan – Barboși – Filești – Arcelor Mital, jud. Galați;
- Mărire capacitate **LEA 110 kV SRP1 Vanatori –SRP 5 Frumușița**;
- Mărire capacitate rețea 110 kV pentru preluarea e.e. produse din RES zona Foltești-Frumușița-Vânători și Smârdan, promovarea lucrării este condiționată de obținere de finanțare din Fondul de Modernizare;
- Mărire de capacitate **LEA 110 kV SRP** zona Galați.

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Galați, în vederea respectării cerințelor din Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se vor realiza lucrări de modernizare în stații de transformare și linii electrice aeriene:

- Se vor realiza lucrări de îmbunătățire a serviciului de distribuție a energiei electrice prin: modernizarea și reconfigurarea rețelelor de distribuție aferente în cartier Dunărea Galați - trecere rețea de distribuție a energiei electrice de la 6 kV la 20 kV prin modernizarea și extinderea stației Uzina de Apa.

Având în vedere dezvoltarea continuă a unor zone și necesitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor precum și respectarea normativelor și a standardului de performanță se vor realiza lucrări de modernizare a LEA 0,4 kV (înlocuire rețele clasice cu T2X) și securizare bransamente (montare BMPM-T), mun. Tecuci, Cartier Tecucel, Criviteni, Cernicari.

- Modernizare LEA 0,4 kV (înlocuire rețele clasice cu T2X) și securizare bransamente (montare BMPM-T), mun. Tecuci, Cartier Bulgari, jud. Galați.
- Modernizare instalații de alimentare la blocuri în mun. Tecuci, jud. Galați; blocurile: 58; I2; I3; G1; G3; I4; C TURN; A TURN; I1; I2; I3.

Pentru a facilita operativitatea în procesul de remediere avarii, se vor realiza lucrări de investiții “mărire grad de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor”, LEA 20 kV Tecuci – Ciorasti.

SR PLOIEȘTI

La nivelul județului Prahova, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizare stație Plopeni;
- Realizare stație Filipești;
- Realizare stație Ploiești Centru.
- Modernizare stație 110/10 kV Câmpina (înlocuire transformatoare de putere 110/20/10 kV - 1 buc);
- Modernizare stația 110/20kV Valea Călugărească, jud. Prahova - înlocuire stâlpi, rigle, suporti din beton deteriorate cu porțiuni de beton desprinse cu fierul beton vizibil, schimbare de TC-uri, TT-uri și separatori 110 kV cu circuitele secundare aferente, modernizarea sălii de conexiuni vechi cu echipamente moderne, motarea celui de al doilea grup TSI+BS cu reglaj automat, prize de pământ;
- Modernizarea Stației Văleni - se vor moderniza instalațiile de 110 kV cu izolația la barele de 110 kV care este ceramic, mai puțin întrerupătoarele care sunt noi și integrarea acestor echipamente în circuitele secundare și protecții care sunt noi, sălile de 20 și 6 kV cu echipamente primare și secundare noi, cu integrare în SCADA a întregii stații;
- Modernizare Stația Păstârnacu - înlocuirea separatoarelor de 110 kV care sunt vechi, a izolației la barele de 110 kV, modernizarea Sălii de conexiuni de 20 kV cu echipament primar nou, cu integrarea în circuitele secundare și protecții care sunt noi;
- Modernizare stații 110 kV (înlocuire transformatoare de putere 110/6 kV - 12 buc); Azuga (1 buc), Berceni (2 buc), Ploiești Est (2 buc), Ploiești Sud (1 buc), Scăieni (1 buc), Sinaia (1 buc), U.A.V Florești (3 buc), Valeni (1 buc);
- Modernizare stații 110 kV (înlocuire transformatoare de putere 110/20/6 kV - 4 buc: Bușteni (2 buc), Sinaia, Valeni;
- Modernizarea prizei de pământ în stațiile Băicoi, Berceni, Breaza;
- Modernizare baterii acumulatori 220 Vcc în stațiile Breaza, Valea Călugărească, Movila Vulpilor, Columbia, Florești;
- Modernizare baterii de acumulatori în stația 110/20kV Ploiești Crâng, jud. Prahova;
- Modernizare baterie de acumulatori în stația 110/20/6 kV Bușteni;
- Automatizare AAR - Stația 110/6 kV Berceni, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - Stația 110/6 kV Ploiești Est, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - Stația 110/20 kV Urlați, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - Stația 110/20 kV Valea Călugărească, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - Stația 110/20 kV Columbia, AAR între T2 și T3;
- Automatizare AAR - Stația 110/20 kV Comarnic, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - Stația 110/20 kV Pleasa, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - Stația 110/20/6 kV Scăieni, AAR între T1 și T2, T3 și T4;
- Automatizare AAR - Stația 110/20/6 kV Azuga, AAR între T1, T2 și T3;
- Automatizare AAR - Stația 110/20 kV Bușteni, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - Stația 110/20/6 kV Văleni, AAR între T1, T2 și T3.

LINII 110 kV

- Modernizarea **LEA 110 kV Olteni - CHE Izvoarele - Maneciu** - schimbarea izolației de ceramică cu compozit deoarece izolația de ceramică este îmbătrânită și la diferențe de temperatură se fisurează și se rup izolatoarele ducând la avarierea LEA 110 kV;
- Modernizare **LEA 110 kV Maneciu - CHE Valeni - Patarlagele** - schimbarea izolației de ceramică cu compozit deoarece izolația de ceramică este îmbătrânită și la diferențe de temperatură se fisurează și se rup izolatoarele ducând la avarierea LEA 110 kV;
- Modernizarea **LEA 110 kV Câmpina – Breaza** circuit comun cu Câmpina – Comarnic - schimbarea izolației de ceramică cu compozit deoarece izolația de ceramică este îmbătrânită și la diferențe de temperatură se fisurează și se rup izolatoarele ducând la avarierea LEA 110 kV;
- Modernizarea **LEA 110 kV Breza – Valea Largă** circuit comun cu Comarnic - Valea Largă - schimbarea izolației de ceramică cu compozit deoarece izolația de ceramică este îmbătrânită și la diferențe de temperatură se fisurează și se rup izolatoarele ducând la avarierea LEA 110 kV;
- Modernizarea stâlpilor din axul **LEA 110 kV Ploiești Nord – Movila Vulpilor + Movila Vulpilor – Băicoi + Băicoi – Florești** înlocuirea tuturor stâlpilor de 110 kV cu izolație și conductoare cu tot din axul liniei astfel încât să nu mai avem stâlpi tip Donau, pe timpul verii și toamnei datorită construcției acestor tipuri de stâlpi avem cele mai multe incidente de RAR-uri reușite și nereușite de ordinul a câteva în fiecare noapte cu afectarea conductoarelor, și a întrerupătoarelor din capete;

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Prahova, având în vedere dezvoltarea continuă a unor zone și necesitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor precum și respectarea normativelor și a standardului de performanță se vor realiza lucrări de modernizare a PT și branșamente în mai multe localități precum Valea Doftanei, Breaza, Rafov, Albesti Paleologu.

Se vor realiza lucrări de îmbunătățire a serviciului de distribuție a energiei electrice prin modernizarea și reconfigurarea rețelelor de distribuție aferente în orașe precum Breaza (trecere rețea de distribuție a energiei electrice de la 10 kV la 20 kV sau Florești și Plopeni (trecere rețea de distribuție a energiei electrice de la 6 kV la 20 kV). În vederea creșterii capacităților energetice sunt prevăzute lucrări în zona Platoului Bucegi, cota 2000, Oraș Sinaia - importantă zonă turistică.

Îmbunătățirea nivelului de tensiune a rețelei din mai multe zone în vederea asigurării condițiilor optime de alimentare cu energie electrică a consumatorilor în localități precum: Vadu Sapat, Valea Doftanei, Poienarii Apostoli, Rafov.

Pentru a facilita operativitatea în procesul de remediere avarii, se vor realiza lucrări de investiții “mărire grad de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor”, LEA 20 kV Pantazi, LEA 20 kV Comarnic, precum și LEA 20 kV Plavia - ax Iordacheanu și LEA 20 kV Mehedinta 1.

Încadrarea în cerințele standardului de performanță în distribuția energiei electrice referitoare la nivelul de tensiune pentru unele circuite de distribuție mai ales la capetele rețelei electrice, în localitățile Salciile, Pantazi, Ghighiu, Dambu, Mizil, Corlatesti.

SR TÂRGOVIȘTE

La nivelul județului Dâmbovița, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Extinderea rețelei electrice de distribuție prin realizarea **stație de transformare 110 kV Padina** și trecere la 20 kV platou Sinaia Padina – stația 110/20 kV va fi de tip închis, capsulată

și va cuprinde: celula sosire LES 110 kV Valea-Larga-Moroieni-Padina, 2 celule 110 kV de trafo, 1 celulă de măsură 110 kV, 2 trafo 110/20 kV, 25 MVA, 2 grupuri de tratare neutru realizate cu TSI 20/0,4 kV și 2 bobine de stingere 20 kV, 200 A, racordate prin 2 separatoare de nul 20 kV, stație de conexiuni de 20 kV, priză de pământ, circuite secundare;

- Realizare **stație 110/20 kV Artic**;
- Realizare racord 110 kV și **stație 110/MT Petrești** (inclusiv preluare rețele MT din zonă).
- Etapa de preluare **stația COS Târgoviște** și modernizare stație;
- Modernizare **Stația 110/20/10 kV Moreni** (inclusiv trecere la 20 kV prin înlocuire transformatoare stație, cabluri 10 kV cu 20 kV (reconfigurare trasee LES MT) și transformatoare 10 kV cu transformatoare 20 kV – pregătire pentru trecere la 20 kV a Municipiului Moreni);
- Modernizare și integrare în SCADA celule 20 kV **stația 110/20 kV Pucioasa** – înlocuirea celulelor 20 kV existente cu celule noi, de tip închis echipate cu întrerupătoare cu izolația în vid, prevăzute cu protecție cu arc, înlocuirea cablurilor MT, din celulele MT, realizare fundații noi pentru ambele TSI 20/0,4 kV și ambele rezistoare 20 kV pentru tratarea neutrilor rețelei MT precum și realizarea de cuve de retenție pentru cele 2 TSI, realizare lucrări de construcții în vederea montării noilor celule MT (refacere canal plecare cabluri MT) în sala de conexiuni;
- Modernizare și integrare în SCADA **stația 110 kV Fieni**, înlocuire trafo;
- Modernizare și integrare în SCADA **stația 110/20 kV Lespezi**;
- Modernizare **stații 110 kV: Valea Voievozilor, Romlux**, înlocuire transformatoare de putere 110/6kV (3 buc);
- Realizare AAR în **stația Drăgăiești pe LEA 110 kV Patroaia**. LEA 110 kV Patroaia va fi în rezervă caldă în stația Drăgăiești asigurând debuclarea RED 110 kV dintre SR Târgoviște și OD CEZ. Automatizarea va avea scopul de rezervare a consumului stației Drăgăiești. În funcție de analiza comună cu OD CEZ se va stabili și oportunitatea suplimentării și a funcției de RABD;
- Automatizare AAR - **Stația 110//20/6 kV Fieni**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Titu**, AAR între T1, T2 și CLT MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Potlogi**, AAR între T1 și T 2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Găiești**, AAR între T1 și T2, T2 și T4;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV IUP**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Romlux**, AAR între T1 și T2.

LINII 110 kV

- Mărire capacitate **LEA 110 kV Târgoviște - Ulmi, Ulmi - Titu** și modernizare **stația Titu**.

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Dâmbovița, în intenția de dezvoltare a rețelelor din județul Dâmbovița există următoarele propuneri de lucrări de investiții:

- Trecere la 20 kV prin înlocuire cabluri 10 kV cu 20 kV (reconfigurare trasee LES MT) și transformatoare 10 kV cu transformatoare 20 kV – pregătire pentru trecere la 20 kV a Municipiului Moreni;
- Înlocuire transformatoare de putere din posturile de transformare din LEA MT cu transformatoare cu autoreglaj în sarcină;
- Modernizare rețele j.t. din Municipiul Târgoviște (dezafectare LEA j.t. și introducere în LES pe raza Municipiului Târgoviște).

SR BRAȘOV

În județul Brașov ca urmare a creșterii exponențiale a dezvoltărilor rezidențiale, a dezvoltărilor industriale, edificare de noi obiective, edificare parcuri fotovoltaice, construirea de parcuri industriale, aeroport, solicitari ale autoritatilor locale, atât din punct de vedere al consumatorilor casnici cât și al agenților economici și a dezvoltării urbane (promovarea accelerată a introducerii transportului în comun cu utilizare vehicule cu tracțiune electrică), s-a ajuns într-o situație deficitară a RED 110 kV, RED 20 kV și RED 6 kV din punctul de vedere al accesului la rețea și al respectării cerințelor standardului de performanță pentru serviciul de distribuție al energiei electrice.

În situația actuală încărcarea rețelelor de 110 kV, a distribuitorilor de 20 kV depășesc frontiera economică a RED existente (conforma instalațiilor realizate și ATR în vigoare).

La nivelul județului Brașov, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizarea stației electrice de transformare **Stația 400/110/20 kV Conexiuni Râșnov** – se va racorda la SEN prin LEA 400 kV Brașov – Conexiuni Râșnov și LEA 400 kV Conexiuni Râșnov - Bradul, rezultate ca urmare a secționării actualei LEA 400 kV Brașov – Bradul. Stația va avea sistem simplu de bară 400 kV, trafo 400/110/20 kV (25 MVA pentru 20 kV), sistem dublu de bare pe 110 kV, o bobină de compensare 110 kV, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță;
- Realizarea stației electrice de transformare **Stația 110 kV Hălchiu** – se va racorda la SEN la LEA 110 kV Brașov – Hoghiz, LEA 110 kV Brașov – Uzina R, LEA 110 kV Brașov – Codlea, LEA + LES 110 kV Stupini – Cristian. Stația va avea un sistem simplu de bară 110 kV;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Nouă** -se va monta Trafo 2 110/20 kV 25 MVA nou;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Cristian** -se va monta Trafo 3 110/20 kV 25 MVA nou;
- Modernizare **stația 110/20/6 kV Bartolomeu** - MGS barele 6 kV, 20 kV, înlocuirea Trafo 3 20/ 6kV 10 MVA cu Trafo 3 20/6 kV 16 MVA nou, jud. Brașov;
- Modernizare **stația 110/20/6 kV Brașov Centru** - MGS barele 6 kV, 20 kV, înlocuirea Trafo 3 - 20/6 kV, 6,3 MVA cu Trafo 3 20/6 kV 16 MVA nou, jud. Brașov;
- MGS trecere **stația Bod** la 110 kV realizare LEA 110 kV;
- MGS trecere **stația Feldioara** la 110 kV realizare LEA 110 kV;
- Modernizare etapizată a **stației electrice 110/20/6 kV IUS Brașov**, jud. Brașov;
- Modernizare etapizată **stația 110/20 kV Ucea**, montarea Trafo 2 110/20 kV 16 MVA nou, jud. Brașov;
- Modernizare **stația 110/20/6 kV Făgăraș**, jud. Brașov;
- Modernizare **stație 110/20/6 kV Rulmentul** și creare bară 20 kV, loc.Brașov, jud. Brașov;
- Modernizare conexiune 110 kV și conexiune 6 kV- **stația 110/27,5/6 kV Zizin**, jud. Brașov;
- Modernizare **stația 110/20 kV Săcele**, jud. Brașov;
- Modernizare **stația 110/20 kV FS Râșnov**, jud. Brașov;
- Modernizare etapizată **stația 110/20 kV Codlea**, jud. Brașov;
- Trecere la 20 kV centru istoric Brașov;
- Realizare AAR în **stația Făgăraș pe LEA 110 kV**. LEA 110 kV Hoghiz este în rezervă caldă în stația Făgăraș asigurând debuclarea RED 110 kV dintre SR Brașov și SR Sibiu. Automatizarea va avea scopul de rezervare a consumului stației Făgăraș la dispariția tensiunii pe barele 110 kV (care au sursa de alimentare LEA 110 kV dublu circuit din stația Ucea – SR Brașov);
- Realizare Automatizare AAR - **Stația 110/6 kV IUCh**, AAR între T1 și T2;

- Realizare Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Săcele**, AAR între T1, T2 și CT MT;
- Realizare Automatizare AAR - **Stația 110/6 kV Victoria**, AAR între T1, T2 și T3;
- Realizare Automatizare AAR - **Stația 110/27,5/20/6 kV Zizin**, AAR între T2 și T3;
- Realizare RATT la trafa de putere din stațiile **COR IT Brașov**;
- Realizare teledeclanșare transformatoare de putere **stația 110/6 kV Victoria** prin fibră optică din stația 110/20 kV Ucea;
- Realizare teledeclanșare transformatoare de putere **stația 110/6 kV Iuch Făgăraș** prin fibră optică din stația 110/20/6 kV Făgăraș;
- Realizare SCADA local la **stațiile Noua, Stupini, Ghimbav** (sistemele SCADA local sunt în funcțiune din perioada 2003-2005);
- Modernizare **stațiile 110/6 kV IABV și Metrom** – realizare sursa 20 kV corelat cu dezvoltarea RED din zona;
- Amplificare GTN 20 kV **stația 110/20 kV Harman**.

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **2 x LES 110 kV Racadau-Poiana Brașov** rezultând, prin secționarea LEA 110 kV Darste-IABv-Racadau, L 110 kV Racadau-Poiana Brașov și LEA 110 kV Darste-IABv-Cristian;
- Extindere RED 110 kV - **Racorduri LEA + LES 110 kV între stația Halchiu și LEA 110 kV existente**;
- Extindere RED 110 kV - **Racorduri LEA + LES 400 kV între stația Conexiuni Râșnov și LEA 400 kV Brașov-Bradul**;
- MGS realizare **2xLEA 110 kV stația Tohan – stația Fundata 400/110/20 kV**;
- MGS realizare **2xLEA 110 kV stația Fundata 400/110/20 kV – stația Dambovicioara**, jud. Argeș;
- Modernizare etapizată Linii Electrice Aeriene 110 kV (jud. Brașov) **Darste – Azuga, Darste – Predeal, Predeal – CFR Predeal, CFR Predeal Bușteni**.

INSTALAȚII MT ȘI JT

În județul Brașov ca urmare a creșterii exponențiale a dezvoltărilor rezidențiale, a dezvoltărilor industriale, edificare de noi obiective, edificare parcuri fotovoltaice, construirea de parcuri industriale, aeroport, solicitări ale autorităților locale, atât din punct de vedere al consumatorilor casnici cât și al agenților economici și al dezvoltării urbane (promovarea accelerată a introducerii transportului în comun cu utilizare vehicule cu tracțiune electrică), s-a ajuns într-o situație deficitară a RED 110 kV, RED 20 kV și RED 6 kV din punctul de vedere al accesului la rețea și al respectării cerințelor standardului de performanță pentru serviciul de distribuție al energiei electrice.

Precizăm ca în ultimii ani s-au construit mai multe ansambluri rezidențiale, s-au realizat mai multe posturi de transformare, rețele de joasă tensiune pentru aceste dezvoltări rezidențiale și s-au emis ATR-uri pentru alte dezvoltări, care depășesc nivelul instalațiilor aflate în exploatare.

Având în vedere dezvoltarea accelerată, în special în Municipiului Brașov (zona istorică) precum și a Orașului Victoria, unde instalațiile existente nu asigură alimentarea cu energie electrică a consumatorilor la parametrii prescriși în normative (căderi mari de tensiune datorate încărcărilor și lungimilor mari ale LES 6 kV), se impun lucrări de trecere la 20 kV ale RED MT zona Centrul Istoric

Braşov precum și a Orasului Victoria, (unde industria grea și specială cunoaște o revigorare ascendentă), generând o creștere accentuată a consumului de energie electrică.

În acest sens, în planurile de investiții viitoare se vor include trecerile la 20 kV Centru Istoric, zona str. Timisul Sec - str. Fundătura Harmanului, Suburbii, Griviței, 13 Decembrie, Bartolomeu.

Totodată având în vedere dezvoltarea continuă a zonelor și faptul că instalațiile electrice existente nu mai asigură alimentarea cu energie electrică a consumatorilor la parametri prescriși în normative (în regim de avarie nu se mai pot prelua în condiții de siguranță posturile de transformare aferente rețelelor de 6 kV și 20 kV), fără a pune în balanță faptul că multe dintre instalațiile electrice sunt racordate radial, nu în sistem buclat, se impun lucrări de mărire grad siguranță în zonele Noua, Zizinului, Tractoru, Sânpetru și îmbunătățirea nivelului tensiunii rețelelor de 0,4 kV situate pe străzile Fânului, Oișelor, Albinelor, Fagurului, Bârsei, Piatra Mare, Macului, municipiul Braşov. De asemenea se vor prevedea lucrări de mărire grad siguranță în localitățile Predeal, Prejmer, Harman, Codlea, Ghimbav, Făgăraș, Victoria, Râșnov, Halchiu.

SR SIBIU

La nivelul județului Sibiu, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizare **Stația 110/20 kV Sibiu Vest** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Sibiu Nord - Sibiu Vest și LEA 110 kV Sibiu Vest - Orlat, rezultate ca urmare a secționării actualei LEA 110 kV Sibiu Nord – Orlat. Stația va avea sistem simplu de bară 110 kV, două transformatoare 110/20 kV 31,5 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță. Stația electrică de transformare 110/20 kV Sibiu Vest, inclusiv linia electrică subterană 110 kV de racord în lungime de 5 km; construirea acestei stații este justificată prin dezvoltarea zonei industriale situate în partea de vest a mun. Sibiu, care, în prezent, este alimentată din stația de transformare 110/20 kV Aeroport; lipsa rezervei de putere, precum și imposibilitatea extinderii stației Aeroport impun construirea unei noi capacități energetice; noua stație de transformare 110/20 kV Sibiu Vest va fi racordată la LEA 110 kV Sibiu Nord – Orlat (prin secționarea acesteia) și va fi construită în imediata vecinătate a zonei industriale;
- Retehnologizare **stație Sibiu Nord**, jud. Sibiu - se vor înlocui Trafo 2 110/20 kV 25 MVA cu Trafo 2 110/20 kV 40 MVA nou și Trafo 1 110/20 kV 25 MVA cu Trafo 1 110/20 kV 40 MVA nou;
- Creșterea gradului de siguranță a **Stației 110/20 kV Aurel Vlaicu** prin extinderea și echiparea stației cu al doilea trafo 110 kV/20 kV și modernizarea conexiunii de 20 kV, jud. Sibiu.
- Modernizare **substație 110 kV + conexiune 20kV în stația 110/20kV Cisnădie** în vederea închiderii buclei 110 kV a municipiul Sibiu, între stațiile Sibiu Sud - Cisnădie - Dumbrava, inclusiv trecerea în LES 110 kV a LEA Dumbrava - Sadu5/Aeroport (primii 13 stâlpi cu dublu circuit de la statia Dumbrava cu o lungime de 3.039 m);
- Modernizare în **stația 110/20kV Marsa**, inlocuire baterii de condensatoare 20 kV;
- Modernizare panouri de comanda/protecții și panouri SI cc și ca + Realizare sistem automat de detecție a punerilor la pământ în **stația 110/20kV Agnita**;
- Modernizare **stația 110/20kV Copsa Mică** – circuite primare, conexiune 20kV + modernizare panouri de comanda/protecții și panouri SI cc și ca;

- Modernizare conexiune 20kV + Realizare sistem automat de detecție a punerilor la pământ + Modernizare panouri de comandă/protecții și panouri SI cc și ca + Înlocuire baterii de condensatoare 20kV în **stația 110/20kV Dumbraveni**;
- Realizare RABD 2 în **stația Dumbrava pe LEA 110 kV Sadu 5** care va fi în rezervă caldă. Automatizarea va avea două posibilități (regimuri de funcționare), ca AAR pentru rezervarea consumului stației Dumbrava și respectiv ca și RABD pentru bucla Dumbrava – Aeroport - Sibiu Nord la sesizarea rămânerii fără U a LEA 110 kV Dumbrava – Aeroport;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Sibiu Nord**, AAR între T1,T2 și T3;
- Înlocuire sistem de alimentare S.I.c.c. (baterie acumulatori + redresoare) + Realizare sistem automat de detecție a punerilor la pământ + Modernizare panouri de comandă/protecții 110kV în **stația 110/20kV Orlat**;
- Înlocuire sistem de alimentare S.I.c.c. (baterie acumulatori + redresoare) + Modernizare panouri de comandă/protecții și panouri SI cc și ca în **stația 110/20kV Cartișoara**;
- Înlocuire sistem de alimentare S.I.c.c. (baterie acumulatori + redresoare) în **stația 110/20kV Aeroport**.

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **2 x LES 110 kV Sibiu Nord-Orlat-Sibiu Vest** urmând a avea o lungime de 1.7 km, având drept scop racordarea la SEN a stației 110/20 kV Sibiu Vest;
- Extindere RED 110 kV - **LEA + LES + LEA 110 kV Sadu 5-Sibiu Sud** (24,6 existenți; 5; 7,56 km) urmând a avea o lungime de 37,16 km prin secționarea LEA 110 kV Dumbrava-Sadu 5;
- Extindere RED 110 kV - **LEA + LES + LEA 110 kV Dumbrava-Cisnădie** (2,5 existenți; 5,4; 2,54 km) urmând a avea o lungime de 10,44 km prin secționarea LEA 110 kV Dumbrava-Sadu5;
- Recondutorare - **LEA Sibiu Sud – Cisnădie circuitul 1** - recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 10,938 km (viitoarea bucla Sibiu Sud – Cisnădie-Dumbrava-Aeroport-Sibiu Nord) + înlocuire izolație VKLF;
- Recondutorare - **LEA Sibiu Nord – Sibiu Sud circuitul 1** - recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 9,5 km + înlocuire izolație VKLF;
- Recondutorare - **LEA Sibiu Nord – Sibiu Sud circuitul 2** - recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 9,5 km;
- Recondutorare - **LEA Sibiu Nord – Aeroport** - recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 4,5 km;
- Închidere **buclă 110 kV municipiul Sibiu, între stațiile Sibiu Sud - Cisnădie - Dumbrava, jud. Sibiu**;
- Modernizare **LEA 110 kV Aurel Vlaicu – Dumbrăveni**;
- Modernizare **LEA 110 kV Aurel Vlaicu – Agnita** (înlocuire izolație VKLF);
- Modernizare **LEA 110 kV Târnăveni – Micasasa** (înlocuire izolație VKLF);
- Modernizare **LEA 110 kV Sibiu Nord – Copșa Mică**;
- Modernizare **LEA 110 kV Marsa – Cartișoara** (înlocuire izolație VKLF);
- Modernizare **LEA 110 kV Târnăveni – Mediaș**;
- Modernizare **LEA 110 kV Mediaș - Copsa Mică**;
- Modernizare **LEA 110 kV Sibiu Sud – Ucea circuit 1+2** (înlocuire izolație VKLF).

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Sibiu, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

- Modernizare Sistem Automatizare Distribuție 20 kV (montare R/20kV și SA/20kV, inclusiv reparare echipamente R/SA MT defecte);
- Integrarea în SCADA-DMS a posturilor de transformare prevăzute cu pregătire pentru montare UCMT, jud. Sibiu;
- Creștere grad siguranță în distribuția energiei electrice de M.T. mun. Mediaș, jud. Sibiu;
- Mărire grad de siguranță în alimentare cu energie electrică zona PA 8 Sibiu, mun. Sibiu, jud. Sibiu;
- Modernizare RED MT și JT loc. Rasinari;
- INT și modernizare RED zona Miercurea Sibiului, jud. Sibiu;
- INT și modernizare rețea de distribuție energie electrică comuna Jina, jud. Sibiu;
- Lucrări de Modernizare 300 posturi de transformare (creștere nivel tensiune în stații de transformare, reducere CPT MT);
- Lucrări de Modernizare liniilor subterane 20 kV cu izolație din HIU, total 155 km (creștere nivel tensiune în stații de transformare, reducere CPT MT);
- Lucrări de Modernizarea sistemului de protecții în PA, pentru reducerea numărului de consumatori afectați în cazul defectelor cu punere la pământ pe distribuitorii 20 kV;
- Lucrări de Modernizare și securizare bransamente, creșterea securității RED. Îmbunătățire nivel de tensiune (INT);
- Lucrări de Modernizare LEA MT și LES MT, realizări bucle MT;
- Lucrări de Modernizare rețele electrice JT.

SR ALBA

La nivelul județului Alba, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizare **Stația 110/20 kV Alba Iulia Sud** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Barabant – Alba Iulia Sud și LEA 110 kV Alba Iulia Sud – Sebeș rezultată ca urmare secționării actualei LEA 110 kV Barabant – Sebeș. Stația va avea un sistem simplu de bara 110 kV, două transformatoare 110/20 kV 25 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță. Construirea acestei stații este justificată prin dezvoltarea zonei industriale situate în partea de sud a mun. Alba Iulia, care, în prezent, este alimentată din stația de transformare 110/20 kV Bărăbanț, prin intermediul a două linii aeriene 20 kV în lungime de cca. 4 km, fiecare având încărcarea maximă foarte aproape de frontiera termică (6 MVA); nenumăratele declanșări apărute pe aceste două linii aeriene 20 kV și lipsa rezervei de putere din stația 110/20 kV Bărăbanț impun construirea unei noi capacități energetice; noua stație de transformare 110/20 kV Alba Sud va fi construită în imediata vecinătate a zonei industriale, va avea ca scop mărirea capacității de distribuție în zona mun. Alba Iulia și zona de dezvoltare economică Alba – Sebeș – Vințu de Jos, reducerea CPT prin reconfigurarea RED MT și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor Standardului de Performanță;
- Modernizare **stație 110/20/6kV Cugir** – coroborat cu trecerea RED-6kV ce alimentează în prezent orașul Cugir la 20kV – prin: - se va moderniza aparatul primar și secundar al stației (în prezent echipată cu IO-6kV+TC-6kV cu ani de fabricație 1967), se vor înlocui Trafo 1 și

2 - 110/6 kV / 25 MVA cu Trafo 1 și 2 - 110/20 kV / 25 MVA nou, și Trafo 3 20/6 kV 4,5 MVA cu Trafo 3 20/6 kV 16 MVA și se va monta Trafo 4 - 20/6 kV 16 MVA.

- MGS conexiunea 6 kV **stația 110/6 kV Turnătorie**, mun. Alba Iulia, jud. Alba;
- Modernizare aparataj primar și secundar conexiune **110 kV Stația 110/20 kV Sebeș** și modernizare RED 20 kV alimentat din statia Sebes;
- Modernizare circuite primare în stațiile electrice de transformare din gestiunea COR-IT Alba prin înlocuirea IO 110kV în stațiile: Aiud (7 buc), Cimpeni (3 buc), Gura Rosiei (1 buc), Preparare (7 buc), Tauni (4 buc), Teius (5 buc);
- Modernizare circuite secundare SI ca și cc din stațiile de transformare: Preparare, Aiud, Tauni, Petresti, Baia de Aries, Cimpeni și Gura Roșiei ale COR-IT Alba (înlocuire baterii de acumulate, redresoare, etc.).
- Modernizare circuite primare+secundare substație 110kV din **stația de transformare 110/20kV Zlatna**;
- Modernizare circuite primare+secundare substație 110kV din **stația de transformare 110/20kV Aiud**, mai puțin înlocuirea întreruptoarelor 110kV;
- Modernizare circuite primare+secundare substație 110kV din **stația de transformare 110/20kV Teius**, mai puțin înlocuirea intreruptoarelor 110kV;
- Modernizare aparataj primar conexiune 6kV **statia 110/6kV Petresti** (în prezent echipată cu IO-6kV +TC-6kV cu ani fabricație 1973);
- Modernizare aparataj primar și secundar **stație 110/20kV Lupsa**;
- Modernizare aparataj primar și secundar **substație 110/20/6kV Baia de Arieș**.

LINII 110 kV

- Modernizare **LEA 110kV Alba – Zlatna circ.1 și 2** - Înlocuire izolație + cleme și armături, înlocuire prize de pamant, inscripționare și vopsire stâlpi;
- Modernizare **LEA 110kV Alba – Sebeș circ. 1 și 2**- Înlocuire izolație + cleme și armături, înlocuire prize de pamant, inscripționare și vopsire stâlpi;
- Modernizare **LEA 110 kV Sebeș-Cugir** în zona stâlpului nr. 84, jud. Alba;
- Înlocuire lanțuri izolatori ceramici tip VKLF(S) pe: LEA 110kV Cimpeni –Lupsa circ.1+2, LEA 110kV Lupsa-Baia de Aries circ.1+2, LEA 110kV Cimpia Turzii-Aiud și Cimpia Turzii-Ocna Mures-Aiud, LEA 110kV Alba-Barabant circ.1+2, LEA 110kV Alba-Turnatorie circ.1+2, LEA 110kV Tirnaveni-Micasasa, LEA 110kV Cugir-Sibot și LEA 110kV Petresti-Miercurea Sibiului;
- Înlocuire stâlpi din beton centrifugat pe: LEA 110kV Blaj-Barabant (15 buc. cu an fabricație 1965), LEA 110kV Sebes-Cugir (31 buc. cu an de fabricație 1965), LEA 110kV Sebes-Petresti (22 buc. cu an de fabricație 1973), LEA 110kV Câmpia Turzii-Ocna Mures-Aiud și Câmpia Turzii-Aiud (80 buc. cu an de fabricație 1976).

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Alba, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

- Modernizare RED MT, stația Cugir și trecere la 20 kV loc. Cugir;
- Integrarea în SCADA-DMS a posturilor de transformare prevăzute cu pregătire pentru montare UCMT, jud. Alba;
- Mărire grad de siguranță RED 20 kV în zona Alba Iulia - Ciugud, jud. Alba;

- Mărire grad de siguranță LES 20 kV Sebeș 2 în zona PC 65 - PT 34 - PT4 - RO 57 Sebeș, mun. Sebeș, jud. Alba;
- Lucrări de Modernizare echipamente PTA racordate la LEA 20 kV;
- Lucrări de Modernizare PTZ-uri;
- Lucrări de Modernizare și reconfigurare LES MT;
- Lucrări de Modernizare LES joasă tensiune, LEA de joasă tensiune și brașamente;
- Lucrări de INT și modernizare LEA j.t. și brașamente;
- Lucrări de Modernizare și securizare brașamente;
- Modernizare clădire sediu administrativ PL Ocna Mureș, jud. Alba.

SR COVASNA

În județul Covasna se va prevedea mărirea gradului de siguranță a rețelei de 110 kV în alimentarea cu energie electrică în zona Malnaș.

La nivelul județului Covasna, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizare **Stația 110/20 kV Malnaș** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Valea Crișului – Malnaș și LEA 110 kV Malnaș – Tușnad rezultată ca urmare secționării actualei LEA 110 kV Valea Crișului - Tușnad. Stația va avea un sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV, 10 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță.
- Modernizare **Stația 110/20 kV, Tg. Secuiesc**, inclusiv modernizare GTN, jud. Covasna;
- Modernizare și mărire grad siguranță **Stația 110/20 kV, Campul Frumos**, înlocuirea Trafo 1 și 2 - 110/20 kV, 16 MVA cu Trafo 110/20 kV de 25 MVA (corelat cu ATR de spor de putere zona parc industrial), jud. Covasna;
- MGS la **Stația 110/35/20/6 kV Capeni**, înlocuirea Trafo 1 și Trafo 2 - 110/6 kV, 10 MVA cu Trafo 1 și Trafo 2 - 110/20 kV, 16 MVA, jud. Covasna;
- Reactualizare sistem SCADA Locală, **Stația 110/20 kV Sfântu Gheorghe**, jud. Covasna;
- Reactualizare sistem SCADA Locală, **Stația 110/20 kV Întorsura Buzăului**, jud. Covasna;
- Înlocuire riglă de cadru din beton armat în **Stația 110/20 kV Valea Crișului**, jud. Covasna;

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Malnaș-Capeni**;
- **Modernizare LEA 110kV Covasna-Tg Secuiesc** (+ LEA MT ieșire din stația Tg. Secuiesc).

INSTALAȚII MT ȘI JT

În județul Covasna planurile de investiții viitoare vor cuprinde obiective de investiții precum:

- Modernizare RED Târgu Secuiesc, mun. Târgu Secuiesc, jud. Covasna;
- Modernizare RED de JT prin trecerea LEA 0,4 kV în LES 0,4 kV, modernizare și securizarea brașamentelor electrice;
- Implementare Sistem de Măsurare Inteligentă Covasna;
- Integrarea în SCADA-DMS a posturilor de transformare prevăzute cu pregătire pentru montare UCMT, jud. Covasna;

-
- Creșterea gradului de siguranță LES 20 kV și LEA 20 kV;
 - Reabilitare, modernizare, creșterea gradului de siguranță – PTA și PTZ.

SR HARGHITA

În județul Harghita se are în vedere promovarea obiectivelor de investiții, mărirea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică în zona Praid-Corund, și implicit a zonei turistice Varsag prin care se face și legătura pe nivelul de tensiune 20 kV între Stațiile 110/20 kV Odorhei și Sovata. La nivelul județului Harghita, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Este necesară construirea unei **stații 110/20 kV în Remetea**, prin intercalarea ei în LEA 110 kV Gheorgheni-Toplița în sistem intrare - ieșire. În zonă există cereri de alimentare a unor consumatori noi cu o solicitare de aproximativ 12 MW. Zona se află la jumătatea distanței dintre Stațiile Gheorgheni și Toplița, stația nouă preluând și o parte a consumului existent, respectiv creează și posibilitatea de racordare de prosumatori și producători fotovoltaici (solicitari ATR de aprox. 5 MW). Stația și LES IT + MT aferent se vor realiza prin extindere de rețea împreună cu solicitanții.
- Automatizare AAR **Stația 110/20 kV Tractor**, AAR între LEA 110 kV Miercurea Ciuc 1 +T 1, LEA 110 kV Miercurea Ciuc 2 + T2 și CT MT - stație de racord adânc;
- Compensarea curenților capacitivi - **Stația 110/20/6 kV Vlahița**, jud. Harghita.

LINII 110 kV

- Recondutorare **LEA 110 kV Odorhei-Vlahița** – recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu secțiunea de 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 19,5 km;
- Recondutorare **LEA 110 kV Vlahița-Miercurea Ciuc** recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu secțiunea de 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 28 km.

INSTALAȚII MT ȘI JT

În județul Harghita se are în vedere promovarea obiectivelor de investiții, mărirea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică în zona Praid - Corund, și implicit a zonei turistice Varsag prin care se face legătura pe nivelul de tensiune 20 kV între Stațiile 110/20 kV Odorhei și Sovata.

Mărirea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică în zona Joseni - Borzont, unde se intenționează demararea unei extinderi de rețele pentru alimentarea zonei Pasului Bucin. Îmbunătățire nivel de tensiune și extinderi de rețele în toate municipiile și marile orașe din județ (Miercurea Ciuc, Odorheiu Secuiesc, Cristuru Secuiesc, Gheorgheni, Toplița, Borsec, Băile Tușnad) pentru alimentarea consumatorilor rezidențiali noi, respectiv MGS în alimentare a celor existenți, trecerea la 20 kV a rețelelor electrice din orașul Bălan. Mărire grad de siguranță în alimentarea cu energie electrică a zonelor industriale din Miercurea Ciuc și Gheorgheni (foste zone cu industrie grea) unde se constată o dezvoltare economică în creștere.

SR MUREȘ

La nivelul județului Mureș, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Amplificare **Stația 110/6 kV Band** - Se va monta Trafo 3 - 110/20 kV, 16 MVA nou;
- MGS și modernizare **Stația 110/6 kV Stația Cristești** etapa I+II, jud. Mureș;

- Modernizare **stația Tg. Mures**, înlocuirea Trafo 1 - 110/20 kV, 10 MVA cu Trafo 1 - 110/20 kV, 25 MVA nou, jud. Mureș;
- Modernizare **stația Livezeni**, inclusiv GTN, jud. Mures;
- Modernizarea și buclarea **stației de 110 kV Raci**, cu mărire de capacitate;
- Modernizare sistem tratare neutru RED 20 kV **Stația 110/20 kV Raci**, (montare Trafo 2 - 110/20 kV, 16 MVA nou) și modernizare sistem tratare neutru, jud. Mureș;
- Optimizarea consumului de energie electrică propriu al **stației 110/20 kV Rastolita**, jud. Mureș;
- Modernizare și MGS **Stația 110/20 kV Târnăveni**, jud. Mureș;
- Modernizare celule 110 kV și 20 kV din **stația 110/20 kV Rastolita**, jud. Mureș;
- Extindere grup tratare neutru RED 20 kV aferent **Stației 110/20 kV Republica - Reghin** și MGS în alimentare cu energie electrica SI c.a., jud. Mureș;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Livezile**, AAR între T1,T2 și CT MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Republica**, AAR între T1,T2 și CT MT;
- Înlocuire întrerupătoare 20kV în **stațiile 110/20kV Sovata**.

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Râciu – Band** urmând a avea o lungime de 15,4 km (din care 5,6 km existent și 9,8 km nou). Având drept scop întregirea în buclă a stațiilor Râciu și Band prin dezlegarea cordoanelor la stâlpul 81 pe L 110 kV Ungheni – Râciu – Band și racordarea acestora la noul circuit prin care se va crea LEA 110 kV Râciu – Band, crearea de bară 110 kV în stația Râciu și stația Band și racordarea noilor celule complete de linii și trafo la bara de 110 kV;
- Extindere RED 110 kV - Pe **LEA 110 kV Ungheni – Cristești 1+Trafo 1 din stația Cristești** înlocuirea cablului acual de teledeclanșare cu un cablu cu fibră optică pozat pe stâlpii LEA în vederea asigurării teledeclanșării prin protecțiile Trafo către întrerupătorul din stația Ungheni 220/110/20 kV și montarea terminalelor de protecție corespunzătoare în capete. Având drept scop creșterea siguranței în alimentare a platformei CIC Azo Mureș;
- Extindere RED 110 kV - Pe **LEA 110 kV Ungheni – Cristești 2 - CIC +Trafo 2 din stația Cristești** înlocuirea cablului acual de teledeclanșare (existent în prezent doar între Ungheni și Cristești) cu un cablu cu fibră optică pozat pe stâlpii LEA în vederea asigurării teledeclanșării prin protecțiile Trafo către întrerupătorul din stație Ungheni 220/110/20 kV și stația CIC 110/6 kV și montarea terminalelor de protecție corespunzătoare în capete. Având drept scop creșterea siguranței în alimentare a platformei CIC Azo Mureș și flexibilității RED 110 kV prin posibilitatea funcționari cu linia în funcțiune în toate cele trei capete;
- Recondutorare **LEA 110 kV Fantanele-Corunca** recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport mărită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 18,05 km. Au fost calculate preliminar reducerea pierderilor de energie de 674 MWh/an;
- Recondutorare **LEA 110 kV Corunca-Livezeni** recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu secțiunea 150 mm² cu conductor capacitate de transport mărită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 3,5 km;
- Recondutorare **LEA 110 kV Livezeni-Tg.Mures** recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 3,1 km;

- Reconductorare **LEA 110 kV Fantanele-Hoghiz c1** reconductorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 69,3 km;
- Reconductorare **LEA 110 kV Fantanele-Hoghiz c2** reconductorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 69,3 km. Asigură mărirea capacității de transport între SR Mureș și SR Brașov;
- Mărire capacitate **LEA 110kV Ubgheni-Regin 1+2, Reghin Sovata, Reghin Rastolnita, Rastolnita-Deda.**

INSTALAȚII MT ȘI JT

În județul Mureș planurile de investiții viitoare vor cuprinde obiective de investiții precum:

- Integrarea în SCADA-DMS a posturilor de transformare prevăzute cu pregătire pentru montare UCMT, jud. Mureș;
- Mărire grad de siguranță LEA 20 kV Reghin – Lăpușna, LEA 20 kV Ungheni - Band, LEA 20 kV Ungheni - M. Niraj, LEA 20 kV Luduș - Sărmaș, LEA 20 kV Reghin – Raci, LEA 20 kV Răstolița - Lunca Bradului;
- Mărire grad de siguranță pe 20 kV în zona Spitalul Municipal Sighișoara, str. Gării și str. Andrei Saguna, Sighisoara, jud. Mureș;
- Mărirea gradului de siguranță în alimentare zona Corunca, prin injecție din noua Stație 110/20 kV Corunca, jud. Mureș;
- Mărire grad de siguranță LEA 20 kV Oraș 1, zona Spitalul Orășenesc Luduș, mun. Luduș, jud. Mureș;
- Mărire grad de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona PA 35 mun. Târgu Mureș, jud. Mureș;
- Implementare Sistem de Măsurare Inteligentă Mureș;
- Lucrări de Modernizare RED j.t. și bransamente în localități din jud. Mureș;
- Lucrări de Modernizare Trecere din LEA în LES circuit 0,4 kV;
- Modernizare și securizare bransamente la nivelul Sucursalei Mureș 2022;
- Mărire capacitate de distribuție a energiei electrice - LEA 20 kV Luduș-Sărmaș;
- Lucrări de Injecție de putere și Îmbunătățire nivel de tensiune;
- Lucrări de Modernizare LES 20 kV și buclări LEA 20 kV;
- Modernizare echipamente energetice din posturile de transformare din gestiunea Sucursalei Mureș (înlocuire transformatoare de putere 20/0,4 kV - 200 buc);
- Modernizare instalatie de încălzire Sediul COR IT, sediu CPRAM, Târgu Mureș, jud. Mureș.

SR CLUJ

La nivelul județului Cluj, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizarea stației electrice de transformare 110/20/10 kV Someșeni, în zona aeroportului Avram Iancu, o zonă în plină dezvoltare. **Stația 110/20/10 kV Someșeni** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Cluj Est – Someșeni și LES 110 kV Someșeni – Alverna rezultate ca urmare a secționării actualei LEA+LES 110 kV Alverna – Cluj Est. Stația va avea un sistem simplu de bară 110 kV, două transformatoare 110/20 kV 25 MVA și un transformator 20/10 kV 6,3 MVA. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție și îmbunătățirea nivelului de tensiune, conform prevederilor standardului de performanță;

- Realizare „Stație 220/110 kV de injecție din LEA 220 kV Iernut – Baia Mare 3 în RED localitatea Dej/Cuzdrioara, jud.Cluj” în corelare cu planul de dezvoltare RET perioada 2022-2031 al Transelectrica.
- Amplificare **Stația 110/20 kV Dej Sud** -Se va monta un transformator Trafo 2 - 110/20 kV, 16 MVA nou, condiționat de posibilitate extindere stație;
- Amplificare **Stația 110/20/10 kV Baciu** - Se va înlocui transformatorul existent Trafo 3 - 20/10 kV, 10 MVA cu un transformator Trafo 3 - 20/10 kV, 16 MVA nou;
- Modernizare **stația de transformare 110/20 kV Huedin** pentru preluarea energiei produse de hidrocentralele electrice, montarea un transformator Trafo 2 - 110/20 kV, 16 MVA nou;
- Modernizare grupuri tratare neutru în stația de transformare 110/20 kV Aghires;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Băișoara**, AAR între T1 și o linie de MT;
- Automatizare AAR -**Stația 110/20/10 kV Câmpului**, AAR între T1 și o linie de MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Clujana**, AAR între T1 și o linie de MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Huedin**, AAR între T1 și o linie de MT (sau T2);
- Automatizare AAR - **Stația 110/10 kV Stadion** AAR între T1 și o linie de MT.

🚧 LINII 110 kV

- Recondutorare **LEA 110 kV Mănăștur-Cluj Centru-Clujana-Cluj Est**-recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 13,79 km;
- Recondutorare **LEA 110 kV Mănăștur-Cluj Centru-Cluj Nord** - recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 6 km;
- Recondutorare **LEA 110 kV Cluj Nord-Cluj Est**-recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 8 km;
- Recondutorare **LEA 110 kV Câmpia Turzii-Mihai Viteazu** recondutorarea va consta în înlocuirea partiala a conductorului OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 6,3 km dintr-un total de 7,52 km;
- Reconstrucție **LEA-LES 110 kV Alverna – Cluj Est** între stația Cluj Est și stația Alverna;
- Modernizare **LEA 110 kV** din gestiunea COR IT TN Cluj pe tronsoanele: LEA 110 kV Cluj Est-Jucu-CFR Apahida circ I D.C.; LEA 110 kV Cluj Est-Jucu-CFR Apahida circ II; LEA 110 kV Câmpia Turzii -UCT circ 1; LEA 110 kV Jucu Gherla; LEA 110 kV Jucu -CFR Bunesti; LEA 110 kV CFR Bunesti- Celuloză, prin înlocuire izolatoare de susținere simplă-etapa I.

🚧 INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Cluj, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

- Se vor continua lucrările de trecere la 20 kV a distribuitorilor Mănăștur 1 și Mănăștur 3, a distribuitorului DACIA SERVICE dintre stațiile de transformare Cluj Sud și Câmpului, jud Cluj;
- Sistematizarea rețelelor electrice în zona Spitalului Regional de Urgență în localitatea Florești, jud. Cluj;
- Construire LEA/LES m.t în vederea creșterii siguranței în alimentarea cu energie electrică, în loc. Baciu, zona Galaxiei, jud. Cluj;

- Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor din Zona Făget Drumul SF Ion;
- Lucrări de Modernizare PTZ-uri și PTS-uri;
- Lucrări de Modernizare LES MT;
- Lucrări de Descentralizare RED și injecție de putere în localități;
- Lucrări de Modernizare LES joasă tensiune, LEA de joasă tensiune și bransamente.

SR ORADEA

La nivelul județului **Bihor**, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizarea stației electrice de transformare **Stația 110/20 kV Valea lui Mihai** – se va racorda la SEN prin înființarea (crearea) LEA 110 kV Săcuieni – Valea lui Mihai și LEA 110 kV Valea lui Mihai – Carei (corelat și condiționată de lucrare extindere RED). Stația va avea sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță.
- Realizarea stației electrice de transformare **Stația 110/20 kV Sâmbăta** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Oradea Sud – Sâmbăta și LEA 110 kV Sâmbăta – Beiuș rezultate ca urmare a secționării actualei LEA Oradea Sud - Beiuș. Stația va avea un sistem simplu de bara 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță.
- Realizarea stației electrice de transformare **Stația 110/20 kV Tinca** – se va racorda la SEN prin înființarea (crearea) LEA 110 kV Salonta - Tinca și LEA 110 kV Tinca – Beiuș (corelat și condiționată de lucrare extindere RED). Stația va avea sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Aeroport** - Se va monta un transformator Trafo 2 - 110/20 kV, 25 MVA nou;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Aleșd** -Se va monta un transformator Trafo 2 -110/20 kV, 16 MVA nou;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Biharia** -Se va monta un transformator Trafo 2 - 110/20 kV, 16 MVA nou;
- Modernizare stația de transformare **110/20 kV Băița Plai**, jud. Bihor pentru preluarea energiei produse de centralele RES existente;
- Modernizare **stația 110/20/6kV Mecanica**, înlocuirea transformatorul Trafo 3 sau 4 - 110/20 kV, 25 MVA cu un transformator Trafo 3 sau 4 - 110/20 kV, 40 MVA;
- Realizare AAR în **stația Băița Plai** pe LEA 110 kV. LEA 110 kV Vascău 2 este în rezervă caldă în stația Băița Plai, asigurând rezervarea alimentării consumului stației 110/20 kV Băița Plai;
- Automatizare AAR **Stația 110/20/6 kV Mecanica**, AAR între T1 și T2;
- Modernizarea stației 110/20 kV Velența prin realizarea unei bare 110 kV (bară simplă secționată prin două separatoare de cuplă) și realizarea a două celule de linie 110 kV cu întreruptoarele și protecțiile aferente necesare funcționării în buclă;
- Modernizarea stației 110/20 kV Ioșia prin realizarea unei bare 110 kV (bară simplă secționată prin două separatoare de cuplă) și realizarea a două celule de linie 110 kV cu întreruptoarele și protecțiile aferente necesare funcționării în buclă;

- Modernizare tratare neutru **Stația 110/20 kV Salonta**;
- Realizare tratare neutru **Stația 110/20 kV Remeți** stația este în gestiunea Hidroelectrică;
- Modernizare panouri SI c.c. și c.a. stații COR IT Oradea – **stația Alesd**;
- Modernizare panouri SI c.c. și c.a. stații COR IT Oradea – **stația Vadu Crisului**;
- Îmbunătățirea serviciului de distribuție a energiei electrice în **stația 110/20kV CET 2** Oradea.
- Modernizare **stația 110/20/6 kV Suplac**; (echipamente primare și circuite secundare);
- Modernizare **stația 110/20 kV Palota**; (echipamente primare și circuite secundare), panouri SI c.c. și c.a.;
- Modernizare **stația 110/20 kV Suncuius**; echipamente primare și circuite secundare), panouri SI c.c. și c.a.;
- Modernizare **stația 110/20 kV Varfurile**; echipamente primare și circuite secundare);
- Modernizarea **stației 110/20 kV Voivozi** echipamente primare și circuite secundare);

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **LES 110 kV CET 2 Oradea – CHE Tileagd** urmând a avea o lungime de 10 km (la care se adaugă la LEA existentă de 25 cu conductoare de OL AL 240 mmp). Având drept scop crearea unei noi bucle pe 110 kV între St. Oradea Sud și St. Aleșd și introducerea în buclă a stației CET 2;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Săcuieni – Valea lui Mihai** urmând a avea o lungime de 20 km. Având drept scop crearea unei noi bucle pe 110 kV între zona Bihor și zona Satu Mare și racordarea la SEN a stației 110/20 kV Valea lui Mihai;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Carei – Valea lui Mihai** urmând a avea o lungime de 30 km. Având drept scop crearea unei noi bucle pe 110 kV între zona Bihor și zona Satu Mare și racordarea la SEN a stației 110/20 kV Valea lui Mihai;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Salonta - Tinca** urmând a avea o lungime de 25 km. Având drept scop crearea unei noi bucle pe 110 kV între zona Bihor și zona Satu Mare și racordarea la SEN a stației 110/20 kV Tinca;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Beiuș - Tinca** urmând a avea o lungime de 35 km. Având drept scop crearea unei noi bucle pe 110 kV între zona Bihor și zona Satu Mare și racordarea la SEN a stației 110/20 kV Tinca;
- Recondonare **LEA 110 kV Oradea Sud – Beiuș** recondonarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 59 km;
- Recondonare **LEA 110 kV Oradea Sud – Sudrigiu** recondonarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 61 km;
- Recondonare **LEA 110 kV Beiuș - Vașcău** recondonarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 21,2 km;
- Recondonare **LEA 110 kV Sudrigiu - Vașcău** recondonarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 14,2 km;
- Recondonare **LEA 110 kV Vașcău - Vărfurile** recondonarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 29 km;
- Recondonare **LEA 110 kV Vașcău - Brad** recondonarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 50 km;

- Recondorare LEA 110 kV Vărfurile - Crișcior recondorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 150 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 178 mm² pe o lungime de 53 km;
- Recondorare LEA 110 kV Oradea Sud – Aleșd circuitul 1 recondorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 32 km;
- Recondorare LEA 110 kV Oradea Sud – Aleșd circuitul 2 recondorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 32 km;
- Recondorare LEA 110 kV Aleșd – Suplac circuitul 1 recondorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 38 km;
- Recondorare LEA 110 kV Aleșd – Suplac circuitul 2 recondorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 38 km;
- Modernizarea rețelelor de distribuție energie electrică 110 kV în zona stațiilor electrice de transformare Oradea Centru – Aeroport – Ioșia - Mecanica;
- Modernizarea rețelelor de distribuție energie electrică 110 kV în zona stațiilor electrice de transformare CET 2, Velenta și CHE Tileagd;
- MGS 110 kV zona Palota – Sântion – Borș;
- Trecere din LEA în LES 110 kV – zona metropolitană Oradea;
- Modernizare LEA 110 kV Biharia - Săcueni, LEA 110 kV Oradea Sud - Aleșd d.c.c, LEA 110 kV Salonta - Chișineu Criș;
- Sistematizare LEA 110 kV Zona Oradea Vest;
- Modernizare LEA 110 kV Beiuș - Oradea Sud d.c cu Sudrigiu - Oradea Sud pentru creșterea siguranței în exploatare.

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Bihor, se are în vedere:

- Mărirea capacității de distribuție și modernizarea liniilor de medie/joasă tensiune în Aleșd, Beiuș, Oradea, zona CET II Oradea-Sânmartin, zona Agrosem Oradea,
- Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică zona Padiș;
- Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică consumatori zona Borș;
- Creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică zona Oradea prin închiderea unei bucle între PTAB Piatra Craiului și PTZ Televiziune-bara 2-20 kV;
- Modernizarea rețelelor electrice de medie tensiune COR MT JT Aleșd, jud. Bihor;
- Modernizarea rețelelor electrice de medie tensiune COR MT JT Beiuș, jud. Bihor;
- Modernizarea rețelelor electrice de medie tensiune COR MT JT Oradea, jud. Bihor;
- Lucrări de Injecție de putere în vederea îmbunătățirii alimentării cu energie electrică;
- Modernizare clădire Punct Intervenție COR Oradea.

SR BAIA MARE

La nivelul județului Maramureș, este în execuție, pe fonduri europene, lucrarea: ”Realizarea stației electrice 110/20 kV Leordina pentru mărirea capacității de distribuție a energiei electrice din zona Valea Vișeuului și Valea Izei, județul Maramureș”, cu termen de finalizare 23.10.2023. Prin realizarea acestei lucrări se reglementează parametrii de calitate în alimentarea consumatorilor, conform Standardului de performanță, se reduc timpii de realimentare a consumatorilor, se reduce

substanțial CPT. De asemenea se creează premisele racordării unor producători noi, din surse regenerabile, în special hidro.

De asemenea, la nivelul județului Maramureș, este în execuție lucrarea: ”**Creșterea capacității de distribuție la 20 kV și modernizare stația de transformare 110/20 kV Pietrosul**”, cu termen de finalizare 04.11.2023. Prin realizarea acestei lucrări se montează cel de-al doilea transformator 110/20 kV, 16 MVA, în stația Pietrosul și se creează premisele pentru alimentarea în condiții de siguranță a noilor consumatori, în contextul dezvoltării continue a stațiunii turistice Borșa.

La nivelul județului **Maramureș**, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizarea stației electrice de transformare **Stația 110/20 kV Tohat** - se va racorda la SEN prin înființarea (crearea) LEA 110 kV Cehu Silvaniei - Tohat și LEA 110 kV Tohat - Șomcuța (corelat cu lucrare extindere RED). Stația va avea sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție și îmbunătățirea nivelului de tensiune, conform prevederilor standardului de performanță.
- ”Modernizare **stația 110/35/6 kV Cavnice**, creare Bare 20 kV, integrarea stației în SCADA și trecerea la 20 kV a rețelelor electrice de 35 kV și 6 kV din zona Cavnice, modernizare stația 35/6 kV Șuitor și creare Bare 20 kV, reintegrarea stației în SCADA”, cu finanțare fonduri europene, lucrare prin care se urmărește standardizarea tensiunilor, cu impact în reducerea CPT, digitalizarea rețelelor și în final, creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor.
- ”**Stația de transformare 110/20/6 kV CEIL** – Modernizare și creștere capacitate de distribuție la 20 kV”, lucrare prin care se creează premisele trecerii la 20 kV a distribuitoarelor de 6 kV din Sighetu Marmăției, cu impact major în reducerea CPT și creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor;
- ”Modernizare **stația 110/6 kV Horea**, creare Bare 20 kV”, se creează premisele pentru dezvoltarea la 20 kV a zonei;
- ”Modernizare **stația 110/20 kV Tg. Lăpuș**”, se creează premisele racordării centralelor fotovoltaice în zonă;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Seini** - Se va înlocui Trafo 1 - 110/20 kV, 16 MVA cu Trafo 1 110/20 kV 25 MVA;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Pietrosul** -Se va monta Trafo 2 - 110/20 kV, 16 MVA nou;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/10 kV Baia Mare 2**, AAR între T1, T2 și T3;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/10 kV Baia Mare 4**, AAR între T1, T2, CL 10 kV și AAR T3, T3, T4;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Ferneziu**, AAR între T1,T2 și T3;
- Automatizare AAR - **Stația 110/6 kV Horea**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Baia Sprie 1**, AAR între T1 și o linie de MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Sighet**, AAR între T1, T2 și CL MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Ceil**, AAR între T1, T2, CL MT și o linie de MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Pietrosul**, AAR între T1 și T2 nou;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Baia Borșa**, AAR între T1 și o linie de MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/35/6 kV Cavnice**, AAR între T1și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Târgu Lăpuș**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Tocila**, AAR între T1 și o linie de MT;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Seini**, AAR între T1 și T2.

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Cehu Silvaniei – Tohat** urmând a avea o lungime de 14 km. Având drept scop racordarea la SEN a stației 110/20 kV Tohat menționată la capitolul 3.1.6;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Șomcuta – Tohat** urmând a avea o lungime de 14 km. Având drept scop racordarea la SEN a stației 110/20 kV Tohat;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Sighet- Negrești** urmând a avea o lungime de 40 km, având drept scop realizarea unei injectii suplimentare ca și sursa (stația 220/110/20kV Vetiş) în zona RED 110 kV a județului Maramureș (zona Maramureșului istoric);
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Rodna – Pietrosu (45 km)** sau **LEA 110 kV Rodna – Baia Borșa (46 km)** având drept scop realizarea unei legături suplimentare între RED 110 kV a județului Bistrița Năsăud și a județului Maramureș (zona Maramureșului istoric) prin introducerea în buclă a stației 110/20 kV Rodna.

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Maramureș, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

- Lucrări de Modernizare rețele electrice JT și bransamente în localități;
- Montare grupuri de măsură MT în punctele de balanță - SR Baia Mare;
- Lucrări de Modernizare LES MT;
- Modernizare aparate de comutație în LEA 20 kV din gestiunea COR MT/JT Sighetu Marmăției și COR MT/JT Baia Mare;
- Mărirea capacității de distribuție și creșterea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor din zona complex turistic BORȘA;
- Lucrări de Injectie de putere și Îmbunătățire nivel de tensiune.

SR BISTRIȚA

La nivelul județului **Bistrița-Năsăud**, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizarea stației electrice de transformare **Stația 110/20 kV Leșu Ilvei** - se va racorda la SEN prin înființarea (crearea) LEA 110 kV Rodna - Leșu Ilvei și LEA 110 kV Leșu Ilvei - CFR Leșu Ilvei (corelat și condiționată de lucrare extindere RED). Stația va avea sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 10 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție și îmbunătățirea nivelului de tensiune, conform prevederilor standardului de performanță;
- Realizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Bistrița, în corelare cu planul de dezvoltare al Transelectrica;
- Realizarea stației electrice de transformare 110/20 kV Sărata, în Parcul Industrial Sărata, o zona în plină dezvoltare; Stația se va racorda la SEN prin secționarea LEA 110 kV Viișoara – CFR Sărata – Teraplast – Lechința rezultând LEA 110 kV Viișoara – Sărata și LEA 110 kV Sărata – CFR Sărata – Teraplast - lechința. Stația va avea sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție și îmbunătățirea nivelului de tensiune, conform prevederilor standardului;
- Modernizare **stația 110/20kV Viisoara**, înlocuirea Trafo 2 - 110/20 kV, 40 MVA cu Trafo 2 - 110/20 kV, 25 MVA nou;
- Modernizare și amplificarea capacității **stației 110/20 kV Lechinta**, zona cu producători din sursa regenerabilă racordați în stație.

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Rodna – Leșu Ilvei** urmând a avea o lungime de 38 km, având drept scop racordarea la SEN a stației 110/20 kV Leșu Ilvei;
- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Leșu Ilvei – CFR Leșu Ilvei** urmând a avea o lungime de 3 km, având drept scop racordarea la SEN a stației 110/20 kV Leșu Ilvei; (Observație: Se exclud lucrările propuse la SR Bistrița (LEA 110 kV Rodna – Leșu Ilvei și LEA 110 kV Leșu Ilvei – CFR Leșu Ilvei) cu lucrarea propusă la SR Baia Mare (LEA 110 kV Rodna – Pietrosu sau LEA 110 kV Rodna – Baia Borșa)).
- Creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor din zona **stației 110/20 kV Rodna** (Construirea LEA 110 kV pentru buclarea stației 110/20kV Rodna), jud. BN;
- Reconstrucția LEA 110 kV Dej - Năsăud în zona stâlpilor 60 și 136, jud. BN.

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului **Bistrița-Năsăud**, se are în vedere realizarea unor lucrări pentru mărirea capacității de distribuție și creșterea siguranței în alimentarea utilizatorilor:

- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Dealul Ștefăniței, jud Bistrița - Năsăud cu zona localității Săcel, jud Maramureș;
- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Tagu, jud. Bistrița - Năsăud cu zona localității Sărmășel, jud Mureș;
- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Sieut, jud. Bistrița - Năsăud cu zona localității Monor, zona de rețea aflată în gestiunea sucursalei Târgu-Mureș;
- Buclarea liniilor de medie tensiune din zona localității Brăniștea, jud. Bistrița - Năsăud cu zona localității Valea Luncii, jud Cluj;
- Modernizare rețele medie tensiune în orașele Bistrița, Beclean, Năsăud și Sângeorz Băi, județul Bistrița - Năsăud.

SR SATU MARE

La nivelul județului Satu Mare, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Realizare stație de transformare - **Stația 110/20 kV Livada** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Abator – Ciuperceni - Livada și LEA 110 kV Livada - Turț rezultate ca urmare a secționării actualei LEA Abator – Ciuperceni – Turț . Stația va avea un sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță;
- Realizare stație de transformare - **Stația 110/20 kV Halmeu** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Abator – Ciuperceni - Halmeu și LEA 110 kV Halmeu - Turț rezultate ca urmare a secționării actualei LEA Abator – Ciuperceni – Turț . Stația va avea un sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță;
- Realizare stație de transformare - **Stația 110/20 kV Valea Vinului** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Satu Mare 1 – Valea Vinului și LEA 110 kV Valea Vinului - Seini rezultate ca urmare a secționării actualei LEA Seini – Satu Mare 1. Stația va avea un sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță;

- Realizare stație de transformare - **Stația 110/20 kV Satu Mare 6** – se va racorda la SEN prin LEA 110 kV Vetiş – Satu Mare 6 și LEA 110 kV Satu Mare 6 - Abator rezultate ca urmare a secționării actualei LEA Abator - Vetiş. Stația va avea un sistem simplu de bară 110 kV, un transformator 110/20 kV 16 MVA, o conexiune de 20 kV. Stația va avea ca scop mărirea capacității de distribuție, și îmbunătățirea nivelului de tensiune conform prevederilor standardului de performanță;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Satu Mare 1** - Se va înlocui Trafo 2 110/20 kV 16 MVA cu Trafo 2 110/20 kV 25 MVA;
- Amplificare **Stația 110/20 kV Negrești** - Se va înlocui Trafo 1 sau 2 110/20 kV 16 MVA cu Trafo 1 sau 2 110/20 kV 25 MVA;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20/6 kV Abator**, AAR între T1, T2 și T3;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Carei Unio**, AAR între T1 și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Turț**, AAR între T1 și T2;
- Montare GTN-2 20 kV în **Stația SM1**;
- Tratare neutru 20 kV în **Stația Carpați** (amplificarea grupului de tratare 20 kV nr.1 existent; înlocuirea grupului de tratare nr.2 existent cu un grup de tratare prin bobină/rezistență nr.2 proiectat; montarea unui dulap de tratare a neutrilor aferent grupului de tratare nr. 2);
- Modernizare sistem SCADA din **stația 110/ 20 kV Satu Mare 5**;
- Modernizare sistem SCADA din **Stația 110/20kV Carpați**;
- Modernizare **Stația 110/20kV Turț** circuite primare și secundare;
- Modernizare **Stația 110/20kV Carei UNIO** circuite primare și secundare.

LINII 110 kV

- Recondorare **LEA 110 kV Vetiş – Satu Mare 5** recondorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 8 km;
- Modernizare **LEA 110kV Seini - Satu Mare 1, LEA 110kV Vetiş – Carei, LEA 110kV Carei 1-Carei UNIO D.C.** prin înlocuire izolatoare de susținere simplă-etapa I;
- Modernizare **LEA 110kV Turț –Negrești** (montare conductor de protecție OPGW 26,8km).
- Trecere din **LEA 110kV în LES 110kV Satu Mare 1 – Carpați** 2km, (porțiunea de D:C comună cu **LEA 110kV Seini - Satu Mare 1**);
- Trecere din **LEA 110kV în LES 110kV Satu Mare 1 – Seini** 2km (până la Stația Carpați).

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Satu Mare, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

- Lucrări de Modernizare rețele electrice JT și bransamente în localități;
- Lucrări de Injecție de putere și Îmbunătățire nivel de tensiune;
- Extinderea rețelei electrice de distribuție prin realizarea stației de transformare și trecere la 20 kV mun. Satu Mare.

SR ZALĂU

La nivelul județului Sălaj, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

STAȚII IT/MT

- Extinderea rețelei electrice de distribuție prin realizarea **stației de transformare Nusfalău**, jud. Sălaj;
- Extinderea rețelei electrice de distribuție prin realizarea **stației de transformare Panic**, jud. Sălaj;

- Modernizare **St. 110 / 20 kV Cehu** coroborat cu buclarea St. Cehu prin realizarea LEA 110 kV Cehu Silvaniei – Tohat;
- Modernizare **St. 110/20 kV Șimleu**;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Cehu Silvaniei**, AAR între T1, și T2;
- Automatizare AAR - **Stația 110/20 kV Șimleu**, AAR între T1 și T2.

LINII 110 kV

- Extindere RED 110 kV - **LEA 110 kV Cehu Silvaniei – Tohat** urmând a avea o lungime de 14 km. Având drept scop integrarea în buclă a stației 110/20 kV Cehu Silvaniei, crearea unei noi iniecții de putere pe 110 kV în zona Sălaj și racordarea la SEN a stației 110/20 kV Tohat;
- Recondutorare **LEA 110 kV Simleu - Suplac** recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 21,4 km. Au fost calculate preliminar reducerea pierderilor de energie de 717 MWh/an;
- Recondutorare **LEA 110 kV Simleu - Porolisum** recondutorarea va consta în înlocuire conductor OLAL cu s 185 mm² cu conductor capacitate de transport marită având secțiunea de 238 mm² pe o lungime de 35 km. Au fost calculate preliminar reducerea pierderilor de energie de 1172 MWh/an;
- Trecere din LEA în LES 110 kV a racordului dublu circuit intrare în stația Porolisum;
- Modernizare **LEA 110 kV Jibou – Cehu** înlocuire izolație 110 kV, reparații fundații stâlpi, vopsitorie stâlpi metalici și console stâlpi beton, hidrofobizare stâlpi beton;
- Modernizare **LEA 110 kV Jibou – Sălaj** înlocuire izolație 110 kV, reparații fundații stâlpi, vopsitorie stâlpi metalici și console stâlpi beton, hidrofobizare stâlpi beton;
- Modernizare **LEA 110 kV Jibou – Tihău** înlocuire izolație 110 kV, reparații fundații stâlpi, vopsitorie stâlpi metalici și console stâlpi beton, hidrofobizare stâlpi beton;
- Modernizare **LEA 110 kV Sălaj – Zalău** circ. 1 și 2 înlocuire izolație 110 kV, reparații fundații stâlpi, vopsitorie stâlpi metalici;
- Modernizare **LEA 110 kV Sălaj – Tevi – Anvelope** circ. 1 și 2 înlocuire izolație 110 kV, reparații fundații stâlpi, vopsitorie stâlpi metalici;
- Modernizare **LEA 110 kV Suplac – Sărmășag** înlocuire izolație 110 kV, reparații fundații stâlpi, vopsitorie stâlpi metalici și console stâlpi beton, hidrofobizare stâlpi beton;
- Modernizare **LEA 110 kV Sărmășag – Tășnad** înlocuire izolație 110 kV, reparații fundații stâlpi, vopsitorie stâlpi metalici și console stâlpi beton, hidrofobizare stâlpi beton.

INSTALAȚII MT ȘI JT

La nivelul județului Sălaj, se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

- Trecere LEA 20 kV ITA în LES 20kV, jud. Sălaj;
- Trecere la 20 kV Porolisum - Șimleu în LES 20 kV între stâlpii 16 și 35;
- Lucrări de Modernizare rețele electrice JT și branșamente în localități;
- Lucrări de Modernizare LEA MT și LES MT;
- Construire punct de conexiune și reglementare consumatori existenți pe joasă tensiune str. Razboieni, Zalău;
- Modernizare echipamente SCADA și comunicații în PA/PT-uri Zalău;
- Lucrări de Injecție de putere.

La nivel de **DEER** se are în vedere realizarea unor proiecte de investiții:

- Instalarea de noi baterii de condensatoare într-un număr de 61 stații de transformare cu o capacitate totală de 150 MVar.

3.3. Investiții pentru eficiența energetică

- Reducerea consumului propriu, prin introducerea unor sisteme alternative de producere a energiei electrice, pentru: “Creșterea eficienței energetice a clădirilor, sediilor administrative aparținând Sucursala Brăila”;
- Înființarea unor sisteme alternative de producere a energiei electrice – panouri fotovoltaice montate pe acoperișurile sălilor de conexiuni Sucursala Brăila;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stația electrica de transformare Buzău Nord aflată în municipiul Buzău, județul Buzău;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stația electrică de transformare SNG aflată în municipiul Galați, județul Galați;
- Reducerea consumului intern din stațiile electrice de transformare aparținând DEER, prin promovarea energiei din surse regenerabile - montare panouri fotovoltaice pe clădirile stațiilor electrice de transformare (150 stații);
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stația de transformare Baia Mare 2 jud. MM, loc. Baia Mare;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din sediul Distribuție Energie Electrică Romania situat în municipiul Cluj-Napoca, str. Ilie Macelaru, nr. 28A, județul Cluj;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stația electrică de transformare situată în comuna Aghireșu, sat Aghireșu – Fabrici, str. Principala, județul Cluj, stație care aparține DEER SA – SR Cluj-Napoca;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stația electrică de transformare Voivozi aflată în județul Bihor, localitatea Voivozi;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stațiile electrice de transformare aflate în județul Alba, care aparțin DEER SA – SR Alba;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stația electrică de transformare 110/20/6 kV Bartolomeu aflată în județul Brașov, localitatea Brașov, str. Fuiorului, nr. 1A;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stația electrică de transformare 110/20/6 kV Zizin aflată în județul Brașov, localitatea Brașov, str. Zizinului, nr. 106;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stațiile electrice de transformare aflate în județul Covasna, care aparțin DEER SA – SR Covasna;
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stațiile electrice de transformare aflate în județul Harghita, care aparțin DEER SA – SR Harghita;

-
- Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din Stația electrică de transformare Târnăveni, aflată în județul Mureș – loc. Adamus;
 - Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stațiile electrice de transformare aflate în județul Mureș, care aparțin DEER SA – SR Mureș;
 - Instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producția de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum propriu din stațiile electrice de transformare aflate în județul Sibiu, care aparțin DEER SA – SR Sibiu.

3.4. Investiții cu sursa principală de finanțare din Fondul de modernizare

- Modernizare LEA 110 kV POGOANELE – JUGUREANU;
- Modernizarea liniilor electrice aeriene de MT alimentate din stația SIGHET: LEA 20kV Sighet-Teceu, LEA 20kV Sighet-Costui și LEA 20kV Sighet-Radio Vad;
- Modernizarea rețelelor de distribuție energie electrică 110kV în zona stațiilor electrice de transformare Oradea Centru, Aeroport, Ioșia și Mecanica;
- Stația de transformare 110/20kV Sibiu Vest, mun. Sibiu;
- Subsistem de gestiune a datelor activelor – etapa II.

DEER pregătește proiecte în RED pentru obținere finanțare europeană prin Fondul de modernizare, ME, sub egida ME.

3.5. Investiții Digitalizare procese

- Sistem de management al întreruperilor (OMS);
- WFM - Instrument IT de planificare și urmărire în teren a resurselor (umane, mașini, dispozitive, materiale, dotări) implicate în procesele de afaceri: operare, mentenanță, lucrări de investiții cu forțe proprii, acces rețea, măsură;
- Implementarea unui sistem de monitorizare a calității energiei electrice în stațiile electrice și posturile de transformare care aparțin DEER S.A. (analizoare);
- Consolidare rețea sisteme telefonice operative a DEER.

3.6. Investiții Automatizare Rețea

- Automatizarea RED MT în vederea identificării și izolării zonei de rețea cu defect.

3.7. Investiții Cyber security

- Proiecte privind configurarea unei infrastructuri IT&C sigure și reziliente:
 - Modernizare și securizare infrastructură rețea operațională SCADA;
 - Modernizare și securizare infrastructura rețea operațională (Măsură și Analizoare);
 - Securizare prin separare (segmentare și criptare) rețele Administrative/Operaționale;
 - Business Continuity Plan (BCP) și Disaster Recovery (DR) pentru sistemele Dispecer, PRAM-SCADA, Măsură;
 - Criptarea și monitorizarea comunicației pentru obiectivele energetice (reclosere, separatoare telecomandate, PA/PT, stații telecomandate);
 - Realizarea unei rețele de comunicații separate și criptate pentru rețeaua operațională.
- Proiecte care vizează managementul securității cibernetice:

-
- Implementare Security Operations Center (SOC) și standardizare tehnologii securitate utilizate;
 - Monitorizare 24/7 a sistemelor IT/OT în NOC și SOC;
 - Management centralizat privind implementarea măsurilor de securitate fizică;
 - Gestionare acces de la distanță (Priviledged Access Management);
 - Managementul vulnerabilitatilor ITC;
 - Gestionarea accesului de pe device-uri mobile (Mobile Devices Management);
 - Gestionarea echipamentelor IT (IT Asset Management);
 - Prevenirea și contracararea amenințărilor;
 - Managementul versionării și salvării (back-up) configurațiilor echipamentelor PRAM/SCADA, Măsură (AMR/ DMI), Analizoare;
 - Criptarea tuturor echipamentelor de tip mobil (laptop, tabletă, telefon mobil) folosite în scop tehnic în sistemele OT și Dispecerate;
 - Documentarea și realizarea schemelor echipamentelor critice;
 - Dezvoltarea capabilităților de cyber intelligence.

3.8. Investiții care vizează transformarea digitală a afacerii

- Proiecte care vizează transformarea digitală a afacerii:
 - Implementarea unui sistem care să utilizeze realitatea augmentată pentru echipele de electricieni din teren;
 - Unificarea/extinderea aplicațiilor care se interfațează cu SAP-ul unificat (după finalizarea proiectului de Modernizare SAP): BDI/INA/EMID/OMS, AMS/MDM, după finalizarea Modernizare SAP;
 - Mutarea SAP spre S4Hanna;
 - Implementarea aplicației helpdesk pentru Departament SAP pentru toate zonele DEER, cu aplicabilitate și pe procesul de solicitare drepturi useri;
 - Implementarea proiectului DMS;
 - Implementarea unui portal web DEER pentru relația cu clienții/consumatorii, atât pe zona de acces la rețea, cât și pentru datele de măsurare/consum. Implementarea de chatbot pentru comunicarea cu clienții;
 - Gestionarea informatică a procesului de avizare CTA, printr-o platforma de tip BPM care să permită proiectanților să încarce documentația supusă avizării și care să gestioneze documentele care rezultă în urma procesului (Avizele);
 - Digitalizarea în totalitate a activității de recrutare personal/angajare/process de onboarding/acces la sistemele și echipamentele informatice/fișe de post/documentele de HR urmărite în DEER – cereri de CO, acte adiționale personal, etc/decizii de încetare activitate personal;
 - Upgrade RUR (Aplicația făcută de noi shp pentru registrul unic de reclamații) astfel încât să se gestioneze informatic, eventual standardizeze reclamațiile de la intrare în firmă pe diverse canale (site web/posta electronica/registratura) până la generare și transmitere răspuns ELO;
 - Consolidare rețea sisteme telefonice operative și administrative (sisteme telefonice digitale, sisteme digitale de înregistrare a convorbirilor Dispecer și Call-Center);
 - Modernizarea rețelei de comunicații radio (implementarea unei rețele radio digitale la nivel DEER);
 - Implementarea unui cloud privat al DEER și migrarea în acest cloud a tuturor sistemelor actuale.

3.9. Investiții Flexibilitate

- Creșterea gradului de observabilitate a rețelei:
 - Identificarea și integrarea capacităților de generare din rețeaua de distribuție în zone în care OD nu a considerat până la acest moment fiabilă și necesară instalarea de sisteme de monitorizare, comandă control (rețea de joasă tensiune/prosumeri, capacități de generare mici racordate în LEA, etc), care permit o urmărire în timp real a informațiilor din rețeaua de distribuție (valori curent, tensiuni, puteri, etc).
 - Integrarea prin schimb de date a informațiilor necesare pentru sistemele SCADA/DMS ale DEER din stațiile de transformare Transelectrica, atât pentru partea de 110 kV cât și pentru MT, precum și informații similare din stațiile de transformare Hidroelectrica și Terți, care alimentează utilizatori din rețelele de distribuție MT.
- Capacitatea de reconfigurare dinamică a rețelei în funcție de starea în timp real a acesteia: fluxurile de putere în rețea sunt dinamice și puternic dependente de situația în timp real. Reconfigurarea rețelei trebuie să țină cont de datele în timp real și de încărcarea preconizată în rețea.
- Sistem de prognoză a consumului: prognoza consumului devine importantă în prevenirea eventualelor congestii la nivelul 110 kV sau mai jos.
- Sistem de consumatori dispecerizabili: întrucât producția de energie regenerabilă, nepredictibilă, devine din ce în ce mai semnificativă este necesar să se introducă în buclele de reglaj și consumatorul. Creerea unui mecanism financiar de compensare al consumatorului și al unui sistem ce permite dispecerizarea consumului acestuia duc la creșterea gradului de absorbție al RES în rețelele de distribuție.
- Virtual Power Plant: organizarea unor piețe locale, la nivel de nod de rețea ce permit participarea consumatorilor și producătorilor mici locali duce la optimizarea rețelei de distribuție la nivel local și reducerea automată a congestiilor. Punerea la dispoziție a acestui serviciu către utilizatorii rețelelor de distribuție facilitează accesul în mecanismele de flexibilitate al consumatorilor și producătorilor mici.
- Proiecte de inovație și cercetare:
 - Analiza încărcării dinamice în rețea și realocarea optimă a consumatorilor prin mecanisme AI: urmărirea în timp real a valorilor parametrilor energetici și stabilirea alocării optime a consumatorilor devine o problemă foarte complexă pentru utilizatorii umani datorită numărului mare de puncte ce trebuie urmărite. Soluțiile de tip Machine Learning/Artificial Intelligence sunt optime pentru asemenea probleme. Prin exportul datelor din sistemele Operaționale (SCADA, OMS, MDM/MDC, PQ, etc) către un sistem AI care va genera soluția optimă de rețea se pot testa diverse soluții de tip AI ce pot ajuta în urmărirea rețelei în viitor.
 - Dispecerizarea automată a consumatorilor de la nivelul posturilor de transformare folosind EDGE Computing: creșterea numărului de prosumatori precum și a consumatorilor cu un consum reglabil (ex. stații de încărcare pentru vehicule electrice) va crea dificultăți în gestionarea cu operatori umani a consemnelor de producție/consum necesare pentru a asigura stabilitatea rețelei.
 - Crearea unui centru interdisciplinar pentru Dezvoltarea Soluțiilor Inovative. Laboratorul interdisciplinar pentru inovație CREATIVE este o platformă cu rol dual, didactic și de cercetare pentru domeniile calitatea energiei electrice, eficiență energetică, virtualizare și blockchain. Laboratorul va fi un centru complex cercetare aplicată și învățământ pentru studierea tendințelor și a maturității soluțiilor tehnologice, precum și a arhitecturilor avansate necesare în integrarea surselor regenerabile în sistemele energetice. Datorită

dotărilor, laboratorul va permite analiza și evaluarea adecvantei pentru integrarea în sistemul electric de distribuție a celor mai noi soluții din domeniile generării distribuite și stocării energiei, impactului electronicii de putere și virtualizării.

Implementarea securității cibernetice în rețeaua SCADA și OT de la nivelul DEER

Digitalizarea rețelei este fundamental necesară pentru a putea face față provocărilor privind volatilitatea producției energetice și costurile în creștere aferente gestionării activității.

Creșterea în siguranță a gradului de digitalizare presupune implementarea unui sistem de securitate cibernetică completă la nivelul DEER ce permite gestionarea amenințărilor de securitate specifice digitalizării unei infrastructuri critice.

Obiectivul specific:

1. operarea în mod sigur a rețelelor de distribuție: cu cât creștem gradul de digitalizare cu atât mai mult securitatea cibernetică devine critică. Implementarea unui proiect de securitate cibernetică la nivelul rețelelor SCADA/OT al DEER este o premisă necesară unei dezvoltări sigure.

Creșterea gradului de observabilitate al rețelei prin montarea de senzori de curent, tensiune, putere în rețea

Pentru a se asigura o gestionare optimă în timp real a rețelei de distribuție este necesar ca volumul de informații în timp real să crească semnificativ, mult mai mult decât numărul echipamentelor de comutație telecomandate.

Din acest motiv este necesară instalarea unui sistem de senzori ce monitorizează defectele în liniile electrice, curentul, tensiunea și circulațiile de puteri.

Instalarea unui număr reprezentativ de senzori și echipamente de detecție defect vor face posibile funcții automate de reconfigurare defect prin analiza centralizată în sistemul ADMS a informațiilor din sistemele SCADA și din echipamentele de detecție defect.

Obiective specifice:

1. creșterea gradului de încărcare al activelor: monitorizarea în timp real a circulațiilor pe liniile electrice va permite încărcarea optimă a liniilor în baza datelor reale, nu a datelor de catalog;
2. reducerea timpilor de întrerupere: identificarea geografică a defectului rapidă reduce timpul necesar realimentării;
3. optimizarea investițiilor: monitorizarea activă în timp real permite utilizarea investițiilor în zonele de rețea și pe activele din rețea cele mai predispușe congestiilor.

Proiecte de FLISR și reconfigurare dinamică a rețelei

FLISR este o aplicație de automatizare a distribuției care conectează grupuri de echipamente de comutație pe un feeder pentru a îmbunătăți considerabil fiabilitatea energiei furnizate de utilități prin „localizarea” întreruperilor. Funcția de localizare restabilește alimentarea majorității unui circuit afectat, minimizând întreruperile clienților pe porțiunea defectată a liniei dintre cele două comutatoare automate cele mai apropiate de defect.

Obiective specifice:

1. reducerea duratei întreruperilor: prin reconfigurarea automată se reduc timpii de realimentare;

-
2. creșterea flexibilității: reconfigurarea rețelei permite funcționarea pentru mai mult timp și restabilirea mai rapidă a zonelor în care există producție distribuită.

Obiective de cercetare/innovare:

1. reconfigurarea rețelei pentru a permite anumitor părți din rețea să funcționeze insularizat pe baza VPP-urilor la nivel de nod de rețea ce pot funcționa ca și controller de microgrid.

Integrarea analizoarelor de calitate cu datele din MDM/ADMS

Instalarea în rețelele de medie tensiune a echipamentelor de monitorizare a calității energiei reprezintă o oportunitate pentru a crește gradul de digitalizare al rețelei de distribuție. Echipamentele de calitate a energiei pot fi folosite pentru a furniza date în sistemul MDM, ca și „contoare de balanță” până la finalizarea roll-out-ului privind instalarea contoarelor.

Totodată prin folosirea de echipamente EDGE Computing se pot extrage datele relevante din analizoarele de calitate ce pot fi transmise către sistemul ADMS pentru a urmări eficient avariile existente în rețeaua de joasă tensiune.

Obiective specifice:

1. gestionarea eficientă a activelor: folosirea echipamentelor de analiză a calității ca și noduri de contoare de balanță și ca și senzori în rețeaua SCADA crește eficiența investiției;
2. reducerea timpilor de întrerupere: raportarea automată în ADMS a întreruperilor de alimentare la nivelul nodurilor de rețea unde este implementată analiza calității, dar nu SCADA permite dispecerizarea rapidă a echipelor.

Sistem de prognoză a consumului pe termen mediu și lung

Prognoza pe termen lung trebuie să țină cont de datele existente la nivelul întregii rețele precum și de informațiile de preț și de evoluție industrială la nivelul arealului geografic. Prognoza consumului pe termen lung va constitui informație de input pentru strategia de investiții și prioritizarea investițiilor de digitalizare pe arealul deservit.

Sistem de prognoza a consumului pe termen scurt (24 de ore)

Sistemul de prognoză pe termen scurt este o piesă importantă în creșterea gradului de flexibilitate precum și în evitarea potențialelor congestii:

Sistemul de prognoză trebuie să permită:

- trecerea de la prognoza consumului de energie la programarea unui eveniment, comunicând în același timp cu clienții, totul într-o singură platformă integrată;
- estimarea încărcării pe baza datelor de utilizare de timp real din sistemul ADMS, precum și a surselor de date predictive, meteorologice și alte surse de date;
- includerea de noi surse de date care se potrivesc nevoilor în schimbare, pe măsură ce peisajul energetic evoluează;
- obținerea de informații despre datele istorice și în timp real, de la sistemele de comanda și control până la achiziționarea de energie de ansamblu, toate în cadrul acelorași tablouri de bord;
- răspunde rapid la schimbările din rețea, fără a aștepta ca personalul să analizeze manual seturile de date;
- sugerează ajustări în timp real ale programelor de consum/productie lunare, precum și planifică achiziționarea de energie pe termen lung.

Obiective specifice:

1. reducerea costului energiei: prognoza pe termen scurt permite activarea de mecanisme de piață (achiziția în avans a energiei sau reducerea consumului) pentru a reduce impactul fluctuațiilor de consum.

Sistem de management al consumatorilor dispecerizabili

Sistemul de management al consumatorilor dispecerizabili (Demand Response) permite controlul asupra strategiei de gestionare a încărcării rețelei. Sistemul poate crea programe flexibile, scalabile și de succes de răspuns la cerere, care valorifică rețeaua de dispozitive existente și viitoare ce permite controlul sarcinii. Sistemul se va interconecta la sistemul ADMS unde sunt disponibile datele noastre în timp real, până la nivel de dispozitiv individual. Va permite agregarea dispozitivelor în grupuri, astfel încât să poată fi optimizat programul pentru a reduce încărcarea în perioadele de vârf și pentru a obține economii. În cadrul proiectului de „Demand response” sunt necesare următoarele facilități:

- gestionarea întregului ciclu de viață al planificarilor DER într-o singură platformă;
- conectarea cu ușurință la portal pentru a aproba înscrierile clienților, pentru a apela evenimente DR și pentru a vedea rapoartele despre evenimente;
- conectarea cu ușurință de echipamente „Home Control” ce permit în mod facil gestionarea sarcinii;
- comunicarea cu clienții despre evenimentele de răspuns la cerere și despre starea dispozitivului cu e-mail și/sau SMS ușor de utilizat;
- implementarea de programe de răspuns la cerere cu un clic pe un buton;
- adăugarea de noi strategii de control, tipuri de dispozitive și producători atunci când și pe măsură ce programele de răspuns la cerere (DR) cresc;
- utilizarea unui portal securizat, intuitiv, care permite configurarea permisiunilor bazate pe utilizator în funcție de rol și nevoie.

Obiective specifice:

1. reducerea costului energiei: prin folosirea mecanismului de reducere a consumului în orele de preț maxim se permite o reducere a costului total al energiei;
2. eficiența energetică: prin conștientizarea de către consumator a impactului consumului propriu va crește eficiența energetică a folosirii resurselor;
3. creșterea gradului de integrare al generării distribuite: posibilitatea de a reduce consumul permite folosirea unui grad mai mare de energie regenerabile în rețea și de realizarea reglajelor specifice prin consumator.

VPP/Microgrid organizat la nivel de nod de rețea

DSO este responsabil pentru a asigura alimentarea în siguranță a consumatorilor. Flexibilitatea rețelei este un atu important în gestionarea eficientă și în siguranță a serviciului de distribuție. Clienții JT și prosumatorii JT au capacitate administrativă redusă de a participa în piața de flexibilitate. Asigurarea unei platforme de VPP pentru acești clienți va permite cu un cost minim creșterea flexibilității. Sistemul VPP va fi capabil să gestioneze prosumatorii și consumatorii dispecerizabili. Pentru a fi o soluție de baza VPP-ul va fi conectat și la surse externe, cum ar fi:

- prognoza meteo;
- prognoza de consum;
- piața de energie;
- TSO.

Obiectivul specific:

1. crește gradul de integrare al DER și permite definirea de criterii de stabilitate locală ce pot fi urmărite automat la nivelul nodului urmărit și reducerea impactului unor dezechilibre asupra rețelei.

4. Prezentarea stadiului implementării noilor obligații privind digitalizarea rețelei, serviciile de flexibilitate, integrarea consumului dispecerizabil și a producției distribuite din surse regenerabile

Existența unor resurse suficiente de flexibilitate a sectorului energetic este o condiție prealabilă pentru ca noi capacități de generare a energiei electrice folosind surse de energie regenerabilă să intre în joc și să rezolve problema de bază a adecvării sistemului din sectorul energetic românesc. UE progresează puternic în definirea OSD-urilor ca operatori de piață pentru achiziționarea de servicii de flexibilitate, care sunt în mare parte legate de controlul tensiunii și gestionarea congestiilor rețelelor.

Mesajul principal este că România ar trebui să concentreze imediat resursele de ajutor de stat pentru Flexibilitatea Sistemului Energetic, pentru a permite conectarea la rețea a noilor generatori folosind surse regenerabile de energie și pentru a rezolva urgența Sistemului de Adecvare a sistemului energetic românesc. În ceea ce privește flexibilitatea pe partea cererii/flexibilitatea distribuită, România ar trebui să-și pastreze ritmul, deoarece acțiunea implică multă construcție de reglementare, precum și adaptarea DSO-urilor (configurarea unor capacități îmbunătățite de planificare a rețelei cu prognoza nevoilor de flexibilitate, crearea de structuri și sisteme de operare pe piață pentru achiziționarea unor astfel de servicii de flexibilitate, cooperarea cu OTS pentru partajarea responsabilităților și împărțirea obligațiilor în timp ce fuzionează platformele piețelor).

Ordinul ANRE nr. 124/ 2022 stabilește regulile pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață, de către operatorii de rețea, a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport. Astfel, este oferit un cadru de reglementare pentru ca operatorii de rețea să poată gestiona congestiile apărute în rețelele electrice proprii.

În vederea implementării prevederilor Ordinului ANRE nr. 124/2022 este necesară constituirea unui grup de lucru comun format din reprezentanți de la:

- Operatorul de transport și sistem;
- Operatorii de distribuție;
- ACUE;
- Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, ca membru observator.

Grupul de lucru comun va conține cel puțin 2 reprezentanți de la OTS, de la fiecare OR și ACUE și are rolul de comitet de coordonare/organizare. Astfel acesta stabilește modul de lucru și sarcinile aferente, ia deciziile și aproba documentele elaborate la nivel de grup sau la nivelul subgrupurilor de lucru create.

Grupul de lucru comun va fi coordonat de către CNTEE Transelectrica SA.

Deciziile la nivelul Grupului de lucru comun se vor lua în unanimitate. În cazul în care nu se poate avea unanimitate, problema va fi escaladată la nivelul ANRE pentru îndrumări și soluții de compromis.

Grupul de lucru comun va avea în coordonare cel puțin următoarele subgrupe de lucru:

- SG Metodologia de calcul;
- SG Specificații produse și procedură de calificare;
- SG Platforma pieței pentru gestionarea congestiilor,

Plan de acțiuni convenit în comun de OTS și OD privind implementarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 124/2022

Tabelul 10

Nr. crt.	Cerință		Termen cf. Ordin 124	Termen estimat de OTS și OD
1	Metodologie de calcul pentru gestionarea congestiilor	Schimbul de date de intrare: structurale, de planificare și în timp real	05.10.2023	05.10.2023
		Cerințe privind baza de date comună pentru datele structurale și de planificare		05.10.2023
		Cerințe privind prognoză de producție regenerabilă: eoliană și fotovoltaică		05.10.2023
		Identificarea congestiilor de rețea (metoda de calcul)	05.10.2023	05.10.2023
		Procesul de gestionare a congestiilor	05.10.2023	05.10.2023
		Obligații și responsabilități	05.10.2023	05.10.2023
2	Specificațiile produselor introduse în licitațiile pe termen scurt	Termeni și condiții	05.10.2023	05.10.2023
3	Specificațiile produselor introduse în licitațiile pe termen lung	Termeni și condiții	05.10.2023	05.10.2023
4	Procedura de calificare tehnică	Procedură	05.10.2023	05.10.2023
		Calificarea participanților la piață		05.10.2023 – 05.02.2024

Nr. crt.	Cerință		Termen cf. Ordin 124	Termen estimat de OTS și OD
5	Registrul pentru resursele de flexibilitate și opționale	Definirea informațiilor minime	05.10.2023	05.10.2023
		Reguli de acces al OR vecini	05.10.2023	05.10.2023
6	Platforma pieței pentru gestionarea congestiilor	Opțiunea privind organizarea platformei	05.10.2023	05.10.2023
		Combinarea cu Registrul pentru resursele de flexibilitate	05.10.2023	05.10.2023
		Realizarea specificațiilor		05.10.2023 05.01.2024
		Procesul de achiziție a platformei		05.01.2024 – 05.07.2024
		Dezvoltarea platformei		05.07.2024 – 01.01.2025
7	Pregătire locală			05.10.2023 - 01.01.2025
8	Proceduri operaționale proprii		05.02.2024	05.02.2024 (30.06.2025)
9	Teste interne			01.01.2025 – 31.03.2025
10	Teste externe			01.04.2025 – 31.06.2025
11	Go-live		01.05.2024	01.07.2025

5. Prezentarea și argumentarea modului de corelare și conformare a planului cu Strategia Energetică a României pe termen mediu și lung și cu PNIESC, edițiile în vigoare

Obiectivele Strategiei Energetice	Plan de dezvoltare RED DEER pe 10 ani
Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii	<p>Lucrări de investiții pentru:</p> <ul style="list-style-type: none"> – dezvoltarea rețelei și racordarea utilizatorilor determinate de solicitările administrațiilor locale, utilizatorilor, dezvoltatorilor imobiliari și care sunt reglementate prin legislația primară; – consolidarea rețelelor de distribuție a energiei electrice cu scopul de a asigura parametrii tehnici necesari; – dezvoltarea rețelelor pentru asigurarea racordării punctelor de reîncărcare a vehiculelor electrice. <p>Lucrările de întărire și extindere a rețelei reprezintă un procent semnificativ din programul de investiții anual și variază în funcție de zonele geografice și dinamica dezvoltării economice a acestora.</p>
Energie curată și eficiență energetică	<p>Lucrări de investiții pentru eficiența energetică care vizează reducerea pierderilor tehnologice în rețea și este strâns conectată de modernizarea instalațiilor.</p>

Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 al României	Plan de dezvoltare RED DEER pe 10 ani
dimensiunea “Decarbonare”	<p>Lucrări de investiții pentru reducere CPT în rețelele de distribuție: modernizări de rețele de joasă tensiune, înlocuire transformatoare clasice cu transformatoare cu pierderi reduse, realizare monitorizare consum în posturile de transformare etc.</p>
dimensiunea “Eficiență energetică”	<p>Lucrări de investiții pentru:</p> <ul style="list-style-type: none"> – reînnoirea parcului auto nou cu autovehicule (Euro6), eficiente sau vehicule cu propulsie electrică; – producerea energiei electrice pentru asigurarea consumului propriu tehnologic (regie+cpt) prin montarea de panouri fotovoltaice pe clădirile sediilor administrative și stațiilor de transformare; <p>Implementarea de măsuri de diminuare a pierderilor tehnice de rețea și de combatere a furturilor de energie.</p>
dimensiunea “Securitate energetică”	<p>Lucrări de investiții pentru asigurarea flexibilității sistemului energetic prin implementarea măsurilor de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – flexibilitate - reducerea/mutarea consumului din orele de vârf (spre orele de gol de sarcină)

Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 al României	Plan de dezvoltare RED DEER pe 10 ani
	<ul style="list-style-type: none"> – posibilitatea participării consumatorului final (ca prosumer) la piața de producere a energiei electrice – prin facilitarea în procesul de racordare
dimensiunea “Piață internă a energiei”	<p>Lucrări de investiții pentru:</p> <ul style="list-style-type: none"> – digitalizarea RED prin dezvoltarea rețelelor inteligente și prin implementarea accelerată a SMI; – introducerea sistemelor de management inteligent și măsuri de sprijin pentru implementarea pas cu pas a conceptului de oraș inteligent; – digitalizarea stațiilor de transformare și soluții privind controlul rețelei de la distanță - integrare stații în SCADA; – echipamente și sisteme inteligente pentru asigurarea calității energiei electrice; – implementarea de soluții digitale pentru izolarea defectelor și realimentarea cu energie în mediul rural și urban; – măsuri de creștere a adecvanței rețelei naționale de energie electrică pentru a crește capacitatea de integrare a energiei provenite din surse regenerabile, de natură variabilă.
dimensiunea “Cercetare, inovare și competitivitate”	<p>Lucrări de investiții pentru adoptarea de tehnologii avansate prin digitalizarea proceselor, prin realizarea proiectelor de tip Smart Grid și susținerea inițiativelor operatorilor de distribuție: AAMS, MDM, OMS, WFM.</p> <p>Adoptarea de tehnologii avansate în sectorul energetic.</p>

Bibliografie

Institutul de Statistică Națională (INS) – populația, indicatori macroeconomici relevanți PIB;

Comisia Națională de Strategie și Prognoză (CNSP) - „Prognoza pe termen mediu 2021–2025 – varianta de primăvară 2022, la nivel național;

Calculul Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM;

Asociația Producătorilor și Importatorilor de Automobile (APIA) - Buletin Statistic Auto;

Harta potențialului solar din România (Sursa externă: Solargis);

Harta potențialului eolian din România (Sursa externă: ANM);

Analiză Deloitte, pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM.