



PLANUL DE DEZVOLTARE A REȚELEI ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE E-DISTRIBUȚIE BANAT PENTRU PERIOADA 2024-2033

Prezentul document este proprietatea intelectuală a societății E- Distribuție Banat S.A. reproducerea sau divulgarea acestuia se va face cu obținerea în prealabil a aprobării societății susmenționate care își va proteja drepturile civile și penale conform legii.

This document is intellectual property of E- Distribuție Banat S.A.; reproduction or distribution of its contents in any way or by any means whatsoever is subject to the prior approval of the above mentioned company which will safeguard its rights under the civil and penal codes.

Revizia	Elaborat	Verificat	Aprobat	Data
0	Analiza Rețea și Soluții de Optimizare	Director Dezvoltare Rețea	Director General	Iunie 2023
	Lungu Aurel	Dumitru Iulian	Hodor Monica	

Cuprins

1. Scopul și obiectivele Planului național de dezvoltare a RED pe zece ani.....	4
1.1 Contextul politic, economic, social și de mediu.....	4
1.2 Contextul național.....	5
1.3 Cadrul de reglementare procesului aplicabil pentru operatorii de rețea de distribuție.....	11
1.4 Scopul și Obiectivele studiului.....	13
1.4.1 Scopul Studiului.....	13
1.5 Obiectivele E-Distribuție Banat SA pentru perioada 2024-2033	17
2. Operatorul de distribuție SC E-Distributie Banat SA.....	17
2.1 Introducere.....	17
2.2 Analiza RED în funcție de vechime și starea tehnică în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție.....	19
2.2.1 Zona de Rețea Arad.....	23
2.2.2 Zona de Rețea Deva	26
2.2.3 Zona de Rețea Reșița.....	28
2.2.4 Zona de Rețea Timișoara	29
2.3 Analiza CPT în RED	31
2.3.1 Județul Arad	35
2.3.2 Județul Caras Severin.....	37
2.3.3 Județul Hunedoara.....	38
2.3.4 Județul Timis.....	40
2.3.5 Soluții adoptate pentru reducerea CPT	41
2.3.5.1 Soluții tehnice adoptate pentru reducerea CPT	41
2.3.5.2 Soluții organizatorice sau legale	42
2.4 Analiza potențialului de creștere a eficienței energetice	43
2.5 Analiza regimurilor de funcționare RED.....	47
2.6 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	52
2.6.1 Analiza privind evoluția producției și a consumului	52
2.6.2 Analiza rețelei.....	55
2.6.2.1 Rețeaua de înaltă de tensiune.....	55

2.6.2.2 Stațiile de transformare IT/MT	59
2.6.2.3 Linii de medie tensiune	62
2.6.2.4 Posturile de transformare și rețeaua de joasă tensiune	64
2.7 <i>Analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitările de racordare la rețea pe baza planurilor generale/zonale de urbanism transmise de autoritățile locale</i>	65
2.7.1 <i>Solicitari de extindere de rețea de interes public din partea autorităților locale</i>	65
2.7.2 <i>Racordarea producătorilor de energie regenerabilă</i>	66
2.7.3 <i>Dezvoltarea ansamblurilor de locuințe.....</i>	68
2.7.4 <i>Lucrări de întărire necesare pentru racordarea consumatorilor/dezvoltatorilor/ producătorilor și lucrări pentru racordarea obiectivelor de interes public local și obiective strategice de siguranță națională.....</i>	69
2.8 <i>Studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung.....</i>	70
2.9 <i>Identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții.....</i>	81
2.10 <i>Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice</i>	84
2.11 <i>Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții</i>	85
2.11.1 <i>Investiții ale operatorului E-Distributie Banat</i>	85
2.11.2 <i>Investiții prevăzute a fi realizate din Programe de Finanțare Ajutor de Stat/Fonduri Europene</i>	90
2.11.3 <i>Programul de lucrări/dotări necesare desfășurării activității de distribuție</i>	94
2.11.3.1 <i>Prezentare generală</i>	94
2.11.3.2 <i>Investiții în construcții civile și industrial</i>	95
2.11.3.3 <i>Investiții în dotări</i>	96
2.11.3.4 <i>Investiții în parcul auto</i>	96
2.11.3.5 <i>Investiții în ICT.....</i>	96
2.12 <i>Analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor.....</i>	97
2.13 <i>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.....</i>	98
2.13.1 <i>Strategia energetică a României pe termen mediu și lung</i>	98

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

1.1 Contextul politic, economic, social și de mediu

O problemă a tuturor timpurilor, resursele energetice, au deprins deseori interferențe cu strategia fiecărei țări. Societatea internațională e caracterizată de un grad de dinamism constant ce se manifestă în relațiile globale, fapt ce obligă statele să se adapteze și să găsească soluții aplicabile provocărilor ce intervin. Cu siguranță, în ultima perioada s-a discutat despre criza energetică care, acum, mai mult ca niciodată, este dezbătută și pusă pe ordinea de zi, devenind subiect principal care necesită soluții urgente, cu caracter durabil. Așa se face că, nu doar că s-au purtat discuții cu privire la această problemă ce a apărut la nivel macro, a căror efecte s-au resimțit și la nivel micro, dar s-au adoptat și strategii în acest sens.

Sigur că, contextul pandemic a provocat erodări în politica energetică, dar lovitura pentru acest sector a fost marcată de războiul Rusiei împotriva Ucrainei. Criza energetică cu care statele se confruntă pe plan mondial este o problemă de natură dreptului internațional, deci cu implicații juridice serioase.

Cu schimbările care se impun și devin tot mai accentuate, Comisia Europeană și-a asumat rolul de garant în vederea atingerii obiectivelor stabilite prin Pactul Ecologic European. Astfel, măsurile implementate de Uniunea Europeană s-au centrat pe cinci strategii pentru integrarea sistemelor energetice, pentru ca mai apoi, în 2021, Consiliul să traseze clar obiectivele de accelerare a tranziției energiei globale. În această măsură, securitatea energetică a fost disecată în două segmente care privesc, pe de-o parte, accesibilitatea, iar pe de altă parte, disponibilitatea. În această ordine de idei, Uniunea Europeană nu se identifică doar ca o uniune politică, ci și una energetică, constituind un segment indispensabil în această comunitate de state ce se află sub umbrela Uniunii Europene.

În urma aderării UE la Acordul de la Paris și odată cu publicarea Strategiei Uniunii Energetice, Uniunea și-a asumat un rol important în privința combaterii schimbărilor climatice, prin cele 5 dimensiuni principale: securitate energetică, decarbonare, eficiență energetică, piața internă a energiei și cercetare, inovare și competitivitate.

Astfel, Uniunea Europeană s-a angajat să conducă tranziția energetică la nivel global, prin îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice, care vizează furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană. Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

Abordarea celor cinci dimensiuni ale Uniunii Energetice a luat în considerare o multitudine de strategii, aflate în diverse stadii de elaborare sau aprobare, concepute de ministerele/părțile interesate, ținând cont de prioritățile de convergență și dezvoltare ale României ca membru al Uniunii Europene.

Prezentul Plan integrează cu prioritate obiectivele și direcțiile stabilite prin strategiile specifice în domeniul energetic, respectiv al schimbărilor climatice, bazându-se în același timp pe documentele programatice inițiate și de alte ministere/autorități.

Ca atare, abordarea și-a propus să identifice un set de priorități care să conducă la îndeplinirea obiectivelor asumate revizuite, având în vedere resursele disponibile, necesitatea asigurării unei tranziții suportabile pentru industrie și consumatori și capacitatea instituțională de implementare.

Similar cu perspectiva Uniunii de a construi în jurul a cinci piloni politica sa energetică și de mediu la orizontul anului 2030, prezentul Plan a fost construit pe o serie de elemente esențiale pentru definirea rolului și contribuției României la consolidarea Uniunii Energetice.

În acest sens, elementele principale luate în considerare în abordarea strategică a Planului au fost următoarele:

- Abordarea holistică energie, economie, mediu și schimbări climatice să se deruleze în strânsă corelare cu realitatea economică a Statelor Membre, astfel încât să nu fie afectat echilibrul macroeconomic și social intern;
- Restructurarea cadrului de piață, în contextul costurilor induse de tranziție, și capacitatea Statelor Membre de a susține aceste costuri, în termeni de accesibilitate și competitivitate;
- Creșterea economică și a veniturilor per gospodărie (la orizontul anului 2030);
- Reducerea sărăciei energetice.

1.2 Contextul național

„Strategia Energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050” este un document programatic care definește viziunea și stabilește obiectivele fundamentale ale procesului de dezvoltare a sectorului energetic. De asemenea, documentul indică reperetele naționale, europene și globale care influențează și determină politicile și deciziile din domeniul energetic.

Strategia Energetică are **opt obiective strategice fundamentale**, care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2022-2030 și orizontul de timp al anului 2050. Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată a dezvoltării sectorului energetic național, atât din perspectiva reglementărilor naționale și europene cât și din cea a cheltuielilor de investiții.

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 strategiei sprijină realizarea țintelor naționale asumate la nivelul anului 2030: 43,9% reducere a emisiilor aferente sectoarelor ETS față de nivelul anului 2005, respectiv cu 2% a emisiilor aferente sectoarelor non-ETS față de nivelul anului 2005; 30,7 % pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie; 40,4% reducere a consumului final de energie față de proiecția PRIMES 2007.

Măsurile și politicile necesare pentru atingerea obiectivelor strategice sunt stabilite prin Planul National Energie Schimbări Climatice (PNIESC).

Obiective naționale (PNIESC)

A. Dimensiunea Decarbonare

A.1 Emisiile și absorbțiile GES

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 țăintelor anuale de emisii pentru sectoarele non-ETS reprezintă angajamentele principale pentru realizarea țăintelor. 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.

Ca urmare a politicilor și măsurilor preconizate, emisiile GES aferente sectorului ETS la nivelul anului 2030 arată un nivel de 39 mil. t echivalent CO₂.

A.2 Energia din surse regenerabile

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeii”.

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030.

Cu toate acestea, în condițiile inexistenței unor bariere legislative pentru creșterea capacităților SRE și a disponibilității unor instrumente de finanțare pentru 2021-2030, deosebit de prietenoase pentru SRE, acestea se vor putea dezvolta în funcție de cererea pieței, iar capacitățile dezvoltate vor putea depăși valoarea propusă la acest moment în Plan, dacă cererea din piață și potențialul efectiv utilizabil vor permite acest lucru.

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în PNIESC, noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

a) Eolian:

- + 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

b) Solar:

- + 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

- Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;
- Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.

În ceea ce privește consumul final brut de energie, conform scenariului WAM, se preconizează o creștere de aprox. 2,7% în perioada 2021-2030, cu o creștere accentuată până în 2025, urmând apoi o atenuare datorată măsurilor de eficiență energetică.

În contextul strategiilor de tip „Smart City” în curs de elaborare (ex. București, Cluj-Napoca), autoritățile locale au planificate o serie de proiecte orientate către producerea de energie electrică și termică din surse regenerabile, utilizând panouri fotovoltaice, panouri solare termice sau biomasă.

De asemenea, Proiectul Strategiei de Renovare pe Termen Lung prezintă informații cu privire la evoluția preconizată a utilizării SRE în clădirile rezidențiale, guvernamentale și comerciale.

B. 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.

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.

Politicile și măsurile pe care România își propune să le adopte pentru realizarea țintelor de consum au o sferă largă de aplicare și necesită, după caz, o perioadă mai lungă de confirmare a efectelor generate. Din acest motiv, majoritatea efectelor consistente în sensul reducerii consumului de energie, se vor resimți începând cu anul 2025, când tendința reducerilor este în creștere, fiind influențată de efectele investițiilor realizate în perioada 2020 – 2025. Astfel, traiectoria indică o creștere a economiilor de la 38,4% în 2025 la 45,1% în 2030 pentru consumul primar, respectiv de la 34,0% la 40,4% pentru consumul final în aceeași perioadă, în raport cu scenariul de referință PRIMES 2007.

C. Dimensiunea „securitate energetică”

În vederea stabilirii și alinierii obiectivelor naționale specifice acestei dimensiuni, s-a procedat la o inventariere a diverselor inițiative, decizii și dezvoltări curente care aduc în prim plan obiectivele specifice acestei dimensiuni și care constituie baza activităților și planurilor strategice de acțiune pentru perioada 2021 - 2030, cu perspectiva anului 2050.

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.

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat.

De asemenea, este preconizată înlocuirea mai multor grupuri pe cărbune cu unități în ciclu combinat alimentate cu gaze naturale, re tehnologizarea unei unități nucleare, precum și construcția cel puțin unei noi unități nucleare până în 2030.

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. Dezvoltarea și utilizarea potențialului tehnico-economic al SRE în SEN depinde de dezvoltarea capacităților de stocare, precum și a tehnologiilor privind injectarea de hidrogen sub formă de gaz de sinteză din SRE și utilizarea hidrogenului în procesele industriale.

Cu privire la asigurarea adecvănței sistemului energetic, potrivit analizelor Transelectrica, în prezent, limitele acceptabile pentru puterea produsă din surse eoliene și fotovoltaice sunt puternic condiționate de nivelul hidraulicității și al regimului termic. Astfel, din punctul de vedere al flexibilității puterii reziduale, critice la nivelul anului sunt orele cu consum ridicat iarna/vara, orele de minim/maxim termic și orele cu hidraulicitate extremă (minimă/maximă). Analizele menționate mai sus indică drept obiectiv necesitatea instalării de capacități suplimentare de cel puțin 400 MW la orizontul anului 2020, respectiv 600 MW (suplimentar față de 2020) în 2025.

D. Dimensiunea „piață internă a energiei”**D.1 Interconectivitatea rețelelor electrice**

Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde România, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, are în vedere o strategie începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, și a ținut seamă de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

- 1) Diferențele de preț pe piața angro ce depășesc un prag orientativ de 2 euro/MWh între statele membre, regiuni sau zone de ofertare;
- 2) Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din vârful de sarcină;
- 3) Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile.

D.2 Infrastructura de transport a energiei

Conform datelor din PNIESC, principalele proiecte de dezvoltare a rețelei (cu excepția PIC) comunicate de CNTEE Transelectrica sunt următoarele:

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

Suplimentar proiectelor menționate mai sus în planul de dezvoltare CNTEE Transelectrica SA sunt incluse și alte proiecte care vizează creșterea capacității rețelei pentru integrarea surselor regenerabile de energie, pentru creșterea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică și flexibilității în exploatare a rețelelor de transport.

Pentru funcționarea optimă a sistemului energetic, se va urmări dezvoltarea sistemelor inteligente de energie, rețele și stocare în afara TEN-E. În acest sens au fost identificate următoarele priorități de investiții:

- Digitalizarea sistemului energetic național în segmentele de transport, distribuție și consum și introducerea sistemelor de management inteligent și măsuri de sprijin pentru implementarea pas cu pas a conceptului de oraș inteligent;
- Consolidarea transportului și distribuției rețelilor de energie electrică cu scopul de a asigura parametrii tehnici necesari de bună interconexiune cu infrastructura energetică transeuropeană pentru energie electrică;
- 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;
- Digitalizarea stațiilor de transformare și soluții privind controlul rețelei de la distanță - integrare stații în SCADA;
- Implementarea de soluții privind stocarea energiei electrice pentru eficientizarea consumului și remedierea fluctuațiilor majore de producție;
- Creșterea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier;
- 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.

D.3 Integrarea piețelor

Urmărind îndeplinirea obiectivului prioritar de integrare în piața internă, România va continua procesul de integrare a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare și intra-zilnică în cadrul cuplării unice a piețelor de energie electrică (pan-European Single Day-Ahead Coupling, SDAC), respectiv Single Intra-Day Coupling, SIDC), având în vedere metodologia de alocare implicită a capacităților trans-frontaliere “flow based” aplicabilă regiunii CORE (termen de implementare: conform foilor de parcurs ale proiectelor de punere în aplicare ale prevederilor regulamentelor europene cu relevanță) din care face parte și fără a exclude implementarea timpurie a cuplării unice a piețelor de energie electrică pe baza de NTC.

D.4 Sărăcia energetică

Potrivit recomandărilor Comisiei Europene, România ar trebui să-și definească obiectivele în ceea ce privește sărăcia energetică în conformitate cu specificul național. Țările membre care au un număr semnificativ al gospodăriilor aflate în sărăcie energetică trebuie să includă în planurile lor naționale integrate de energie și schimbări climatice un obiectiv indicativ pentru reducerea sărăciei energetice.

Potrivit datelor Eurostat pentru 2019, România se regăsește în treimea inferioară a valorii prețului la energia electrică pentru consumatorii casnici din UE. Totuși, dată fiind puterea relativ scăzută de cumpărare, suportabilitatea prețului este o problemă de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de sărăcie energetică.

E. Dimensiunea „cercetare, inovare și competitivitate”

Activitatea de Cercetare-Inovare din sectorul Energetic va fi susținută și prin orientarea strategică a operatorului de transport. În planul de dezvoltare al RET pentru perioada 2018-2027, operatorul și-a stabilit o listă preliminară de obiective specifice pentru Cercetare-Inovare, precum:

- Inovarea va fi motorul care va permite Companiei să implementeze conceptele „Organizație care învață”;
- Inovarea și cercetarea vor susține ca obiectiv major „Digitalizarea”;
- Cercetarea în cadrul Companiei se va concentra pe dezvoltarea parteneriatelor naționale și internaționale;
- Intensificarea acțiunilor de „knowledge sharing” și learning from „best practices”, atât în cadrul național cât și internațional;
- Sincronizarea obiectivelor generale și specifice, în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul C-I;
- Finanțarea lucrărilor de C-I va fi asigurată prioritar atât din surse proprii cât și din alte surse ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de rețea europeni.

1.3 Cadrul de reglementare procesului aplicabil pentru operatorii de rețea de distribuție

Cadrul legal în care se desfășoară activitățile aferente prestării serviciului de distribuție în conformitate cu prevederile licenței de distribuție este următorul:

- Legea nr.123/2012 „Legea energiei electrice și gazelor naturale” cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare
- Licența;
- Ordinul ANRE nr.73/2014 privind “Condiții Generale Asociate Licenței pentru Prestarea Serviciului de Distribuție a Energiei Electrice” cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.20/2004 pentru aprobarea „Codului Tehnic al rețelelor electrice de transport” modificat și completat cu ordinul 32/2013 și 72/2017;
- Ordinul ANRE nr.128/2008 pentru aprobarea „Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție”, revizia I, modificat prin ordinul 72/2017;
- Ordinul ANRE nr. 72/2017 „ORDIN de aprobare a Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone”, cu modificările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.169/2019 pentru modificarea Regulamentului de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniul energiei aplicabil activității de investigații desfășurate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 62/2013
- Ordinul ANRE nr .59/2013 „Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public” („Regulamentul de racordare”), cu modificările și completările ulterioare
- Ordinul ANRE nr. 11/2014 privind aprobarea „Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.36/2019 aprobare a Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 46/2021 privind aprobarea „Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”, cu modificările și completările ulterioare;

- Ordinul ANRE nr.25/2016 pentru aprobarea „Metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.96/2017 de aprobare a „Regulamentului de organizare a activității de mentenanță”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.180/2015 privind aprobarea „Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite, prin instalație comună, la rețele electrice de interes public”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.134/2021 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice;
- Ordinul ANRE nr.74/2013 pentru aprobarea „Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice”, modificat și completat de Ordinul 51/2019;
- Ordinul ANRE nr.30/2013 pentru aprobarea „Condițiilor tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, art.2 din anexa s-a abrogat prin Ordinul 208/2018. Modificat prin Ordinul 51/2019;
- Ordinul ANRE nr.51/2009 pentru aprobarea „Condițiilor tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice eoliene”, cu modificările și completările din Ordinul nr. 29/2013, art. 2 din anexa se abroga prin Ordinul 208/2018;
- Decizia ANRE nr.2741/2008 pentru aprobarea „Procedurii privind colaborarea operatorilor de distribuție, de transport și de sistem pentru avizarea racordării utilizatorilor la rețelele electrice-revizia I”;
- Ordinul ANRE nr.102/2015 de aprobare a „Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.177/2018 de aprobare a condițiilor cadru pentru realizarea calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național;
- Ordinul ANRE nr.228/2018 pentru aprobarea “Normei Tehnice Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea” cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.19/2022 pentru aprobare a „Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor” cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.69/2020 pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor, care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum;
- Ordinul ANRE nr.98/2022 de aprobare a Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energie electrice.

1.4 Scopul si Obiectivele studiului

1.4.1 Scopul Studiului

Scopul acestui studiu este de a identifica, stabili și planifica inițiativele necesare pentru dezvoltarea și modernizarea rețelei de distribuție, pentru digitalizarea rețelei și a proceselor, pentru securitatea cibernetică, pentru dotarea personalului operatorului de distribuție, pentru respectarea prevederilor legale în vigoare, în vederea îndeplinirii obiectivelor fixate pentru perioada 2024-2033, și urmărind totodată prin inițiativele selectate să se aducă o contribuție la îndeplinirea obiectivelor strategiei energetice naționale.

Planul are o abordare globală intenționând să sublinieze viziunea privitoare la dezvoltarea și modernizarea operatorului de rețea E-Distribuție Banat SA.

Prezentul document furnizează programele specifice de modernizare și dezvoltare optimă pe termen mediu, pentru perioada 2024-2028 și generale pentru perioada 2029-2033 privitoare la activitatea de investiții în rețea și în celelalte zone care definesc serviciul de distribuție și care vor permite optimizarea instalațiilor și resursele utilizate pentru desfășurarea acestuia.

Pentru atingerea obiectivelor propuse de către E-Distribuție Banat SA pentru perioada 2024 - 2033 planul se focalizează pe următoarele acțiuni:

- a. Asigurarea accesului liber la rețea a tuturor utilizatorilor cu respectarea legislației primare și secundare în acest domeniu (Legea 123/2012, Ordinul 59/2013 cu modificările și completările ulterioare, Ordinul 36/2019, Licența de distribuție pentru zona de concesiune, etc).
- b. Digitalizarea rețelei și digitalizarea proceselor prin:
 - i. creșterea nivelului de integrare în sistemul de comandă control de la distanță a stațiilor de transformare, punctelor de alimentare, posturilor de transformare;
 - ii. creșterea nivelului de penetrare a sistemelor de măsură inteligentă pentru a crește eficiența OD și pentru a putea optimiza o serie de procese de planificare (în contextul schimbării comportamentului tradițional al utilizatorilor, apariției, prosumatorilor, apariției stațiilor de încărcare vehicule electrice și pentru pregătirea rețelei pentru nivelul următor de servicii OD-client) aliniindu-se la conceptul de tranziție energetică;
 - iii. creșterea nivelul actual de digitalizare a rețelei prin cartografierea acesteia (GIS/Stereo 70/Stereo 84 dar și reprezentarea în 3D pentru a identifica abateri de la normativele în vigoare, riscuri pentru populație și pentru personalul de exploatare);
 - iv. Interconectarea sistemelor EMS SCADA și DMS SCADA;

- v. Digitalizarea proceselor prin dezvoltarea unei platforme unice care să înglobeze activitățile interne ale operatorului însa și activitățile de relaționare cu stakeholderi externi inclusiv pentru viitoarele servicii de flexibilitate/consum dispecerizabil;
 - vi. Dezvoltarea de platforme unice împreună cu operatorul de transport pentru tranzacționare de servicii de piață/prognoză, servicii de flexibilitate;
 - vii. Retehnologizare și digitalizarea stațiilor de transformare, punctelor de alimentare și a posturilor de transformare în ceea ce privește echipamentele de comunicație pentru conducerea de la distanță a acestora având în vedere indisponibilitatea tehnologiei 2G și 3G în următoarea perioadă;
 - viii. Creșterea nivelului de automatizare a rețelei de medie tensiune dar și a stațiilor de transformare și punctelor de alimentare;
- c. Îmbunătățirea indicatorilor de performanță privind calitatea serviciului de distribuție SAIDI și SAIFI.
 - d. Reducerea nivelului de pierderi de energie în RED, cu impact asupra reducerii emisiilor de CO2.
 - e. Încadrarea nivelului de tensiune în plaja admisibilă prevăzută în standardul de performanță.
 - f. Reducerea/prevenirea riscurilor privind siguranța în funcționare care pot apărea corelat cu vechimea instalațiilor aflate în gestiunea E-Distribuție Banat SA.
 - g. Creșterea eficienței în activitatea de distribuție prin dotarea personalului operativ și TESA cu echipamente de lucru și, utilaje prin implementarea unor sisteme informatice care să corespundă cerintelor legislative.
 - h. Îndeplinirea solicitărilor pertinente ale altor OR și stabilirea lucrărilor necesare în RED pentru minimizarea impactului provocat de eventuale congestii în rețeaua OTS/altor OR.
 - i. Optimizarea funcționării rețelei de distribuție.
 - j. Reducerea OPEX.
 - k. Funcționarea RED în condiții de siguranță pentru personalul E-Distribuție, pentru clienți și mediul ambiant urmărind în principal:
 - i. Eliminarea riscurilor determinate de instalațiile de distribuție asupra personalului.
 - ii. Eliminarea riscurilor de accident care ar putea fi provocate de instalațiile electrice asupra persoanelor sau bunurilor.
 - iii. Asigurarea condițiilor tehnice de prevenire a incendiilor, sau împrăștierii în mediu ambiant a substanțelor toxice, sau altor categorii de substanțe sau materiale.
 - l. Ocuparea unor suprafețe minime de teren de componentele RED, în special în interiorul orașelor.
 - m. Finalizarea investițiilor începute și demararea numai acelor investiții care au condiții certe de realizare.
 - n. Asigurarea unui răspuns operativ la apariția unor oportunități de reabilitare, sau modernizare a unor elemente din RED simultan cu realizarea unor amenajări, sau rețele edilitare.
 - o. Dezvoltarea activității de telecomunicații prin extinderea rețelelor de fibră optică în zonele unde nu este disponibilă sau unde OD utilizează infrastructura de rețea de telecomunicații a altor operatori economici.
 - p. Respectarea unor prevederi legale specifice, sau ale unor hotărâri judecătorești definitive și irevocabile.

În conținutul planului sunt prezentate în principal următoarele aspecte prin care vor fi stabilite acțiunile necesare îndeplinirii obiectivelor:

- 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 OR 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 zonă 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 OD;
- g. studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung;
- h. identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții;
- i. analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice;
- j. 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);
- k. analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor;

Pentru îndeplinirea obiectivelor propuse pe baza analizelor efectuate în acest plan vor trebui să rezulte pentru perioada 2024-2033:

- a. Identificarea elementelor cu grad ridicat de uzură sau degradare, cu risc crescut de defect, cu cheltuieli mari de exploatare, cu acțiune directă asupra nivelului de calitate a serviciului.
- b. Identificarea elementelor de rețea cu risc de congestie în regimurile de funcționare cu N și N-1 elemente față de schema normală de funcționare la fiecare nivel de tensiune în perioada studiată.
- c. Identificarea elementelor cu risc privitor la securitatea persoanelor și mediului.
- d. Identificarea unor măsuri pentru eficiență energetică și pentru proiecte necesare în vederea alinierii la obiectivul piete competitive;

- e. Identificarea elementelor de rețea integrate în prezent în sistemul de telecontrol, dar care vor trebui adaptate tehnologic la sistemul de comunicații minim 4G, pe măsura ce generațiile 2G și 3G vor ieși din uz.
- f. Identificarea unor investiții care trebuie executate pe baza prevederilor legale (extinderi rețele pentru administratiile locale, cote de eficiență pentru realizarea rețelelor de interes public în vederea alimentării dezvoltarilor ansambluri, întăriri ale rețelei pentru racordarea consumatorilor, realizarea de lucrări de alimentare pentru consumatorii care își amplifică puterea sub 50% din puterea aprobată inițial, obligatii rezultate drept urmare a unor hoțărări judecatoresti.
- g. Identificarea lucrărilor necesare pentru reducerea nivelului de pierderi de energie.
- h. Identificarea necesităților de extindere/realizare a unor sisteme moderne de tipul TELECONTROL(SCADA), telecomunicații, cartografiere rețele, sisteme de măsură inteligente, etc.
- i. Identificarea necesităților de îmbunătățire a proceselor de exploatare și mentenanță și a dotărilor necesare.

si ca produse finale:

- i. programul de retehnologizare/modernizare/dezvoltare instalații specific pentru perioada 2024-2028 și general pentru perioada 2029-2033 inclusiv acțiuni pentru digitalizarea rețelei și/sau a proceselor și securitatea cibernetică.
- ii. programul de modernizare grupuri de măsură (schimb periodic) și instalare grupuri de măsură inteligente specific pentru perioada 2024-2028 și pentru perioada 2029-2033;
- iii. programul de investiții pentru achiziția de dotări pentru securitatea muncii, dotări pentru execuția lucrărilor, dotări pentru respectarea cerintelor legale, dotări informatice, dotări pentru securitatea cibernetică, dotări pentru transport/utilaje specific pentru perioada 2024-2028 pentru derularea în condiții optime și pentru realizarea programelor de asigurare a mentenantei RED și a programelor de investiții în RED.
- iv. programul de investiții pentru implementarea/dezvoltarea aplicațiilor informatice în vederea desfășurării proceselor (gestiune operativa, gestiunea întreprinderii, activitate comerciala privind derularea procesului de racordare, facturare, emiterea avize de amplasament) derulate în cadrul activității de distribuție.
- v. acțiuni privind asigurarea cadrului necesar îndeplinirii obiectivului “0 accidente” și protecției mediului conform legislației în vigoare.

1.5 Obiectivele E-Distribuție Banat SA pentru perioada 2024-2033

Principalele obiective E-Distribuție Banat SA pentru perioada 2024 - 2033 sunt următoarele:

- Asigurarea securității persoanelor și bunurilor - “0 accidente”.
- Îndeplinirea cerințelor legale impuse de reglementările specifice pentru operatorii de distribuție.
- Adaptarea capacității de distribuție a energiei electrice pentru asigurarea creșterii naturale a consumului și accesului garantat la rețea a noilor utilizatori.
- Îmbunătățirea continuă a calității serviciului de distribuție.
- Reducerea pierderilor în rețeaua de distribuție.
- Creșterea nivelului de digitalizare a rețelei;
- Protecția mediului conform prevederilor legale.
- Creșterea eficienței și eficacității activității de distribuție.
- Îndeplinirea cerințelor legale impuse de reglementările specifice pentru operatorii de distribuție.

2. Operatorul de distribuție SC E-Distributie Banat SA

2.1 Introducere

SC E-Distribuție Banat SA asigură distribuția energiei electrice către un număr de 948.491 utilizatori (consumatori/prosumatori și producători) racordați la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a trei zone administrative: județul Arad, județul Caraș-Severin, județul Hunedoara, județul Timiș.

Serviciul de distribuție este asigurat prin utilizarea unei rețele de cca. 45.200 km, a unui număr de 97 de stații de transformare cu o putere instalată de 4.148 MVA (inclusiv transformatoarele MT/MT și inclusiv transformatoarele MT/MT și transformatoarele de servicii proprii) și a unui număr de cca 8.751 de posturi de transformare (inclusiv puncte de alimentare și puncte de conexiune cu distribuție la medie tensiune) cu o putere instalată de cca 2208 MVA în transformatoarele MT/JT din proprietatea E-Distribuție Banat SA.

Volumul de rețele prin care se realizează distribuția, defalcat pe județe (zone de rețea), niveluri de tensiune și tipologii de instalații se regăsește detaliat în tabelul 2.1.

Tabelul 2.1. Indicatorii privind consistenta rețelei la 31.12.2022

Indicator	Zona	Indicatori consistenta retea										Data actualizare
		Timis		Caras		Arad		Hunedoara		ED Banat		
		UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	UM	%	
Suprafata	km ²	8.703	27%	8.514	27%	7.754	24%	7.063	22%	32.034	100%	31.12.2022
Inclusiv zona muntoasa	km ²											31.12.2022
Populatie	no	758.380	39%	269.551	14%	462.935	24%	438.144	23%	1.929.010	100%	31.12.2022
Densitatea populatiei	no/km ²	87		32		60		62		60		31.12.2022
Cienti IT	no	6	17%	14	39%	4	11%	12	33%	36	100%	31.12.2022
Cienti MT	no	739	35%	353	16%	625	29%	425	20%	2.142	100%	31.12.2022
Cienti JT	no	356.735	38%	148.171	16%	220.742	23%	220.663	23%	946.311	100%	31.12.2022
Cienti JT/Populatie	no/no		47%		55%		48%		50%		49%	31.12.2022
Linii IT	km	594	22%	839	31%	406	15%	875	32%	2.714	100%	31.12.2022
Subterane	km	3	0%	-	-	7	2%	-	-	10	0%	31.12.2022
Aeriane	km	591	100%	839	100%	399	98%	875	100%	2.704	100%	31.12.2022
Linii IT	no	46	24%	47	24%	29	15%	72	37%	194	100%	31.12.2022
Subterane	no	-	0%	-	0%	2	1%	-	0%	2	1%	31.12.2022
Aeriane	no	46	24%	47	24%	27	14%	72	37%	192	99%	31.12.2022
Linii MT	km	4.693	36%	2.320	18%	3.064	24%	2.950	23%	13.027	100%	31.12.2022
Subterane	km	1.276	44%	429	15%	519	18%	668	23%	2.892	22%	31.12.2022
20 kV	km	1.042	82%	225	52%	513	99%	422	63%	2.202	76%	31.12.2022
10 kV	km	227	18%	-	0%	-	0%	-	0%	227	8%	31.12.2022
6 kV	km	7	1%	205	48%	6	1,16%	246	36,78%	463	16%	31.12.2022
Cablue aerian	km	3	14%	11	59%	-	0%	5	27%	18	0%	31.12.2022
Conductor neizolat	km	3.414	34%	1.880	19%	2.545	25%	2.278	23%	10.118	78%	31.12.2022
Separatoare telecomandate	no	360		247		347		289		1.243		31.12.2022
Linii MT	no	288	31%	129	14%	153	16%	362	39%	932	100%	31.12.2022
Lungime medie linie MT	km	16,29		17,99		20,03		8,15		13,98		31.12.2022
Linii JT (fara bransamente)	km	5.159	31%	3.002	18%	3.956	23%	4.793	28%	16.911	100%	31.12.2022
Conductor neizolat	km	1.743	34%	672	22%	2.367	60%	2.613	55%	7.394	44%	31.12.2022
Cablue aerian	km	2.019	39%	1.441	48%	844	21%	1.220	25%	5.524	33%	31.12.2022
Subterane	km	1.398	27%	889	30%	745	19%	960	20%	3.992	24%	31.12.2022
Bransamente JT	km	5.123	41%	1.924	15%	3.190	25%	2.367	19%	12.603	100%	31.12.2022
Aeriane	km	3.764	73%	1.742	91%	2.946	92%	2.225	70%	10.678	85%	31.12.2022
Subterane	km	1.358	27%	181	9%	244	8%	142	4%	1.925	15%	31.12.2022
Statii de transformare	no	27	28%	20	21%	17	18%	33	34%	97	100%	31.12.2022
Putere instalata(IT/IT, IT/MT, Statii telecomandate)	MVA	1.345	33%	704	17%	646	16%	1.395	34%	4.089	100%	31.12.2022
Transformatoare IT/MT	no	26	96%	19	95%	17	100%	32	97%	94	97%	31.12.2022
Posturi de transformare/Puncte de alimentare	no	54	32%	33	19%	28	16%	56	33%	171	100%	31.12.2022
Din care PTA	no	1.635	49%	780	64%	1.463	63%	988	42%	4.866	55%	31.12.2022
Posturi de transformare/Puncte de alimentare telecomandate	no	760	23%	206	17%	294	13%	377	16%	1.637	19%	31.12.2022
Transformatoare MT/JT, MT/MT	no	3.060	38%	1.124	14%	2.118	26%	1.842	23%	8.144	100%	31.12.2022
Putere instalata	MVA	958	39%	249	10%	552	22%	698	28%	2.458	100%	31.12.2022
PT & PA / Suprafata	no/km ²	0,38		0,14		0,30		0,27		0,27		31.12.2022
PT & PA / Linii MT	no/km	0,71		0,52		0,76		0,64		0,67		31.12.2022
Linii JT / PT & PA	km/no	1,55		2,48		1,69		2,53		1,93		31.12.2022
Cienti JT / Linii MT	no/no	1.238,66		1.148,61		1.442,76		609,57		72,64		31.12.2022
Linii MT / Suprafata	km/km ²	0,54		0,27		0,40		0,42		0,41		31.12.2022
Puncte telecomandate (separatoare+PT) / Linii MT	no/no	12,83		11,30		17,54		6,03		0,77		31.12.2022
Cienti (MT+JT) / Puncte telecomandate (sep.+PT)	no/no	96,77		101,87		82,48		101,23		94,66		31.12.2022

2.2 Analiza RED în funcție de vechime și starea tehnică în corelare cu evoluția indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție

Datele referitoare la vechimea rețelelor și instalațiilor din concesiunea E-Distribuție Banat SA, în funcție de anul punerii în funcțiune, se regăsesc în tabelele 2.2.a pentru partea de linii (IT, MT și JT) și branșamente, respectiv 2.2.b, pentru partea de stații de transformare, posturi de transformare și puncte de alimentare.

E-Distribuție Banat a realizat investiții în perioada 2019-2022 de peste 0,6 miliarde lei din fonduri proprii și contribuții financiare în valoare de 0,24 miliarde lei. Pentru anul 2023 valoarea investițiilor planificate declarată la începutul ciclului de reglementare a fi puse în funcțiune de E-Distribuție Banat SA în rețea este de 0,13 miliarde lei din fonduri proprii și 0,07 miliarde lei din contribuții financiare. Suplimentar sunt prevăzute investiții din contribuții financiare de 0,036 miliarde de lei nerambursabile care urmează a fi realizate prin programul național POIM 10.2, și are în vedere în continuare dezvoltarea unui program semnificativ de investiții pentru îmbunătățirea calității serviciului de distribuție, modernizarea/retehnologizarea/digitalizarea rețelei și implementarea pe plan local a standardelor internaționale ale grupului corelat cu prevederile legale în vigoare și cu strategiile naționale.

Investițiile în perioada 2019-2023 în E-Distribuție Banat SA din fonduri proprii și contribuții financiare sunt prezentate în tabelul 2.3.

Tabelul 2.3 Investițiile realizate în perioada 2019-2023

Companie	An	u.m.	Fonduri Proprii	Contributii Financiare	Total
E-Distributie Banat SA	2019	MRON	140,31	48,77	189,08
E-Distributie Banat SA	2020	MRON	138,15	72,68	210,83
E-Distributie Banat SA	2021	MRON	170,48	83,89	254,38
E-Distributie Banat SA	2022	MRON	150,82	41,57	192,39
E-Distributie Banat SA	Total '19-22'	MRON	600	247	846,68
E-Distributie Banat SA	2023	MRON	134,79	72,45	207,24
E-Distributie Banat SA	Total '19-23'	MRON	735	319	1.054

Investițiile din surse proprii pe niveluri de tensiune puse în funcțiune în perioada 2019-2022 în rețeaua SC E-Distribuție Banat și planificate pentru anul 2023, sunt prezentate în tabelul 2.4:

Tabelul 2.4. Investitiile in perioada 2019-2023

An/Nivel tensiune	IT	MT	JT	Grupuri de masura	ICT, Alte investitii	Total
2019	30,57	31,38	35,56	24,58	18,23	140,31
2020	25,17	30,81	39,49	34,79	7,89	138,15
2021	22,47	49,05	43,63	32,33	23,01	170,48
2022	27,85	32,77	35,24	38,09	16,88	150,82
2023	25,47	22,25	26,53	34,26	26,28	134,79
Total	131,54	166,25	180,45	164,04	92,28	734,56

Ca urmare a acestor preocupări constante de a investi în zonele critice din punct de vedere a calității serviciului, indicatorul SAIDI s-a îmbunătățit constant în perioada 2010-2022, în anul 2022 față de sfârșitul anului 2019 cu circa 44% la nivelul E-DB, de la 198 minute/client la 110 minute/client. Evoluția indicatorului SAIDI pentru operatorul E-Distribuție Banat în condiții normale de exploatare (excluzând aici, incidentele cu cauză externă, incidentele cu cauză rețea în perioada unor evenimente meteo de tip forță majoră, întreruperile pentru activități planificate cu preavizarea utilizatorilor și incidentele cu cauza în rețeaua OTS se regasesc în graficul din figura 2.1.

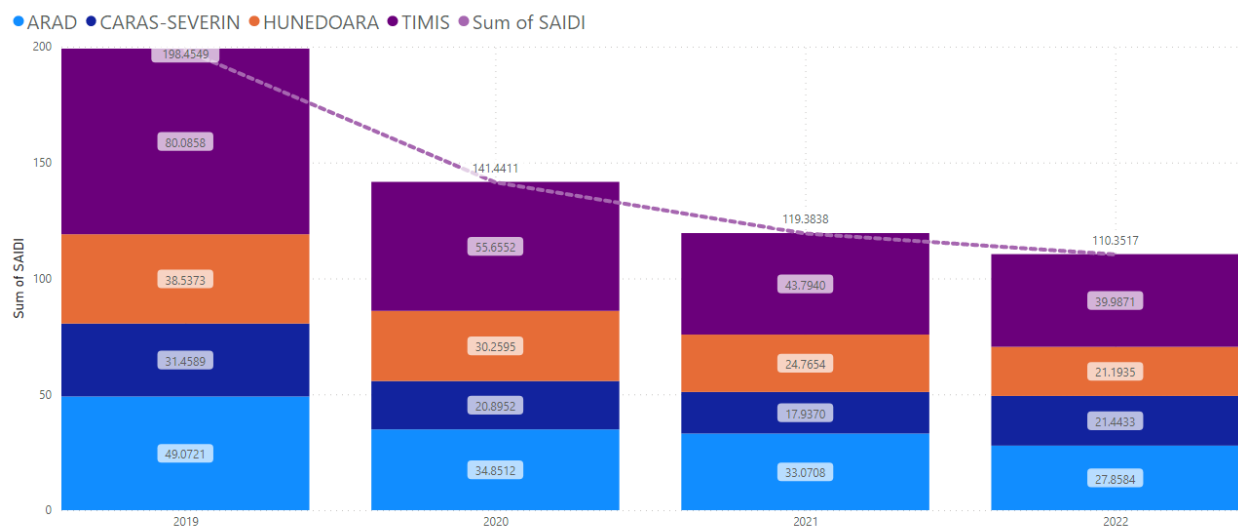


Figura 2.1 Indicatori SAIDI pe zone geografice

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului atât în instalațiile de medie tensiune (care au ponderea cea mai reprezentativă din total) unde s-a obținut o reducere de 40% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 134 min/client la 80 min/client,

cât și în instalațiile de joasă tensiune unde s-a obținut o reducere de 50% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 56 min/client la 28 min/client. Impactul instalațiilor de înaltă tensiune în indicatorul total este foarte redus datorită modului de realizare și funcționare (regim de funcționare buclat) a acestor instalații. Această evoluție se regăsește în graficul din figura 2.2.

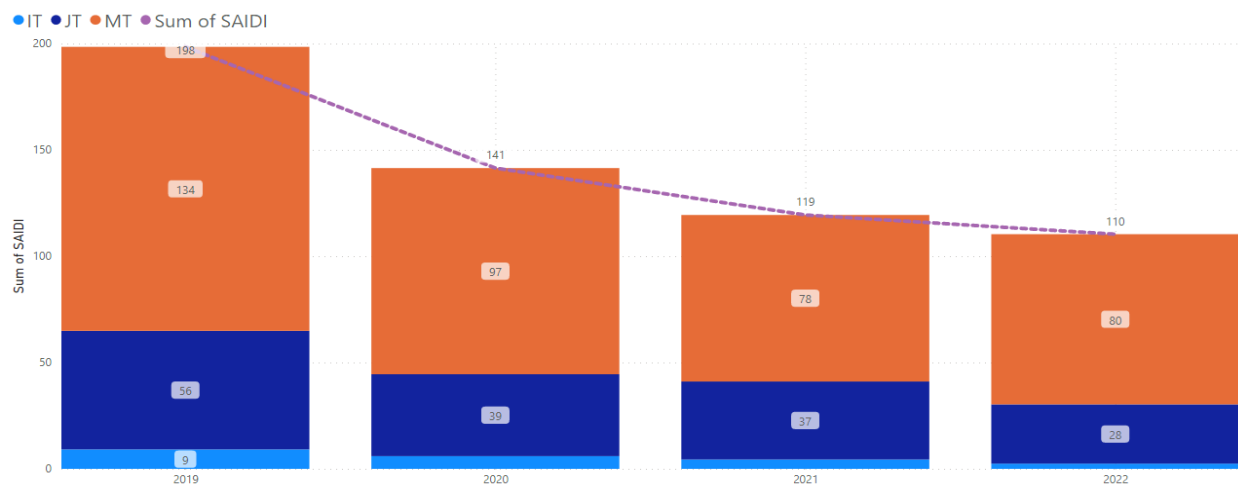


Figura. 2.2 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune EDB

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Arad, se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului în mod reprezentativ în instalațiile de medie tensiune începând cu anul 2020, an în care a existat un focus dedicat asupra cablurilor de medie tensiune cu cea mai mare rată de defectare obținându-se o reducere de 26% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 27 min/client la 20 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune unde s-a obținut o reducere de 37% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 19 min/client la 12 min/client.

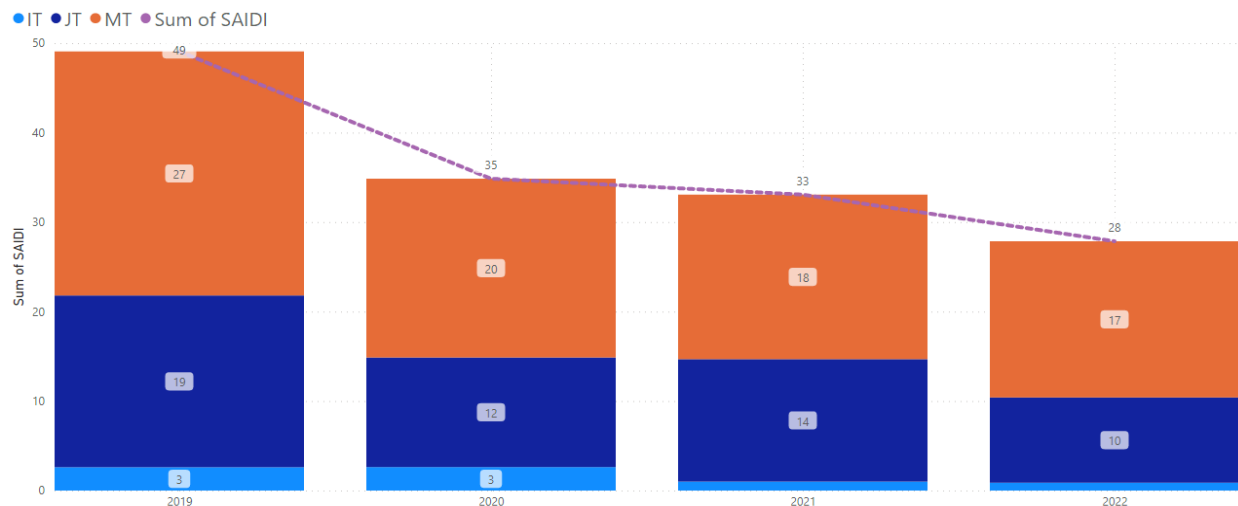


Fig. 2.3 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Arad

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Hunedoara, se poate remarca faptul că față de anul 2019 s-a îmbunătățit calitatea serviciului cu 46% de la 39 min/client la 21 min/client, în instalațiile de medie tensiune s-a obținut o reducere de 48% , de la 29 min/client la 15 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune s-a obținut o reducere de 29% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 7 min/client la 5 min/client.

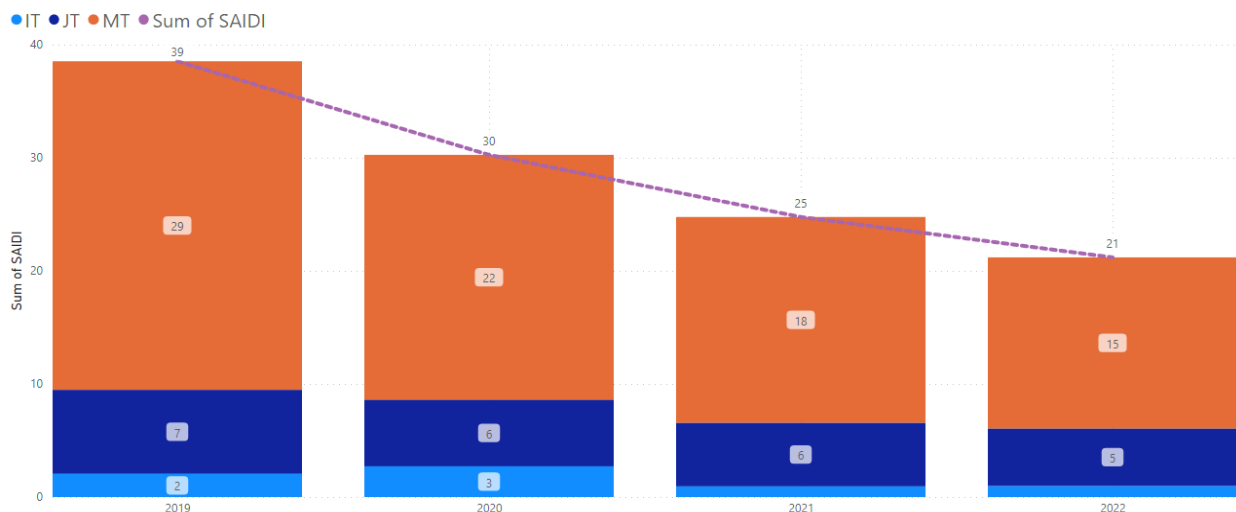


Fig. 2.4 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Hunedoara

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Caras-Severin, se poate remarca faptul ca față de anul 2019 s-a îmbunătățit calitatea serviciului cu 32% de la 31 min/client la 21 min/client, valorile rămânând aproximativ constante în jurul valorii de 20 min/client (in ultimii 3 ani); în instalațiile de medie tensiune s-a obținut o reducere de 23% , de la 22 min/client la 17 min/client, iar în instalațiile de joasă tensiune s-a obținut o reducere de 43% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 7 min/client la 4 min/client.

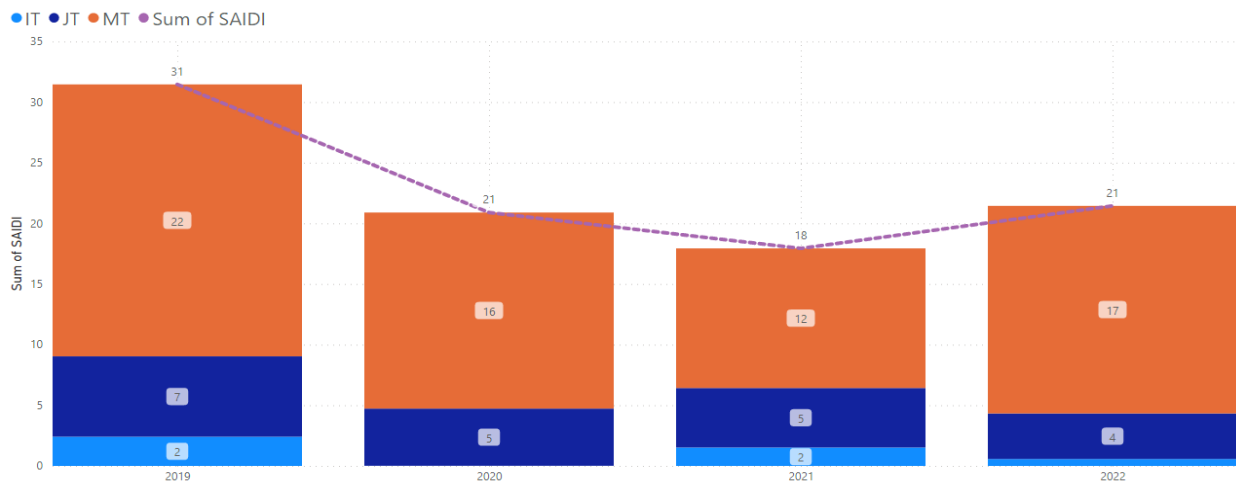


Fig. 2.5 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Caras-Severin

În ceea ce privește evoluția SAIDI pe niveluri de tensiune în județul Timiș se poate observa faptul că s-a îmbunătățit calitatea serviciului atât în instalațiile de medie unde s-a obținut o reducere de 45% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 55 min/client la 30 min/client, cât și în instalațiile de joasă tensiune unde s-a obținut o reducere de 57% față de valoarea de la sfârșitul anului 2019, de la 23 min/client la 10 min/client.

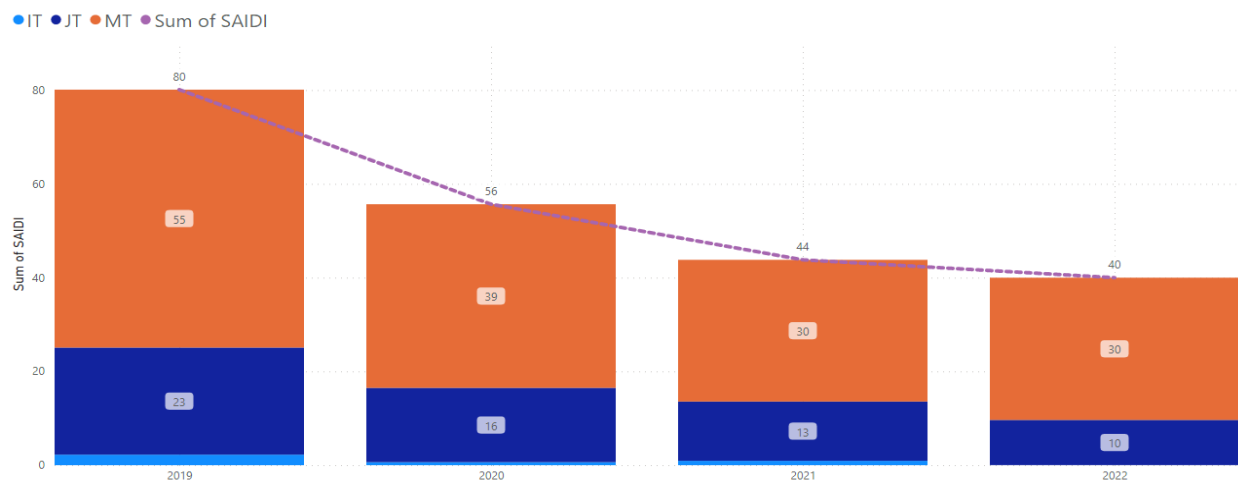


Fig. 2.6 Indicatori SAIDI pe nivel de tensiune Timiș

O mare parte din instalațiile de distribuție au durată de viață depășită, necesitând în continuare ample investiții în lucrări de modernizare sau înlocuire.

În privința rețelelor de 6 și 10kV odată cu înlocuirea cablurilor se va încerca și trecerea rețelelor la tensiunea superioară de 20kV, acest proces fiind condiționat și de disponibilitatea surselor de 20kV (stații de transformare cu tensiunea secundară de 20kV).

Planul de investiții 2024-2028 vizează în primul rând modernizarea stațiilor de transformare și a posturilor de transformare/puncte de alimentare, înlocuirea de rețele de JT, MT și IT cu mărirea capacității de distribuție, modernizarea sistemelor de măsură, implementarea proiectului de sisteme de măsurare inteligentă, realizarea sistemului de telecontrol și dezvoltarea periodică a acestuia în corelare cu evoluția numărului de puncte de telecontrol (cu impact imediat și decisiv asupra calității serviciului de distribuție), informatizarea extinsă a unor procese importante, dotări și amenajări de spații în construcții civile pentru clienți și salariați.

2.2.1 Zona de Rețea Arad

În județul Arad, EDB asigură alimentarea cu energie electrică a cca 221.130 de utilizatori împărțiți astfel pe niveluri de tensiune de 110kV, 20kV, 6kV, și 0,4kV: 4 la IT, 625 la MT și 220.501 la JT. Alimentarea

consumatorilor se realizează prin cca 10.209 km de rețea MT și JT, 17 stații de transformare și peste 2330 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de cca. 524 MVA.

Energia distribuita este de 953.689 MWh, din care: 25.927MWh la IT, 408.660MWh la MT si 519.103 MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt:

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1951 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLAI) cu secțiuni de:150/25, 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 16, 25MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF6 și au o vechime medie de peste 35 ani
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 6 kV) au o vechime medie de 30-35 ani:
 - cca. 99,8% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1951.
 - parțial zona industrială a orașului Arad este alimentată la tensiunea de 6 kV prin linii ce datează din 1961.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 97%.
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului este la JT având ca rezultat și o rețea de jt extinsă.

Începând cu sfârșitul anilor '90 și continuând cu perioada de după anul 2000 județul Arad a devenit o zonă cu creșterea economică, iar zonele adiacente au devenit zone rezidențiale cu caracter urban. Această dezvoltare a avut în general un caracter haotic deținătorii de utilități primind cereri punctuale de racordare care trebuiau rezolvate într-un termen scurt conform prevederilor legale. Cu toate acestea prin lucrări realizate din fonduri proprii EDB a reușit într-un termen scurt să asigure întărirea rețelei și să rezolve practic toate cererile noilor utilizatori. Concomitent a reușit în special după 2010, 2011 să crească substanțial și calitatea serviciului de distribuție. În perioada 2005-2022 majoritatea stațiilor din zona Arad au fost rețehnologizate, modernizate și racordate la sistemul de TELECONTROL. Procesul de modernizare a cuprins și celelalte elemente ale rețelei de distribuție: posturi de transformare, linii de MT, linii de jt, etc .

Necesarul de energie electrică a zonei din punct de vedere a rețelei de înaltă tensiune este în acest moment asigurat. Excepție face stația de transformare Pâncota care este alimentata radial la 110kV dar poate fi preluată integral din rețeaua de medie tensiune. Rămân însă numeroase aspecte de soluționat la nivelul tensiunilor medie și joasă în special în zonele rezidențiale, care și-au schimbat caracterul din rural în urban, obligând operatorul de distribuție să respecte altă categorie de indicatori de performanța. În studiu

pentru perioada 2024-2033 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue amplificarea și schimbarea de structură a rețelei.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform planului de investiții care va fi supus aprobării pentru perioada 2024 – 2028, va asigura pentru următorii 5 ani:

- **modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;**
- **modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;**
- **implementarea sistemelor de masurare inteligentă de tip Smart Meter;**
- **instalarea grupurilor de masurare pentru balanta pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;**
- **refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente au o vechime de pana la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de masurare inteligenta de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de masurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de masurare inaccesibile;**
- **re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;**
- **modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;**
- **realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecari noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;**
- **înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;**
realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;

În continuare activitatea de mentenanță în rețelele de MT și JT a E-Distribuție Banat, va avea alocate resurse bugetare importante deoarece re tehnologizarea și modernizarea acestor instalații, condiționat de obținerea autorizațiilor de construcție eliberate de administrațiile locale, reprezintă un efort investițional pe termen lung.

2.2.2 Zona de Rețea Deva

În județul Hunedoara, EDB, asigură alimentarea cu energie electrică a cca 221.209 de utilizatori pe niveluri de tensiune de 110kV, 20kV, 6kV, și 0,4kV: 12 la IT, 425 la MT și 220.772 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 10.110 km de rețea MT și JT, 33 stații de transformare și peste 1868 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de 489 MVA.

Energia distribuită este de 801.984 MWh din care: 155.486 MWh la IT, 225.263 MWh la MT și 421.234 MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt:

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1951 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLAI) cu secțiuni de: 150/25, 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 16, 25, 40MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF6 și au o vechime medie de peste 35 ani.
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 6 kV) au o vechime medie de 30-35 ani:
 - cca. 83% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1949.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 98%.
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului este la JT.

Județul Hunedoara a avut un parcurs aproximativ opus comparativ cu județul Arad. În anul 1989 era un județ industrial și minier, consumul de energie electrică din acea perioadă era în special direcționat către zona industrială și minieră. După 1990 consumul de energie electrică s-a redus drastic proporțional cu reducerea activităților industriale și miniere.

Rețeaua la toate nivelurile de tensiune este din punct de vedere a consumului descărcată nefiind estimată cu excepția unor situații punctuale la JT, necesitatea unor dezvoltări în viitorii 15 – 20 de ani.

În perioada 2010-2022 au fost reabilitate și modernizate majoritatea stațiilor de transformare și un număr important de posturi de transformare linii de IT, MT și JT. Stațiile și posturile de transformare modernizate precum și separatoarele de sarcină instalate în lungul liniilor de MT, au fost introduse în sistemul de TELECONTROL.

Modernizarea stațiilor de transformare și într-o oarecare măsură a liniilor de MT au ajutat în perioada 2012-2022 la racordarea centralelor fotoelectrice și hidroelectrice.

Necesarul de energie electrică a zonei din punct de vedere a rețelei de înaltă tensiune este în acest moment asigurat în condiții de siguranță. Rămân însă numeroase aspecte de soluționat la nivelul tensiunilor medie și joasă în special în zonele rezidențiale, care și-au schimbat caracterul din rural în urban, obligând operatorul de distribuție să respecte alta categorie de indicatori de performanță. În studiu pentru perioada 2024-2033 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue mărirea capacității și schimbarea de structura a rețelei.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform planului de investiții care va fi supus aprobării pentru perioada 2024 – 2028, va asigura pentru următorii 5 ani:

- **modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;**
- **modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;**
- **implementarea sistemelor de masurare inteligentă de tip Smart Meter;**
- **instalarea grupurilor de masurare pentru balanta pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;**
- **refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente au o vechime de pana la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil in patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de masurare inteligenta de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de masurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de masurare inaccesibile;**
- **re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;**
- **modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;**
- **realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecari noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;**
- **înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;**
- **realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;**

În continuare activitatea de mentenanță în rețelele de MT și JT a E-Distribuție Banat, va avea alocate resurse bugetare importante deoarece re tehnologizarea și modernizarea acestor instalații, condiționat de obținerea autorizațiilor de construcție eliberate de administrațiile locale, reprezintă un efort investițional pe termen lung.

2.2.3 Zona de Rețea Reșița

În județul Caraș Severin, EDB, asigură alimentarea cu energie electrică a cca 149.070 de utilizatori pe niveluri de tensiune de 110kV, 20kV, 6kV, și 0,4kV: 14 la IT, 353 la MT și 148.703 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 7246 km de rețea MT și JT, 20 stații de transformare și peste 1206 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape 246 MVA.

Energia distribuită este de 539.493 MWh din care: 149.592 MWh la IT, 117.937 MWh la MT și 271.963 MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt :

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1951 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLAI) cu secțiuni de: 150/25, 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 16, 25MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF6 și au o vechime medie de peste 35 ani
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 6 kV) au o vechime medie de 30-35ani:
 - cca. 89% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1949.
 - parțial zona industrială a orașului Reșița este alimentată la tensiunea de 6 kV prin linii ce datează din 1928.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 99%.
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului este la JT.

Județul Caraș Severin a avut un parcurs aproximativ opus comparativ cu județul Arad. În anul 1989 era un județ industrial, consumul de energie electrică din acea perioadă era în special direcționat către zona industrială. După 1990 consumul de energie electrică s-a redus drastic proporțional cu reducerea activităților industriale.

Rețeaua la toate nivelurile de tensiune este din punct de vedere a consumului descărcată nefiind estimată cu excepția unor situații punctuale la JT, necesitatea unor dezvoltări în viitorii 15 – 20 de ani.

În perioada 2010-2022 au fost reabilitate și modernizate majoritatea stațiilor de transformare și un număr important de posturi de transformare linii de IT, MT și JT. Stațiile și posturile de transformare modernizate ca și separatoarele de sarcină instalate în lungul liniilor de MT, au fost introduse în sistemul de TELECONTROL.

Modernizarea stațiilor de transformare și într-o oarecare măsură a liniilor de MT au ajutat în perioada 2012-2013 la racordarea centralelor eoliene și fotoelectrice.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform planului de investiții care va fi supus aprobării pentru perioada 2024 – 2028, va asigura pentru următorii 5 ani:

- modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanta pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;
- modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;

În continuare activitatea de mentenanță în rețelele de MT și JT a E-Distribuție Banat, va avea alocate resurse bugetare importante deoarece re tehnologizarea și modernizarea acestor instalații, condiționat de obținerea autorizațiilor de construcție eliberate de administrațiile locale, reprezintă un efort investițional pe termen lung.

2.2.4 Zona de Rețea Timișoara

În Județul Timiș, EDB asigură alimentarea cu energie electrică a cca. **357.082** de utilizatori împărțiți pe niveluri de tensiune de 110 kV, 20 kV, 10kV, 6kV și 0,4kV: 6 la IT, 739 la MT și 356.337 la JT. Alimentarea consumatorilor se realizează prin cca 14.974 km de rețea, 27 stații de transformare și peste 3330 de posturi de transformare și puncte de alimentare cu o putere instalată în transformatoarele de MT/JT de aproape peste 947 de MVA.

Energia distribuită este de 2.057.415 MWh din care: 158.905 MWh la IT, 913.968 MWh la MT și 984.542 MWh la JT.

Principalele particularități ale rețelei electrice sunt :

- Liniile de înaltă tensiune:
 - în majoritate aeriene au fost instalate începând cu anii 1960 și au o vechime medie de aproximativ 35 de ani.
 - Conductoarele active sunt în principal din oțel aluminiu (OLAI) cu secțiuni de: 150/25, 185/32, 240/40, 300/50, 450/75 mm².
- Stațiile de transformare:
 - sunt în general de tip exterior cu plafon 2 (3) x 10-40 MVA, tip intrare – ieșire cu 1 sistem de bare colectoare secționat cu echipament clasic sau modern de 110 kV cu izolație în aer sau SF₆.
- Liniile de medie tensiune (20 kV, 10 kV, 6 kV):
 - cca. 95% din rețeaua de MT funcționează la tensiunea de 20 kV și a fost instalată începând cu anii 1958.
 - atât zona industrială cât și parțial zona urbană a orașului Timișoara este alimentată la tensiunea de 10 kV prin linii subterane ce datează din 1957.
- Transformatoare de MT/JT
 - majoritatea sunt cu puteri mai mici sau egale cu 630 kVA, cca 95% ,
- Liniile de joasă tensiune
 - cea mai mare parte a consumului cca. 48% este la JT având ca rezultat și o rețea de JT extinsă.

Începând cu sfârșitul anilor 90 și continuând cu perioada de după anul 2000 județul Timiș a devenit o zonă cu creștere economică, iar zonele adiacente au devenit zone rezidențiale cu caracter urban. Această dezvoltare a avut în general un caracter haotic, deținătorii de utilități primind cereri punctuale de racordare care trebuiau rezolvate într-un termen scurt conform prevederilor legale. Cu toate acestea prin lucrări realizate din fonduri proprii EDB a reușit într-un termen scurt să asigure întărirea rețelei și să rezolve practic toate cererile noilor utilizatori. Concomitent a reușit în special după 2010, 2011 să crească substanțial și calitatea serviciului de distribuție. În perioada 2005-2022 stațiile din zona Timiș au fost în mare parte re tehnologizate, modernizate și racordate la sistemul de TELECONTROL. Procesul de modernizare a cuprins și celelalte elemente ale rețelei de distribuție astfel: posturi de transformare, linii de MT, linii de JT, etc .

Necesarul de energie electrică a zonei din punct de vedere a rețelei de înaltă tensiune este în acest moment asigurat în condiții de siguranță. Rămân însă numeroase aspecte de soluționat la nivelul tensiunilor medii și joase în special în zonele rezidențiale, care și-au schimbat caracterul din rural în urban, obligând operatorul de distribuție să respecte altă categorie de indicatori de performanță. În studiu pentru perioada 2015-2024 sunt prevăzute propunerile de dezvoltare și reabilitare prin care să se continue amplificarea și schimbarea de structură a rețelei.

În anul 2023 E-Distribuție Banat SA a finalizat lucrările și a pus sub tensiune o stație de transformare nouă 110/20kV Covaci, 2x25MVA care permite descărcarea unor linii existente din vecinătatea municipiului Timișoara și asigurarea în viitor a necesarului de energie electrică într-o zonă de dezvoltare atât industrială

cât și rezidențială; lucrările de preluare a consumului pe noua stație, prin realizarea unor feederi noi care se vor realiza în perioada 2024-2028.

Continuarea programului de modernizare și dezvoltare al instalațiilor de distribuție, conform planului de investiții care va fi supus aprobării pentru perioada 2024 – 2028, va asigura pentru următorii 5 ani:

- **modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;**
- **modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;**
- **implementarea sistemelor de masurare inteligentă de tip Smart Meter;**
- **instalarea grupurilor de masurare pentru balanta pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;**
- **refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de masurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;**
- **re tehnologizarea punctelor de alimentare și introducerea în sistemul de telecontrol;**
- **modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atât aeriene cât și subterane care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;**
- **realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;**
- **înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G care în viitor nu vor mai fi disponibile;**
- **realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;**

În continuare activitatea de mentenanță în rețelele de MT și JT a E-Distribuție Banat, va avea alocate resurse bugetare importante deoarece re tehnologizarea și modernizarea acestor instalații, condiționat de obținerea autorizațiilor de construcție eliberate de administrațiile locale, reprezintă un efort investițional pe termen lung.

2.3 Analiza CPT în RED

E-Distribuție Banat SA asigură distribuția energiei electrice către un număr de **948.491** utilizatori (consumatori/prosumatori și producatori) racordati la înaltă (IT), medie (MT) și joasă (JT) tensiune. În prezent licența de distribuție este acordată pentru teritoriul aferent a patru zone administrative: Județul Arad, Județul Caras-Severin, Județul Hunedoara, Județul Timis.

Evoluția numărului de consumatori în perioada 2018-2022 alimentați din rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Banat SA este prezentată în tabelul 2.5 Se evidențiază o creștere medie și uniformă a numărului de utilizatori 2018-2022 de circa 1,3%/an.

Tabel 2.5 Evoluția numărului de consumatori în perioada 2018-2022

	Nivelul de tensiune	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022
Numar clienti	Înaltă Tensiune (110kV)	[clienti]	30	32	33	36	36
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	[clienti]	1.960	1979	2020	2084	2.142
	Joasă tensiune (0,4kV)	[clienti]	906.048	914332	925153	937625	946.311
Evoluție	TOTAL	[clienti]	908.038	916.343	927.206	939.745	948.489
	Înaltă Tensiune (110kV)	%	-	7%	3%	9%	0%
	Medie Tensiune (6,10,20 kV)	%	-	1%	2%	3%	3%
	Joasă tensiune (0,4kV)	%	-	1%	1%	1%	1%
	TOTAL	%	-	0,91%	1,18%	1,35%	0,93%

Energia electrică intrată în contur este compusă din:

- energie electrică livrată de centralele electrice proprii (clasice și regenerabile);
- energie electrică primită din RET;
- energie electrică primită de la alți operatori de distribuție
- energie electrică primită de la prosumatori

Energia electrică ieșită din contur este compusă din:

- energie electrică distribuită producătorilor;
- energie electrică distribuită consumatorilor captivi;
- energie electrică distribuită consumatorilor eligibili;
- energie electrică distribuită pentru regia OD;
- energie electrică cedată la alți OD;
- energie electrică cedată în RET.

În tabelul 2.6 se prezintă evoluția energiei intrate în contur în perioada 2018-2022. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- ponderea energiei livrate de centrale din total energie electrică intrată în contur, se stabilizează în jurul valorii de 19%;
- energia electrică primită din RET din total energie intrată în contur a fost de cca 75-79% în ultimii ani;
- energia electrică primită de la alți OD s-a menținut ca pondere, sub 6%.
- ponderea energiei primite de la prosumatori este de 0,2% încă nesemnificativă însă urmare a programelor naționale de sprijin pentru prosumatori și nu numai, sunt așteptate creșteri semnificative;

Tabelul 2.6 Evoluția energiei intrate în contur în perioada 2018-2022

An		2018	2019	2020	2021	2022
Livrată centrale	[GWh]	1.081	838	1.162	1.193	1.052
	[% intrat contur]	19%	14%	21%	21%	19%
	evolutie [%]	-	-22,45%	38,72%	2,60%	-11,83%
Primit RET	[GWh]	4.411	4.595	4.325	4.276	4.126
	[% intrat contur]	76%	79%	77%	75%	76%
	evolutie [%]	-	4,16%	-5,87%	-1,14%	-3,50%
Primit alti OD	[GWh]	333	371	100	252	256
	[% intrat contur]	6%	6%	2%	4%	5%
	evolutie [%]	-	11,34%	-73,12%	152,10%	1,95%
Prosumatori	[GWh]	-	-	0	2	11
	[% intrat contur]	-	-	0,003%	0,043%	0,210%
	evolutie [%]	-	-	-	1191,70%	367,58%
Total intrat contur	[GWh]	5.825	5.804	5.588	5.723	5.446
	[% intrat contur]	100%	100%	100%	100%	100%
	evolutie [%]	-	-0,36%	-3,73%	2,42%	-4,84%

În tabelul 2.7 se prezintă evoluția energiei electrice consumate în perioada 2018-2022 realizat și planificat pentru anul 2023. Din datele prezentate se pot observa următoarele:

- se constată pentru anul 2022 o scădere a energiei distribuite la 110kV cu 14,92%, la MT cu 1,39% și la JT cu 4,8% față de valorile aferente anului 2021;
- se evaluează o scădere anuală medie a consumului de energie electrică de cca 0,32% /an luând în considerare perioada 2018-2022;

În perioada 2018-2022 energia distribuită a avut fluctuații semnificative datorate impactului pandemiei Covid și a situației geopolitice, dar între valoarea înregistrată la finalul anului 2018 și cea de la finalul anului 2022 variația este ne semnificativă (reducere de 1,5%).

Tabelul 2.7 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2023

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	569.439	579.074	535.364	575.796	489.910	509.283
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	1.692.917	1.677.666	1.556.451	1.689.373	1.665.828	1.717.648
		Joasă tensiune (0,4kV)	2.158.760	2.185.438	2.240.557	2.307.708	2.196.842	2.215.820
		TOTAL	4.421.115	4.442.179	4.332.373	4.572.878	4.352.580	4.442.752
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	13%	13%	12%	13%	11%	11%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	38%	38%	36%	37%	38%	39%
		Joasă tensiune (0,4kV)	49%	49%	52%	50%	50%	50%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	1,69%	-7,55%	7,55%	-14,92%	3,95%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	-0,90%	-7,23%	8,54%	-1,39%	3,11%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	1,24%	2,52%	3,00%	-4,80%	0,86%
		TOTAL		0,48%	-2,47%	5,55%	-4,82%	2,07%

În tabelul 2.8 se prezintă evoluția consumului propriu tehnologic în perioada 2018-2022 în rețeaua E-Distribuție Banat SA și planificat pentru anul 2023

Tabelul 2.8 Evoluția CPT în perioada 2018-2023

Zona de Rețea Banat	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022	Proгноzat 2023
CPT inregistrat	[GWh]	520	547	495	508	495	467
CPT inregistrat	[%]	8,92%	9,43%	8,86%	8,87%	9,10%	8,29%
CPT recunoscut	[%]	9,53%	8,79%	8,58%	8,37%	8,17%	7,96%
Energia consumata MWh	[GWh]	4.421	4.442	4.332	4.573	4.353	4.443
Energia consumata la inalta tensiune	[%]	13%	13%	12%	13%	11%	11%
Energia consumata la medie tensiune	[%]	38%	38%	36%	37%	38%	39%
Energia consumata la joasa tensiune	[%]	49%	49%	52%	50%	50%	50%
CPT la inalta tensiune	[%]	7,53%	7,64%	7,40%	7,41%	8,23%	8,26%
CPT la medie tensiune	[%]	26,97%	26,79%	26,71%	27,56%	27,52%	29,44%
CPT la joasa tensiune	[%]	65,50%	65,56%	65,89%	65,03%	64,26%	62,30%

Din tabelul de mai sus se evidențiază o reducere continuă a valorii cantitative de CPT de la un an la altul, cu o valoare medie pe perioada 2018-2022 de 1%.

Intervențiile efectuate asupra rețelei (investiții, mentenanță, controale pentru depistarea sustragerilor de energie, etc.) și alte acțiuni de proces au dus la încadrarea nivelului procentual de pierderi sub țintele impuse de ANRE.

În perioada pandemiei 2020-2021 se poate observa o scădere a pierderilor față de anii 2018-2019.

Repartiția CPT pe niveluri de tensiune este prezentată în același tabel și evidențiază faptul că circa 62-65% din pierderile de energie electrică se produc în rețelele de joasă tensiune unde este distribuită circa 49-52% din energia electrică consumată, și cele mai mici pierderi de energie electrică se produc în rețelele de înaltă tensiune unde este distribuită circa 7-8 % din energia electrică consumată.

2.3.1 Județul Arad

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Banat SA din zona județului Arad pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.9.

Tabelul 2.9. Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2022

Județ	IT	URBAN	din care RURAL
ARAD	4	2	2
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	625	366	259
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	220742	126.943	93.799
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	221371	127311	94060

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Arad în anul 2022 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona București și în total Arad este prezentată în tabelul 2.10.

Tabelul 2.10. Structura consumului de energie 2022

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDB	4.848.079	489.910	1.665.828	2.196.842	4.352.580
ZR ARAD	1.069.215	25.927	408.660	519.103	953.689
ZR ARAD [%]	22%	5%	25%	24%	22%
CPT ZR ARAD [MWh]		7.799	32.980	74.747	115.526
CPT ZR ARAD [%]		0,7%	3,1%	7,0%	10,8%
CPT ZR ARAD -EDB		0,2%	0,7%	1,5%	2,4%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 1.035.489 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de cca 194 MW rezulta ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 5.300 h.

Din cele prezentate privind datele economice, structura și evoluția consumatorilor și a energiei consumate în județului Arad se pot concluziona următoarele:

- datorită procentului de consum de energie de cca 54% la JT și a procentului de consumatori de JT de cca 99% se poate estima un consum stabil în viitorii ani;
- din aceleași motive menționate mai sus o parte importantă a investițiilor trebuie direcționată în zona rețelei de JT și în activitatea de măsură și gestiune a consumatorilor de JT;

Problema pierderilor va rămâne în continuare una importantă prin dificultatea numărului mare de consumatori care trebuie gestionați printr-o rețea extinsă cu posibilități de realimentare a utilizatorilor din mai multe surse (care printr-o reconfigurare ar genera probleme privind o durată mare de întrerupere a utilizatorilor);

Referitor la influența racodarii centralelor de energie regenerabilă din punct de vedere al consumului în Zona Arad decoamdată este redusă și nu se prevăd dezvoltari importante în următorii ani.

Zona are însă un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, cladiri administrative, centre comerciale), fiind stimulați de cadrul de reglementare și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori, însă după cum reiese din analizele ulterioare nu sunt probleme din punct de vedere al capacității.

Pentru stațiile de încărcare autobuze electrice pentru care există solicitări de racordare au fost emise soluții punctual și pe viitor în funcție de planurile semnificative de implementare a stațiilor de încărcare autobuze acestea vor fi tratate punctual și vor fi prevăzute soluții cu un nivel de siguranță în alimentare similar cu cel pe care îl are în prezent rețeaua Companiei de Transport Public Arad.

Se estimează o creștere accentuată a unor servicii (transportul public electrificat, comerț, stațiile de încărcare pentru vehicule electrice, etc.) și o creștere moderată a sectoarelor industrial, rezidențial și social cultural.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

2.3.2 Județul Caras Severin

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Banat SA din zona județului Caras Severin pe niveluri de tensiune, este prezentată în tabelul 2.11.

Tabelul 2.11. Structura utilizatorilor pe niveluri de tensiune și tipologie 2022

Județ	IT	URBAN	din care RURAL
Caras Severin	14	10	4
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	353	139	214
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	148171	77.659	70.512
	Total	din care URBAN	din care RURAL
	148538	77808	70730

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Caras Severin în anul 2022 pe niveluri de tensiune și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Caras Severin și în total Banat este prezentată în tabelul 2.12.

Tabelul 2.12. Structura consumului de energie 2022

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]		Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDB	4.848.079	489.910	1.665.828	2.196.842	4.352.580
ZR CARAS-SEVERIN	594.699	149.592	117.937	271.963	539.493
ZR CARAS-SEVERIN [%]	12%	31%	7%	12%	12%
CPT ZR CARAS-SEVERIN [MWh]		6.360	14.093	34.753	55.206
CPT ZR CARAS-SEVERIN[%]		1,1%	2,4%	5,8%	9,3%
CPT ZR CARAS-SEVERIN -EDB		0,1%	0,3%	0,7%	1,1%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 438.747 MWh (este scăzut consumul la IT și pierderile în rețeaua de IT). Considerand puterea maximă consumată de cca 85 MW pe Caraș Severin rezulta ca durata de utilizare a puterii maxime este de cca 5.151 h.

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Caras Severin se pot concluziona următoarele:

- datorită procentului de consum de energie de cca 50% la JT și a procentului de consumatori de JT de cca 99% se poate de asemenea estima un consum stabil în viitorii ani;
- problema pierderilor în continuare va ramane importantă dat fiind numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabile luând în considerare consumul din Zona Caras-Severin și solicitările de racordare surse regenerabile, deocamdată nu prezintă probleme din punct de vedere al gestiunii solicitărilor de racordare.

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Riscul principal al zonei îl constituie un cutremur major de asemenea posibil în această zonă însă cu consecințe mai reduse decât în București datorită structurii imobiliare. Sunt de asemenea posibile fenomene meteorologice extreme (viscole, furtuni, inundații).

2.3.3 Județul Hunedoara

Structura numărului mediu de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Banat SA din zona județului Hunedoara pe niveluri de tensiune, mediu este prezentată în tabelul 2.13.

Tabelul 2.13 Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune și tipologie 2022

Județ	IT	URBAN	din care RURAL
Hunedoara	12	7	5
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	425	211	214
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	220663	153.378	67.285
	Total	din care URBAN	din care RURAL
221100	153596	67504	

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Hunedoara în anul 2022 pe nivele de tensiuni și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Hunedoara și în total Banat este prezentată în tabelul 2.14.

Tabelul 2.14. Structura consumului de energie 2022

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]		Energia distribuita [MWh]	Energia distribuita [MWh]
		IT	MT	JT	total
EDB	4.848.079	489.910	1.665.828	2.196.842	4.352.580
ZR HUNEDOARA	963.652	155.486	225.263	421.234	801.984
ZR HUNEDOARA [%]	20%	32%	14%	19%	18%
CPT ZR HUNEDOARA [MWh]		9.689	29.053	122.926	161.668
CPT ZR HUNEDOARA[%]		1,0%	3,0%	12,8%	16,8%
CPT ZR HUNEDOARA-EDB		0,2%	0,6%	2,5%	3,3%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuita prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 798.476 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maximă consumată de cca 196 MW pe Hunedoara rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca 4.070 h

Se estimează o dezvoltare tehnologică cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Riscul principal al zonei îl constituie un cutremur major de asemenea posibil în această zonă însă cu consecințe mult mai reduse decât în București datorită structurii imobiliare. Sunt de asemenea posibile fenomene meteorologice extreme (viscole, furtuni, inundații).

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Hunedoara se pot concluziona următoarele:

- datorită procentului de consum de energie de cca 53% la JT și a procentului de consumatori de JT de cca 99% se poate de asemenea estima un consum stabil în viitorii ani.
- problema pierderilor în continuare va rămâne importantă dat fiind numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Referitor la influența racordării centralelor de energie regenerabilă din punct de vedere al consumului în Zona Hunedoara deocamdată este redusă și nu se prevăd dezvoltări importante în următorii ani.

2.3.4 Județul Timis

Structura numărului de utilizatori racordați la rețeaua de distribuție aflată în gestiunea E-Distribuție Banat SA din zona județului Timis pe nivele de tensiuni, mediu este prezentată în tabelul 2.15.

Tabelul 2.15. Structura utilizatorilor pe nivele de tensiune si tipologie 2022

Județ	IT	URBAN	din care RURAL
TIMIS	6	4	2
	MT	din care URBAN	din care RURAL
	739	349	390
	JT	din care URBAN	din care RURAL
	356735	214.779	141.956
	Total	din care URBAN	din care RURAL
357480	215132	142348	

Structura consumului de energie din rețeaua aferentă zonei Timis în anul 2022 pe nivele de tensiuni și aportul de CPT adus de fiecare nivel de tensiune în zona Timis și în total Banat este prezentată în tabelul 2.16.

Tabelul 2.16. Structura consumului de energie 2022

Unitate organizatorica	Conturul energetic [MWh]	Energia distribuita [MWh]		Energia distribuita [MWh]	
		IT	MT	JT	total
EDB	4.848.079	489.910	1.665.828	2.196.842	4.352.580
ZR TIMIS	2.220.513	158.905	913.968	984.542	2.057.415
ZR TIMIS [%]	46%	32%	55%	45%	47%
CPT ZR TIMIS [MWh]		16.908	60.231	85.960	163.099
CPT ZR TIMIS[%]		0,8%	2,7%	3,9%	7,3%
CPT ZR TIMIS-EDB		0,3%	1,2%	1,8%	3,4%

Din datele prezentate rezultă că energia distribuită prin stațiile racordate la rețeaua de MT este de cca 2.044.700 MWh (este scăzut consumul la IT, producția din sursele locale și pierderile în rețeaua de IT). Având în vedere puterea maxima consumată de cca 357 MW pe Timiș rezultă că durata de utilizare a puterii maxime este de cca 5715 h.

Din datele prezentate privind structura și evoluția consumatorilor și energiei consumate în județul Timis se pot concluziona următoarele:

- datorită procentului de consum de energie de cca 48% la JT și a procentului de consumatori de JT de cca 99% se poate de asemenea estima un consum stabil în viitorii ani.
- problema pierderilor în continuare va ramane importanta dat fiind numărului mare de consumatori de JT care trebuie gestionați.

Se estimează o dezvoltare tehnologica cu accent pe creșterea eficienței energetice a proceselor, fapt care va avea impact asupra reducerii consumului de energie.

Zona are un potențial ridicat referitor la apariția de prosumatori (casnic, cladiri administrative), fiind stimulați de cadrul de reglemente și subvențiile ce se acordă pentru aceste tipuri de utilizatori.

2.3.5 Soluții adoptate pentru reducerea CPT

2.3.5.1 Soluții tehnice adoptate pentru reducerea CPT

Având în vedere datele prezentate mai sus rezultă în continuare necesitatea de implementare a unor soluții pentru reducerea CPT înregistrat în rețeaua de distribuție EDB :

- schimbarea transformatoarelor de putere MT/JT cu încărcare de peste 80% și cu vechime de peste 30 de ani cu altele cu pierderi reduse;
- schimbarea transformătoarelor cu sarcină redusă cu altele de putere mai mică;
- realizarea de noi puncte de injecție din MT (posturi de transformare) cu reducerea lungimii rețelei de JT;
- echilibrări de faze;
- utilizarea în stațiile de transformare a unui număr de transformatoare 1 sau 2, prin care să se asigure pierderi minime;
- montarea de BMP-uri;
- securizarea nișelor firidelor și cutiilor de distribuție;
- schimbarea amplasamentelor contoarelor la parterul blocurilor, în afara apartamentelor, sau la delimitarea proprietăților;
- activarea tuturor sau majorității cablurilor de IT, MT și JT;
- creșterea secțiunii liniilor electrice;

- reducerea încărcării elementelor de rețea prin preluarea consumului de alte elemente noi, sau existente mai puțin încărcate;
- optimizarea schemelor de funcționare la toate nivelurile de tensiune;
- trecerea rețelei la un nivel de tensiune superior față de cel utilizat în prezent;
- înlocuirea grupurilor de măsură cu grad ridicat de uzură care prezintă riscuri privind erori de măsurare/consum fraudulos cu contoare noi, în special sisteme de măsură inteligente care să conducă nu numai la reducerea CPT cat și la creșterea nivelului de digitalizare a rețelei;
- implementarea unor solutii de tip ADMS pentru utilizarea eficientă a rețelei de distribuție în vederea stabilirii schemelor optime de funcționare a rețelelor de distribuție;
- implementarea unor soluții informatice pentru reducerea probabilității erorilor apărute în procesul de facturare;

2.3.5.2 Soluții organizatorice sau legale

E-Distribuție Banat prin personal propriu realizează, în general, verificări în urmă sesizărilor și reclamațiilor clienților, verificări de punere în funcțiune a grupurilor de măsură, verificări periodice, verificări metrologice ale contoarelor de energie electrică și verificări provenite în urmă unor anomalii și neconformități descoperite în sistemul informatic.

Verificările realizate vizează reducerea CPT-ului comercial prin identificarea intervențiilor neautorizate și a defectelor din rețea. Criteriile și acțiunile de verificare sunt analizate și stabilite în cadrul Unității Recuperare Energie și în cadrul Unității Verificări. Principalele acțiuni care au fost desfășurate în ultima perioada sunt:

- Verificări generate de analizele structurate, care analizează situația consumului de energie electrică a diferitelor tipuri de consumatori;
- Verificări generate în urma analizelor parametrilor înregistrați de contoarele ce transmit date de la distanță cu scopul identificării neconformitatilor grupurilor de măsură.
- Verificări realizate împreună cu organele de poliție și/sau jandarmi pentru identificarea în zonele rău famate, a consumatorilor bransați fraudulos la rețeaua de distribuție;

2.4 Analiza potențialului de creștere a eficienței energetice

În tabelul 2.17 sunt prezentate domeniile de utilizare a energiei.

În tabelul 2.18 sunt prezentate ponderile de utilizare a energiei pe domenii de utilizare și locul în ierarhia ocupată în utilizarea energiei în vederea prioritizării acțiunilor necesare.

Tabelul 2.17 Domeniile de utilizare a energiei

Categoria	Sursa de energie	Domenii de utilizare a energiei
I	Energie electrică	1). CPT realizat IT
		2). CPT realizat MT
		3). CPT realizat JT
II	Energie electrică	4). Servicii interne
		5). Sedii administrative
III	Combustibili (motorină, benzină)	6). Transport, logistică, activități conexe
	Gaze naturale + Energie termică	

Tabelul 2.18 Ponderi procentuale ale energiilor utilizate pe domenii de utilizare, din total energie utilizată

Nr. crt.	Domenii de utilizare a energiei	Ponderi procentuale din total energie utilizată	Locul în ierarhia energiilor utilizate
1	CPT IT	7,82%	3
2	CPT MT	26,17%	2
3	CPT JT	61,11%	1
4	Regie proprie – servicii interne	1,76%	4
5	Regie proprie – sedii administrative	1,09%	6
6	Transport, logistică, activități conexe	1,59%	5
7	Încălzire	0,46%	7

Din tabelele de mai sus se poate observa că ponderea cea mai importantă în utilizarea energiei este generată de pierderile de energie din rețeaua de distribuție, volumele semnificative fiind în special în rețeaua de medie și joasă tensiune așa cum a fost prezentată și în capitolul 2.3.

Și pentru celelalte domenii de utilizare diferite de CPT, în ciuda faptului că volumul de utilizare a energiei nu este unul important trebuie avute în vedere măsuri de eficiență energetică alternative cu posibilități de atragere subvenții prin programe locale de finanțare sau programe europene pentru a putea crește eficiența și implicit rentabilitatea proiectelor.

În tabelul 2.19 se prezintă evaluarea valorilor semnificației „S” respectiv stabilirea domeniilor de utilizare semnificativă a energiei, efectuate pe baza datelor deținute de către E-Distribuție referitoare la utilizările energiei și energiile utilizate, a potențialului de optimizare a acestora.

Tabelul 2.19 Ponderi procentuale ale energiilor utilizate pe domenii de utilizare, din total energie utilizată

Activitate	Instalații, facilități asociate	Factori de semnificație				Semnificația S	Domeniu semnificativ
		Criteriul 1 Reglementare/Legal	Criteriul 2 Ponderea în energia totală utilizată	Criteriul 3 Termen scurt Termen mediu Termen lung	Criteriul 4 ED acționează direct / poate sa influențeze		
Distribuția energiei electrice IT	Stații, posturi de transformare și linii	1	1	1	1	4	DA
Distribuția energiei electrice MT	Stații, posturi de transformare și linii	1	2	1	1	5	DA
Distribuția energiei electrice JT	Stații, posturi de transformare și linii	1	2	2	1	6	DA
Servicii interne	Stații	0	0	0	1	1	NU
Activități de gestionare a sediilor, birourilor	Sedii administrative, Unități Operative	0	0	0	1	1	NU
Activități pe teren	Parc auto, echipamente	0	0	0	1	1	NU
Activități de gestionare a sediilor, birourilor	Clădiri	0	0	0	1	1	NU

În tabelul 2.20 se prezintă valoarea CPT pentru anii 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 2021 si 2022

Tabelul 2.20. Valorile CPT pentru perioada 2016-2022

An	CPT [GWh]	CPT [%]
2016	575,591	10,14%
2017	579,093	10,26%
2018	519,526	8,92%
2019	547,477	9,43%
2020	495,239	8,86%
2021	507,599	8,87%
2022	495,499	9,10%

Pentru 2022, tabelul de mai jos arată că cele mai mari valori ale energiilor utilizate în procesul tehnologic (CPT) corespund echipamentelor de JT. Tabelul permite identificarea performanței energetice asociate rețelei, referitor la utilizările semnificative ale energiei.

Tabelul 2.21. CPT pentru anul 2022 defalcat pe cele trei domenii

Nivel de tensiune	CPT[%]	CPT [GWh]	Pondere [%]
ÎT	0,78%	40,757	8,225%
MT	3,13%	136,356	27,519%
JT	12,65%	318,386	64,256%
Total	9,10%	495,499	100 %

Acțiuni necesare pentru reducerea CPT al rețelei de distribuție sunt detaliate în capitolul anterior și se axează pe ambele categorii de CPT tehnic și comercial:

- **CPT tehnic**
 - schimbarea transformatoarelor de putere MT/JT cu incarcare de peste 80% și cu vechime de peste 30 de ani cu altele cu pierderi reduse;
 - schimbarea transformatoarelor cu sarcina redusă cu altele de putere mai mica;
 - realizarea de noi puncte de injecție din MT (posturi de transformare) cu reducerea lungimii rețelei de JT;
 - echilibrari de faze;
 - utilizarea în stațiile de transformare a unui numar de transformatoare 1 sau 2, prin care să se asigure pierderi minime;
 - activarea tuturor sau majorității cablurilor de IT, MT si JT;
 - creșterea secțiunii liniilor electrice;
 - reducerea încărcării elementelor de rețea prin preluarea consumului de alte elemente noi, sau existente mai puțin încărcate;
 - optimizarea schemelor de funcționare la toate nivelurile de tensiune;
 - trecerea rețelei la un nivel de tensiune superior față de cel utilizat in prezent;
 - implementarea unor soluții de tip ADMS pentru utilizarea eficiența a rețelei de distribuție în vederea stabilirii schemelor optime de funcționare a rețelelor de distribuție;
- **CPT comercial**
 - montarea de BMP-uri;
 - securizarea nișelor firidelor și cutiilor de distribuție;
 - schimbarea amplasamentelor contoarelor la parterul blocurilor, în afara apartamentelor, sau la delimitarea proprietăților;
 - achiziții dotări echipe operative cu principal scop creșterea preciziei măsurătorilor efectuate
 - implementare sisteme informatice și dezvoltarea sistemelor actuale în vederea reducerii probabilității erorilor în procesul de citire si facturare;

Acțiunile E-Distribuție destinate îmbunătățirii performanței energetice vor fi cu preponderență orientate spre **reducerea valorilor cu semnificația cea mai mare**.

Deși domeniile servicii interne pentru stațiile/posturile/echipamentele montate în rețea, sedii administrative aferente consumurilor sediilor de birouri, parc auto nu prezintă relevanța privind acțiunile de eficiență energetică totuși E-Distribuție Banat are în vedere și acțiuni adiționale în aceste domenii pentru îmbunătățirea eficienței energetice cum ar fi:

- instalarea de sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în vederea acoperirii parțiale/integrale a consumului;
- instalarea de sisteme fotovoltaice pe clădirile administrative în vederea acoperirii parțiale a consumul de energie;
- trecerea de la utilizarea unui parc auto pe combustibil clasic la un parc auto hibrid (combustibil clasic și/sau electric plug-in);
- utilizarea în cadrul soluțiilor de reabilitare/retehnologizare/modernizare a unor soluții de iluminat de tip LED, aparate de climatizare eficiente;
- optimizarea regimurilor de funcționare pentru echipamentele/aparatele de climatizare din stațiile de transformare/sediile administrative, automatizarea sistemelor de climatizare din sediile administrative;

a. Sisteme Fotovoltaice in stații de transformare

Au fost identificate posibilități de realizare măsură de implementare sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în locațiile indicate în tabelul de mai jos:

Tabelul 2.22. Stații de transformare propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice în perioada 2024-2033

Regiune	Zona	Cod statie	Statia	Energie utilizata medie	Puterea instalata estimata	Energie produsa estimata	Valoare totala investitie
				MWh	kW	MWh	mii lei
EDB	Arad	DB00-1-520035	Curtici	45	1.020	1.224	13.863
EDB	Timisoara	-	Covaci	45	430	516	5.850
EDB	Timisoara	DB00-1-510008	Dumbravita	84	220	264	3.017
EDB	Timisoara	DB00-1-510027	Victoria	42	60	72	843
EDB	Caras	DB00-1-530052	Arena Lupeni	12	100	120	1.387
EDB	Caras	DB00-1-530055	Calan	101	40	48	611
EDB	Arad	DB00-1-520031	Bujac	82	40	48	594

În funcție de programele disponibile pentru finanțare se vor promova și elabora studiile de fezabilitate și documentele de finanțare pentru atragerea de fonduri în vederea realizării proiectelor.

b. Sisteme Fotovoltaice pentru clădiri administrative

Au fost identificate posibilități de realizare măsură de implementare sisteme fotovoltaice pentru sediile administrative în locațiile indicate în tabelul de mai jos:

Tabelul 2.23. Cladiri administrative propuse pentru instalare de sisteme fotovoltaice in perioada 2024-2033

Societate	Județ	Localitate administrativa (UAT)	Adresa postala	Puterea instalata estimata	Energie produsa estimata	Valoare totala investitie
				kW	MWh	mii lei
EDB	Timis	Timisoara	str. Stefan cel Mare, nr. 26 (parte din imobil Pestalozzi)	30	36	464
EDB	Timis	Timisoara	str. Pestalozzi Iohan Heinrich, nr. 3-5, Corp B	30	36	464
EDB	Arad	Arad	bd. Iuliu Maniu, nr. 65-71	30	36	464
EDB	Arad	Arad	bd. Iuliu Maniu, nr. 65-71	30	36	464
EDB	Hunedoara	Petrosani	str. Constantin Mille, nr. 1	30	36	464

În funcție de programele disponibile pentru finanțare se vor promova și elabora studiile de fezabilitate și documentele de finanțare pentru atragerea de fonduri în vederea realizării proiectelor.

c. Trecerea la utilizarea unui parc auto hibrid

Încă din anul 2021 E-Distribuție Banat SA a demarat procesul de inlocuire a parcului auto cu trecerea de la auto din proprietate la auto în leasing cu utilizare de tehnologie hibrid și are planificată în perioada 2023-2033 trecerea treptată de la auto în proprietate la leasing (unde este posibil chiar și pentru auto speciale) iar corelat cu posibilitățile pieței, o trecere la utilizarea unor auto hibride în vedere reducerii consumului de combustibil și a emisiilor de CO₂.

2.5 Analiza regimurilor de funcționare RED

Pornind de la starea tehnică a instalațiilor, comportarea în exploatare descrisă la capitolul 2.2 și din datele referitoare la numărul de incidente și deranjamente înregistrate în perioada 2019-2022, în condițiile în care E-Distribuție Banat a acoperit în totalitate solicitările de extindere a rețelelor și de racordare la rețea a consumatorilor, în perioada menționată se evidențiază faptul că:

La Înalta Tensiune

- Rețeaua de înaltă tensiune în regimurile de funcționare 2019-2022 nu au provocat incidente semnificative în rețea care să conducă la întreruperi de lungă durată a utilizatorilor, un procent de sub 1% din totalul indicatorilor de calitate a serviciului cu cauza în rețea fiind datorat incidentelor în rețeaua și instalațiile de 110 kV .

Acest aspect este datorat faptului ca rețeaua de 110 kV este dimensionată în conformitate cu prevederile codurilor tehnice în prezent putând fi asigurată continuitatea în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor în regimul cu N-1 elemente în funcțiune și datorită lucrărilor de investiții realizate în perioada 2010-2022, prin aceste lucrări creându-se și o flexibilitate în exploatare pentru cazurile de avarii în instalațiile operatorului de transport și asigurând realimentarea utilizatorilor în cel mai scurt timp prin transferarea consumurilor de pe o sursă pe o alta sursă.

În ceea ce privește rețeaua de înaltă tensiune aeriană și comportarea acesteia la evenimente meteo extreme nu au fost înregistrate incidente semnificative care să conducă la întreruperi de lungă durată, fapt datorat în principal lucrărilor de investiții realizate în perioada 2010-2022.

Totodată sunt de semnalat probleme referitoare:

- la vechimea liniilor de 110 kV aeriene care au fost realizate în baza normativelor în vigoare din perioada de dinainte de 1970, fiind necesare o serie de lucrări de înlocuire a stâlpilor de beton, lucrări de consolidare a stâlpilor existenți (prin completare cu elemente lipsă), înlocuirea izolației, consolidare fundațiilor urmare a faptului că în prezent criteriile de dimensionare ale liniilor sunt mult mai exigente comparativ cu cele din perioada în care au fost proiectate
- la rețelele electrice subterane cu izolație în ulei a caror exploatare devine din ce în ce mai dificilă și costisitoare, unde în prezent aprovizionare de cablu cu ulei sau de ulei pentru completarea pierderilor este dificilă. De asemenea aceste rețele generează și un risc privind impactul asupra mediului.

Având în vedere cele menționate anterior se impune modernizare liniilor aeriene și înlocuirea rețelelor electrice subterane corelat cu posibilitățile de realizare (capacitatea operativă a contractorilor, regimurile de funcționare ale rețelei în vederea realizării programelor de mentenanță ale OTS și OD etc).

- În ceea ce privește stațiile de transformare datorită procesului amplu de modernizare/retehnologizare/digitalizare din perioada 2010-2022 nu au fost înregistrate incidente semnificative iar datorită lucrărilor de amplificare nu au fost înregistrate incidente cauzate de suprasarcină transformatoarelor din stații.

Având în vedere impactul semnificativ în cazul apariției unor incidente extinse în stațiile de transformare și în special în stațiile cele mai importante este necesară continuarea lucrărilor de modernizare/retehnologizare/digitalizare.

La Medie Tensiune

- Rețeaua de medie tensiune în regimurile de funcționare 2019-2022 a generat cel mai mare impact în indicatorii de calitate a serviciului cu cauza OD, cca 73% din total.
În ultima perioadă urmare a condițiilor meteo (în special zilelor cu caniculă consecutive) s-a constatat o creștere a numărului de incidente având drept sursă cablurile de medie tensiune.
Chiar și în aceste condiții datorită nivelului de digitalizare ridicat (număr mare de noduri cu posibilitate de comanda de la distanță, linii cu automatizare) și a arhitecturii rețelelor (complex buclată) impactul acestor incidente asupra clienților nu a fost unul ridicat cu excepția unor cazuri punctuale (N-2).
Similar rețeaua de medie tensiune nu a suferit incidente semnificative cauzate de depășirea parametrilor nominali și de serviciu și este de evidentiat îmbunătățirea continuă a indicatorilor de calitate a serviciului din perioada 2019-2022. Aceasta îmbunătățire continuă a fost asigurată în perioada 2019-2022 prin acțiuni de mentenanță (în special defrisari și remedieri de criticitati pe liniile de medie tensiune cu risc ridicat de transformare în incident) și de investiții (investiții țintite pe liniile de medie tensiune cu aport semnificativ în indicatorii de calitate cu costuri semnificative de mentenanță corectivă: înlocuiri de tronsoane cu defecte multiple, injectii noi în liniile de medie tensiune existente, îmbunătățirea continuă a numărului de clienți arondați unui nod telecontrolat și a implementării soluțiilor de automatizare).

La Joasa Tensiune

- Rețeaua de joasă tensiune în regimurile de funcționare 2019-2022 a generat un impact de cca 20-26% din total în indicatorii de calitate a serviciului cu cauza OD din total, în ciuda unui volum ridicat de instalații (impactul fiind mai mic comparativ cu media tensiune).
Similar rețelei de medie tensiune în ultima perioadă urmare a condițiilor meteo (în special zilelor cu canicula consecutive) s-a constatat o creștere a numărului de deranjamente având drept sursă cablurile de joasă tensiune.
Similar rețeaua de joasă tensiune nu a suferit evenimente semnificative cauzate de depășirea parametrilor nominali și de serviciu și este de evidentiat îmbunătățirea continuă a indicatorilor de calitate a serviciului din perioada 2019-2022. Aceasta îmbunătățire continuă a fost asigurată în perioada 2019-2022 prin acțiuni de mentenanță (în special defrisari și remedieri de criticitati pe rețelele de joasă tensiune cu risc ridicat de transformare în deranjamente colective) și de investiții (investiții țintite în rețelele de joasă tensiune cu aport în indicatorii de calitate cu costuri semnificative de mentenanță corectiva).

E-Distribuție Banat elaborează în conformitate cu procedurile interne anual o serie de analize:

- Analize privind riscul operativ din instalațiile și rețelele de distribuție în care este analizată posibilitatea menținerii continuității în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor în regimul de funcționare cu N-2 elemente în funcțiune. Analiza privind riscul operativ în instalațiile E-Distribuție Banat prezintă și nivelul de realimentare prin comandă de la distanță/manual a stațiilor de transformare și a liniilor de medie tensiune. Dacă pentru stațiile de transformare este de avut în

vedere și criteriul N-2 pentru rețeaua de medie tensiune nu este eficientă supradimensionarea pentru asigurarea rezervării rețelelor de medie tensiune pentru nerespectarea criteriului cu N-2 elemente în funcțiune.

De asemenea pentru rețeaua de înaltă tensiune și pentru stațiile de transformare prin personalul de exploatare al instalațiilor a fost evaluate starea tehnică liniile fiind clasificate cu stare “0” instalațiile care necesita lucrări în următorii 5 ani și cu stare “1” instalațiile care necesita lucrări după 5 ani.

Liniile de înaltă tensiune au fost prioritizate în funcție de importanța liniei: linii de buclă între zone, linii care nu respectă normativele de proiectare referitoare la cuolarele de trecere/protecție/siguranță, linii cu probleme privind fluidul(ulei) care generează costuri de întreținere mari.

Totodată pentru prioritizarea lucrărilor se are în vedere și tehnologia echipamentelor existente în stație pentru a reduce riscul cu privire la securitatea personalului de exploatare, dar și consumul înregistrat în stații și numărul de utilizatori racordati în stație.

Un alt aspect important care s-a avut în vedere în vedere la stabilirea lucrărilor necesare pentru retehnologizare și modernizarea rețelelor este legată de indisponibilitatea anumitor tehnologii pentru asigurarea unui nivel de digitalizare ridicat al rețelei (comunicațiile pe suport 3G și 2G indisponibile în viitor).

- Analize privind diagnoza și stabilirea necesarului de intervenții în rețelele de medie tensiune și joasă tensiune pentru îmbunătățirea calității serviciului de distribuție prin descompunerea indicatorilor de calitate a serviciului în vederea identificării unor acțiuni țintite pentru îmbunătățirea acestora atât din punct de vedere operativ cât și din punct de vedere a maximizării beneficiului adus de investiții.

Procedura interna prevede diagnoza comportării în exploatare din ultimii ani ai ciclului de reglementare precedent din punct de vedere al indicatorilor de calitate a serviciului, a numărului de incidente, analiza nivelului de digitalizare a rețelelor de medie tensiune (automatizare, nivel de noduri telecontrolate), descompunerea indicatorilor principali în indicatori secundari și analiza detaliata ulterioara privind cauzele incidentelor (vegetație, cauza componente de rețea, etc), analiza privind evoluția costurilor de mentenanță și a compensatiilor platite catre utilizatorii.

De asemenea si în punctele de alimentare/posturile de transformare trebuie avut în vedere criteriul de asigurare a securitatii personalului de exploatare.

Un alt aspect important care trebuie avut în vedere la stabilirea lucrărilor necesare pentru retehnologizare și modernizarea rețelelor este legata de indisponibilitatea anumitor tehnologii pentru asigurarea unui nivel de digitalizare ridicat al rețelei (comunicația pe suport 3G indisponibilă și 2G indisponibilă în viitor).

Pentru rețeaua de joasă tensiune diagnoza presupune identificarea rețelelor de joasă tensiune cu impact în indicatorii de calitate a serviciului, analiza multicriteriala realizându-se prin luarea în considerare a indicatorilor de calitate, costurilor de mentenanță, compensațiilor plătite pentru calitatea serviciului, numărului de deranjamente individuale și numărului de deranjamente colective.

Pentru rețeaua de medie tensiune, diagnoza presupune identificarea rețelelor de medie tensiune cu impact în indicatorii de calitate a serviciului, analiza multicriteriala realizându-se prin luarea în

considerare a indicatorilor de calitate, costurilor de mentenanță și a compensatiilor platite pentru calitatea serviciului.

Analizele s-au bazat pe datele aferente ultimilor 3 ani (perioada 2020-2022). Pentru prioritizarea intervențiilor pe baza analizei multicriteriale a fost evaluata fiecare linie de medie tensiune și fiecare rețea de joasă tensiune arondata unui post de transformare fiind selectate și analizate în detaliu primele 300 de linii de medie tensiune rezultate ca fiind prioritare pe baza unui scor mediu ponderat rezultat din analiza multicriteriala și primele 500 de rețele de joasă tensiune ale posturilor de transformare, pentru care au fost propuse interventii de îmbunătățire a indicatorilor sau de reducere CPT.

Analize suplimentare au fost realizate pentru identificarea liniilor cu nivel ridicat de încărcare fără depășirea capacității admisibile a acestee și a rețelelor de joasă tensiune cu lungimi mari cu nivel de încărcare ridicat menite să contribuie la reducerea pierderilor de energie din rețea.

Acțiunile identificate urmare a analizei regimurilor de funcționare sunt după cum urmează:

- **modernizarea și re tehnologizarea rețelei de înaltă tensiune și a stațiilor de transformare;**
- **realizarea unor stații noi de transformare si/sau extinderea conexiunilor de medie tensiune pentru realizarea unor linii noi în vederea îmbunătățirii indicatorului de densitate de client/km de linie pentru a îmbunătăți calitatea serviciului de distribuție la utilizatori;**
- **realizarea unor linii noi de medie tensiune pentru reducerea numărului de clienți/ linie care în ultimii ani a crescut datorită trecerii din rural în urban;**
- **modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;**
- **modernizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor) atat aeriene cat și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;**
- **realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecari noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;**
- **înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizarii conducerii de la distanta rețelei care în prezent utilizeaza tehnologie tip 2G și 3G, tehnologii care în viitor nu vor mai fi disponibile;**
- **realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele în care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;**
- **implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;**
- **refacerea bransamentelor și coloanelor în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;**
- **instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat și stabilirea unor acțiuni țintite de investiții și de verificari în teren;**

2.6 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

2.6.1 Analiza privind evoluția producției și a consumului

Referitor la prognoza energiei electrice distribuite și a puterii maxime cu care vor fi încărcate elementele rețelei de distribuție depind în principal următorii factori:

- evoluția socială;
- restructurarea economiei;
- modernizarea tehnologică și restructurarea industrială;
- modificarea condițiilor de viață;
- extinderea utilizării aerului condiționat;
- utilizarea energiei electrice pentru încălzitul locuințelor, spațiilor comerciale, de birouri, industriale, social – culturale și/sau pentru gătit;
- caracteristici ale zonei geografice;
- caracterul consumului urban - rural;
- înregistrările ultimilor ani referitoare la consumul de energie și putere electrică din zona E-Distribuție Banat SA;
- planuri urbanistice generale;
- estimări ale evoluției puterii electrice la VSI, VDV și GNV pentru perioada 2024-2029-2033 transmise către OTS în vederea dimensionării rețelelor de înaltă tensiune și foarte înaltă tensiune;

În perioada 2018-2022 în condițiile care a fost permis accesul la rețea tuturor consumatorilor evoluția energiei distribuite a fost stabilă menținându-se în jurul unei valori anuale de 4,5 TWh. În tabelul 2.24 și în figura 2.7 este prezentată evoluția energiei distribuite 2018-2022.

Tabelul 2.24 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2023

Anul	u.m.	Nivelul tensiune	2018	2019	2020	2021	2022
Energia electrică consumată	[MWh]	Înaltă Tensiune (110kV)	569.439	579.074	535.364	575.796	489.910
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	1.692.917	1.677.666	1.556.451	1.689.373	1.665.828
		Joasă tensiune (0,4kV)	2.158.760	2.185.438	2.240.557	2.307.708	2.196.842
		TOTAL	4.421.115	4.442.179	4.332.373	4.572.878	4.352.580
Energia electrică consumată total	[% din total]	Înaltă Tensiune (110kV)	13%	13%	12%	13%	11%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	38%	38%	36%	37%	38%
		Joasă tensiune (0,4kV)	49%	49%	52%	50%	50%
		TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%
Evoluție	[%]	Înaltă Tensiune (110kV)	-	1,69%	-7,55%	7,55%	-14,92%
		Medie Tensiune (6,10,20 kV)	-	-0,90%	-7,23%	8,54%	-1,39%
		Joasă tensiune (0,4kV)	-	1,24%	2,52%	3,00%	-4,80%
		TOTAL	-	0,48%	-2,47%	5,55%	-4,82%

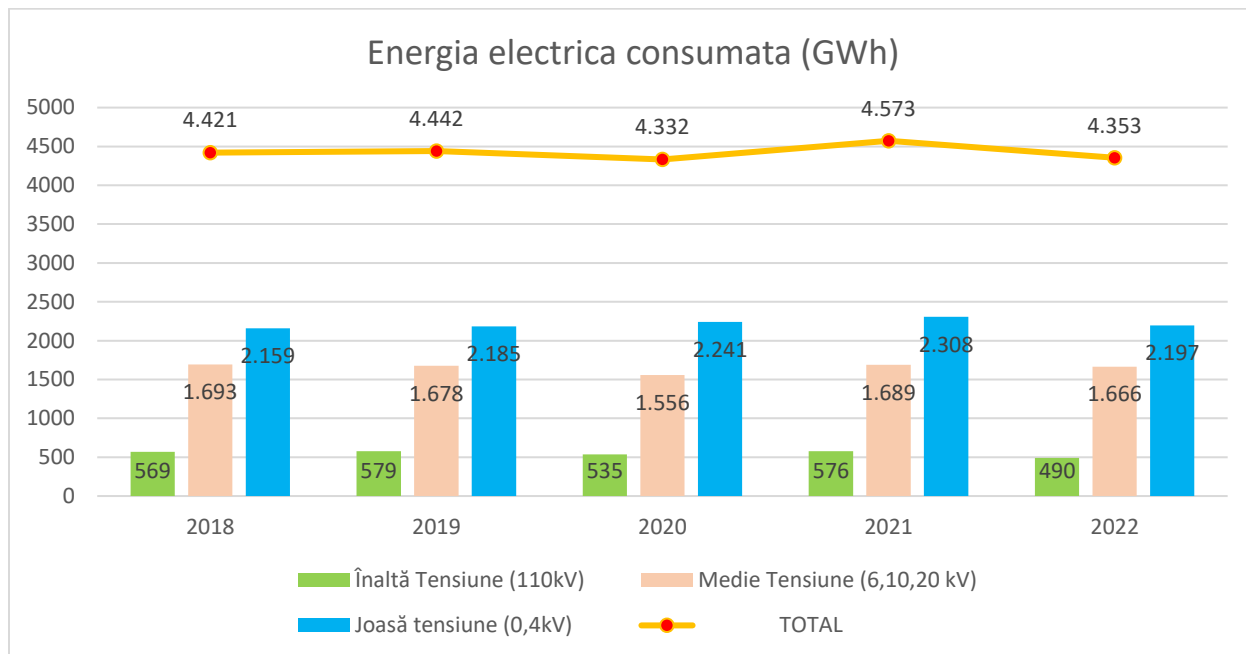


Figura 2.7 Energia electrică distribuită în perioada 2018-2023 pe niveluri de tensiune

Evoluția energiei intrate în contur total și detaliată pe energia produsă, energie primită din RET, primită de la alți OD și injectată de prosumatori de centralele racordate direct la rețeaua OD este prezentată în tabelul 2.25.

Tabelul 2.25 Energia electrică intrată în perioada 2018-2022

An		IT	MT	JT	TOTAL	IT	MT	JT	TOTAL	
Livrată centrale	[GWh]	2018	898	175	8	1.081				
		2019	643	187	8	838	-28%	7%	4%	-22%
		2020	945	210	7	1.162	47%	12%	-6%	39%
		2021	992	195	6	1.193	5%	-7%	-21%	3%
		2022	864	182	5	1.052	-13%	-7%	-13%	-12%
Primit RET	[GWh]	2018	4.411	-	-	4.411				
		2019	4.595	-	-	4.595	4%	0%	0%	4%
		2020	4.325	-	-	4.325	-6%	0%	0%	-6%
		2021	4.276	-	-	4.276	-1%	0%	0%	-1%
		2022	4.126	-	-	4.126	-4%	0%	0%	-4%
Primit alti OD	[GWh]	2018	318	15	-	333				
		2019	357	14	-	371	12%	-8%	0%	11%
		2020	84	16	-	100	-76%	13%	0%	-73%
		2021	236	16	-	252	181%	-1%	0%	152%
		2022	243	13	-	256	3%	-15%	0%	2%
Prosumatori	[GWh]	2018	-	-	-	-				
		2019	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%
		2020	-	-	0	0	0%	0%	0%	0%
		2021	-	-	2	2	0%	0%	1192%	1192%
		2022	-	-	11	11	0%	0%	368%	368%
Total intrat contur	[GWh]	2018	5.647	4.389	2.503	5.825				
		2019	5.613	4.423	2.548	5.804	-1%	1%	2%	0%
		2020	5.369	4.312	2.571	5.588	-4%	-3%	1%	-4%
		2021	5.516	4.525	2.642	5.723	3%	5%	3%	2%
		2022	5.241	4.351	2.517	5.446	-5%	-4%	-5%	-5%

Din datele prezentate mai sus se evidențiază următoarele:

- energia distribuită prezintă valori oscilatorii în jurul valorii de 4,5TWh, anii 2020 și 2021 fiind ani particulari de pandemie care au afectat evoluția;
- energia distribuită la înaltă tensiune înregistrează un trend descendent, la medie tensiune este în creștere, iar joasă tensiune cu excepția anilor de pandemie se menține la o valoare stabilizată de 2,1TWh;
- energia intrată în contur urmărește evoluția energiei distribuite, cu un trend descrescător de la centralele racordate direct la rețeaua OD, o evoluție ascendentă a energiei intrate de la OTS și o evoluție descrescătoare pentru energia intrată de la alți OD;

Analiza privind evoluția necesarului de stații de încărcare și prosumatori

În perioada 2018-2022 referitor la stațiile de încărcare și prosumatori se evidențiază următoarele:

- energia intrată de la prosumatori în prezent este în creștere dar ponderea acestuia din total este nesemnificativă;
- chiar și în condițiile racordării direct la rețea sau în instalațiile de utilizare a stațiilor de încărcare vehiculele electrice și a stațiilor de încărcare pentru alimentarea flotelor destinate transportului public în comun, datorată unui volum redus de stații, nu se evidențiază o creștere a energiei distribuite;

În ceea ce privește evoluția stațiilor de încărcare vehicule electrice, în baza informațiilor prezentate în PNIESC, în perioada 2023-2030, este stimată apariția unui volum de cca 62.000 de stații de încărcare publice/private cu o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de cca 29 MW și la GNV de 39 MW. De asemenea pentru stațiile de încărcare vehicule destinate transportului public (exceptând metroul) a fost estimată apariția 76 de locuri de consum dedicate fiind considerată o putere maxim simultan absorbită totală la VDV/VSI de 35 MW respectiv 68 MW la GNV.

La acest moment nu există suficiente informații privind amplasamentele stațiilor de încărcare pentru vehiculele electrice iar estimarea realizată în anul 2021 privind apariția acestui consum suplimentar nu s-a materializat, impactul noilor racordări din perioada 2021-2022 nefiind sesizabilă și nu au rezultat necesități de dezvoltare semnificativă a rețelei, fiind prevăzute numai lucrări pentru realizarea instalației de racordare.

Prognoza privind evoluția consumului

Având în vedere cele de mai sus metodologia privind estimarea evoluției consumului a fost menținută considerându-se în perioada 2024-2033 consumatorii relevanți cu puteri solicitate mai mari de 1 MW și o creștere naturală de 1,6%/an. Prognoza de creștere de consum este similară cu previziunea de creștere din PNIESC/Strategia Energetică și Planul de Dezvoltare al RET (1,5%/an).

Prognoza privind evolutia producției

Există cereri de racordare în special în zonele Caras-Severin, Timiș și Arad de puteri mari ce vor transforma rețelele din zona în echivalentul unor noduri de tip generator (producție mult mai mare față de consum). Cu solicitarile de racordare în diverse stadii de analiză se prefigurează necesitatea unor întăriri de rețea pentru crearea posibilității de evacuare a întregii puterii solicitate.

În ceea ce privește solicitarile de racordare pentru racordarea producătorilor la rețea sunt înregistrate în diverse stadii un număr de peste 150 de cereri cu o putere solicitată de cca. 2.000 MW.

La acest moment nu există suficiente informații referitoare la proiectele care vor avansa și este dificilă previzionarea producției în viitor. Totuși în analiza efectuată pentru rețeaua de 110 kV au fost considerate solicitarile de racordare aflate la 31.03.2023 în stadiul aviz tehnic de racordare emis și contract de racordare încheiate.

Rezultatele analizei pentru identificarea necesarului de lucrări în rețeaua de înaltă tensiune, în stațiile de transformare, în rețeaua de medie tensiune și în posturile și în rețeaua de joasă tensiune sunt detaliate în capitolul 2.6.2.

Potentialul de consum dispeceerizabil

În urma analizelor de rețea prezentate în capitolul 2.6.2 se evidențiază faptul că nu sunt necesități de a introduce în rețea consum dispeceerizabil datorită faptului că nu se înregistrează deficit de capacitate în instalațiile E-Distribuție Banat din punct de vedere al consumului pentru regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune, la nici unul din orizonturile de timp.

În prezent nu există solicitări pe consum dispeceerizabil în zona E-Distribuție Banat SA.

2.6.2 Analiza rețelei

2.6.2.1 Rețeaua de înaltă de tensiune

Considerații generale

Pentru identificarea necesității de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție ca urmare a prognozei de consum cât și pe baza cererilor de racordare de centrale electrice din surse regenerabile de energie s-au luat în considerare următoarele ipoteze de calcul:

- schema normală de funcționare a rețelei de 110 kV iarna 2022-2023;
- consumul în nodurile rețelei de ÎT utilizate în analizele de load-flow sunt cele rezultate ca urmare a aplicării scenariului de evoluție a consumului pentru perioada 2024-2033, având ca baza de plecare consumurile înregistrate în zilele caracteristice definite la nivelul anului 2022;
- s-a analizat palierul VDV, pentru un orizont de termen mediu (+5 ani) și lung (+10 ani), în acest caz se va considera la VDV curentul admisibil corespunzător temperaturii de 40 °C. Având în vedere limitele termice admisibile ale liniilor de înaltă tensiune în funcție de temperatura mediului

ambiant regimul pentru vârful de dimineață vară este considerat acoperitor pentru celelalte regimuri;

- În stațiile Transelectrica ploturile T/AT s-au considerat pe poziția mediană;
- Centralele fotovoltaice s-au considerat încărcate la 80% din puterea nominală în rețeaua 110 kV din zona E-Distribuție Banat;
- Centralele hidroelectrice s-au considerat încărcate la 100% din puterea nominală în rețeaua 110 kV din zona E-Distribuție Banat;
- Centralele eoliene s-au considerat încărcate la 85% din puterea nominală în rețeaua 110 kV din zona E-Distribuție Banat;
- producătorii cu solutii de racordare la MT s-au considerat racordați pe barele de 110 kV ale stațiilor de transformare;
- s-au implementat noile instalații electrice (stații, linii) conform datelor estimate PIF.

Etape și scenarii de analiza a impactului asupra RED și a elementelor de rețea ce asigură interfață cu RET

Analizele au fost realizate pentru următoarele etape și scenarii:

- **Etapa 2024:**
 - Prognoză consum fără producție de energie electrica în RED 110kV si RED MT;
 - Prognoză consum și producție de energie electrica in RED 110kV și RED MT (producatori PIF);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;
- **Etapa 2028:**
 - Prognoză consum fără producție de energie electrică în RED 110kV si RED MT;
 - Prognoză consum și producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT (producatori PIF și cei cu CR/ATR valabile la data de 31.03.2023);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;
- **Etapa 2033:**
 - Prognoză consum fără producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT;
 - Prognoză consum și producție de energie electrică în RED 110kV și RED MT(producatori PIF și cei cu CR/ATR valabile la data de 31.03.2023);
 - S-au implementat noile linii și stații 110kV;

Rezultate analize

Utilizand datele de consum înregistrate la ziua caracteristică de vara 2022 la care s-a aplicat un coeficient de crestere anuală de 1,6%, respectiv luand în considerare consumatorii/producatorii conform scenariilor definite anterior s-au obținut următoarele:

Etapa 2024

S-au luat în considerare noile instalații rezultate ca fiind necesare ca urmare a unor cereri de racordare:
Lucrari de crestere a capacitații de racordare:

- Stația de transformare 110 kV/20 kV - Covaci cu racordurile 110 kV aferente LEA 110 kv d.c Sacalaz - Ortisoara;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuata conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune până la data de 31.03.2023 cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2024 sunt prezentate în tabelul 2.26

Tabelul 2.26 Prognoză consum / SRE PIF

Județ	2024			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	153	40	-	-
Caras-Severin	62	89	-	-
Hunedoara	114	41	-	-
Timis	342	62	-	-

Astfel în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalatii electrice cât și datelor de intrare de consum și producție nu s-au identificat depasiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini in RED 110 kV E-Distribuție Banat.

La nivel de interfața cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica atât în regimul cu N elemente în funcțiune cât și în regimul cu N-1 elemente în funcțiune.

Etapa 2028

Suplimentar față de 2024 s-au luat în considerare lucrarile de crestere a capacitații de racordare:

- Stația de transformare 110 kV/20 kV – Ineu cu racordurile 110 kV aferente Pancota Ineu și Ineu - Sebis;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuata conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune, contractelor de racordare, avizelor tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2023, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2028 sunt prezentate în tabelul 2.27.

Tabelul 2.27 Prognoză consum / SRE PIF, CR, ATR

Județ	2024			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	169	40	8	135
Caras-Severin	66	89	22	149
Hunedoara	122	41	25	54
Timis	370	62	4	180

În urma verificărilor nivelului de tensiune în nodurile rețelei din zona Arad s-au identificat creșteri peste limitele admisibile generate de racordurile în LES ale noii stații Ineu:

- LES 110kV Pancota-Ineu 25km
- LES 110kV Ineu-Sebis 27km

Pentru normalizarea tensiunilor din zona Arad afectate de apariția noilor instalații se propune spre analiza instalarea a doua bobine de compensare a energiei reactive fiecare având puterea de 40MVar. O bobina se va instala în stația Pancota iar cealalta în stația Sebis.

Astfel în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cat și datelor de intrare de consum și producție nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție Banat.

La nivel de interfața cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica atât în regimul cu N elemente în funcțiune cat și în regimul cu N-1 elemente în funcțiune.

Etapa 2033

S-au luat în considerare noile instalații rezultate ca fiind necesare pentru creșterea siguranței în alimentare a utilizatorilor:

- LEA 110 kV Giulvaz – Deta;

Situația energetică din punctul de vedere al puterii aprobate a fi evacuată conform certificatelor de racordare al SRE (surse regenerabile de energie) ce sunt puse în funcțiune, contractelor de racordare, avizelor tehnice de racordare valabile la data de 31.03.2023, cât și al prognozei de consum la nivelul anului 2033 sunt prezentate în tabelul 2.28.

Tabelul 2.28 Prognoză consum / SRE PIF, CR, ATR

Județ	2024			
	Consum	SRE - PIF	SRE - CR	SRE - ATR
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Arad	191	40	8	135
Caras-Severin	72	89	22	149
Hunedoara	132	41	25	54
Timis	409	62	4	180

Astfel în ipotezele de calcul cu considerarea noilor instalații electrice cât și datelor de intrare de consum și producție nu s-au identificat depășiri ale benzii de tensiune sau suprasarcini în RED 110 kV E-Distribuție Banat.

La nivel de interfață cu RET, nu s-au identificat suprasarcini pe transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile Transelectrica atât în regimul cu N elemente în funcțiune cât și în regimul cu N-1 elemente în funcțiune.

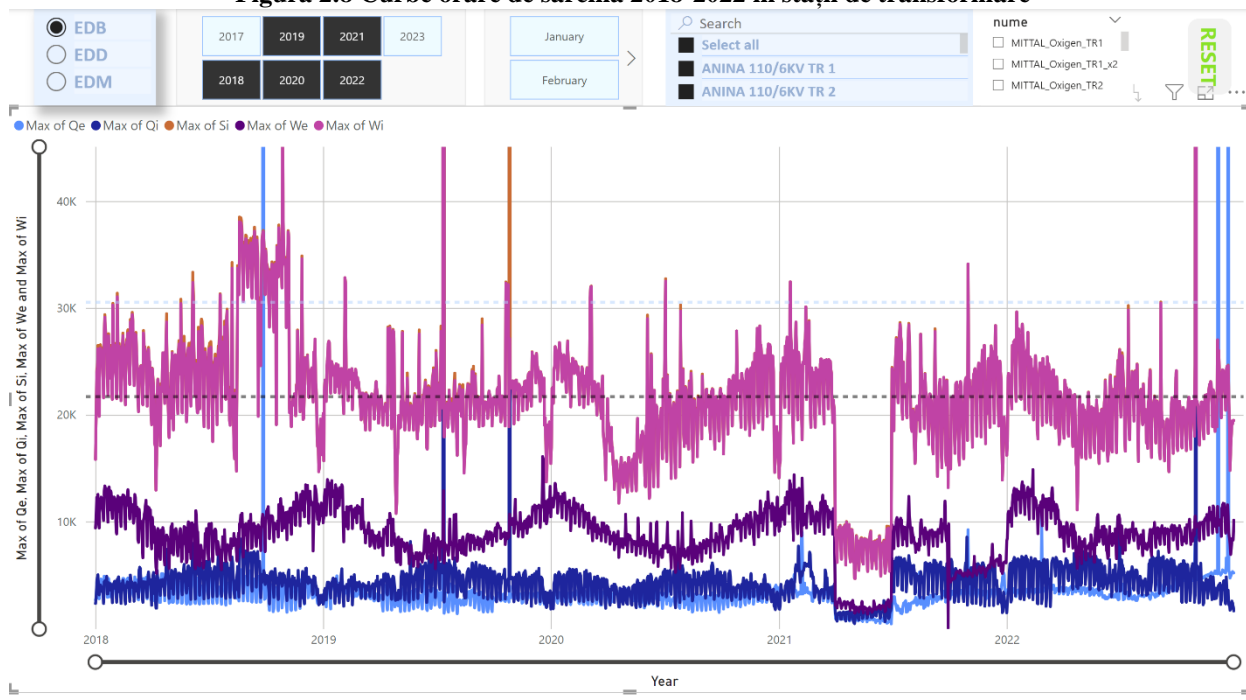
2.6.2.2 Stațiile de transformare IT/MT

În baza procedurilor interne SC E-Distribuție Banat analizează nivelul de încărcare/utilizare a stațiilor de transformare IT/MT pe termen scurt și termen mediu (5 ani, 2024-2028) utilizând principii similare privind estimarea evoluției consumului considerându-se cererile de consumatori relevanți și o creștere naturală a consumului de 1,6%. Comparativ cu analiza rețelei de înaltă tensiune unde s-au folosit date la ziua caracteristică pentru realizarea prognozelor pentru transformatoarele din stațiile de transformare au fost realizate analize pornind de la vârful de sarcină înregistrat de contoarele instalate pentru măsură energiei tranzitate prin transformator.

Pentru estimarea riscului operativ aferent stațiilor de transformare E-Distribuție Banat a dezvoltat cu resurse interne un instrument de monitorizare a evoluției consumului de energie orară din citirile înregistrate pe contoarele din stație, care oferă posibilitatea personalului E-Distribuție Banat să identifice magnitudinea problemei de depășire a puterii garantate pe stațiile de transformare, numărul de ore și pentru monitorizarea schimbării comportamentului utilizatorilor racordați la rețea în contextul viitor al apariției prosumatorilor, al stațiilor de încărcare vechiule electrice publice/private, al trecerii la soluții de climatizare electrică cu pompe de cădură pentru care sarcina ar depăși puterea garantată la nivelul stației.

În figura 2.8 se prezintă evoluția curbelor orare de sarcină înregistrate pe stațiile de transformare (cu citiri disponibile în perioada 2018-2022) linia de tendință la nivel de putere absorbită orară fiind în descreștere.

Figura 2.8 Curbe orare de sarcina 2018-2022 în stații de transformare



Din analizele realizate de către E-Distribuție Banat în regim normal de funcționare pentru criteriul cu N elemente în funcțiune se înregistrează suprasarcini pentru consum la niciunul din orizonturile de timp 2024-2028-2033. În tabelul de mai jos sunt prezentate stațiile al căror nivel de utilizare depășește 50% din capacitate în regimul cu N elemente în funcțiune.

Tabelul 2.29 Stații cu nivel de încărcare peste 50% în regimul cu N elemente

Denumire stație	Tensiune nominala [kV]		Nivel de utilizare		
	Infasurare primara	Infasurare secundara	2024	2028	2033
BUZIAS	110	20	52%	56%	60%
CETATE	110	20	47%	50%	55%
GIULVAZ	110	20	59%	63%	68%
I.U.R.T. LUGOJ	110	20	52%	55%	60%
LONEA	110	6	51%	54%	58%
LOVRIN	110	20	54%	57%	62%
MURESEL	110	20	56%	60%	65%
PADUREA VERDE	110	20	45%	48%	52%
PINCOTA	110	20	73%	78%	84%
VICTORIA	110	10	56%	60%	65%

În urma analizelor efectuate pentru regimul cu N-1 elemente în funcțiune pentru consum sunt identificate stații de transformare la orizontul 2033 cu depășirea puterii garantate și de asemenea sunt identificate probleme în instalațiile de transformare echipate cu un singur transformator, după cum sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabelul 2.30 Stații identificate cu criticități

Denumire stație	Tensiune nominala [kV]		Putere garantata [MVA]	Nivel de utilizare		
	Infasurare primara	Infasurare secundara		2024	2028	2033
ARMENIS	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
BUZIAS	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
CETATE	110	20	16	118%	126%	137%
GIULVAZ	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
I.U.R.T. LUGOJ	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
ILIA	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
JIMBOLIA	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
LOVRIN	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
PADUREA VERDE	110	20	40	89%	95%	103%
PAULIS	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
PECICA	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
PINCOTA	110	20	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0
POLTURA	110	20	25	84%	90%	98%
VICTORIA	110	10	-	1 TRAF0	1 TRAF0	1 TRAF0

În analizele realizate pentru stațiile de transformare au fost identificate ca măsuri necesare următoarele:

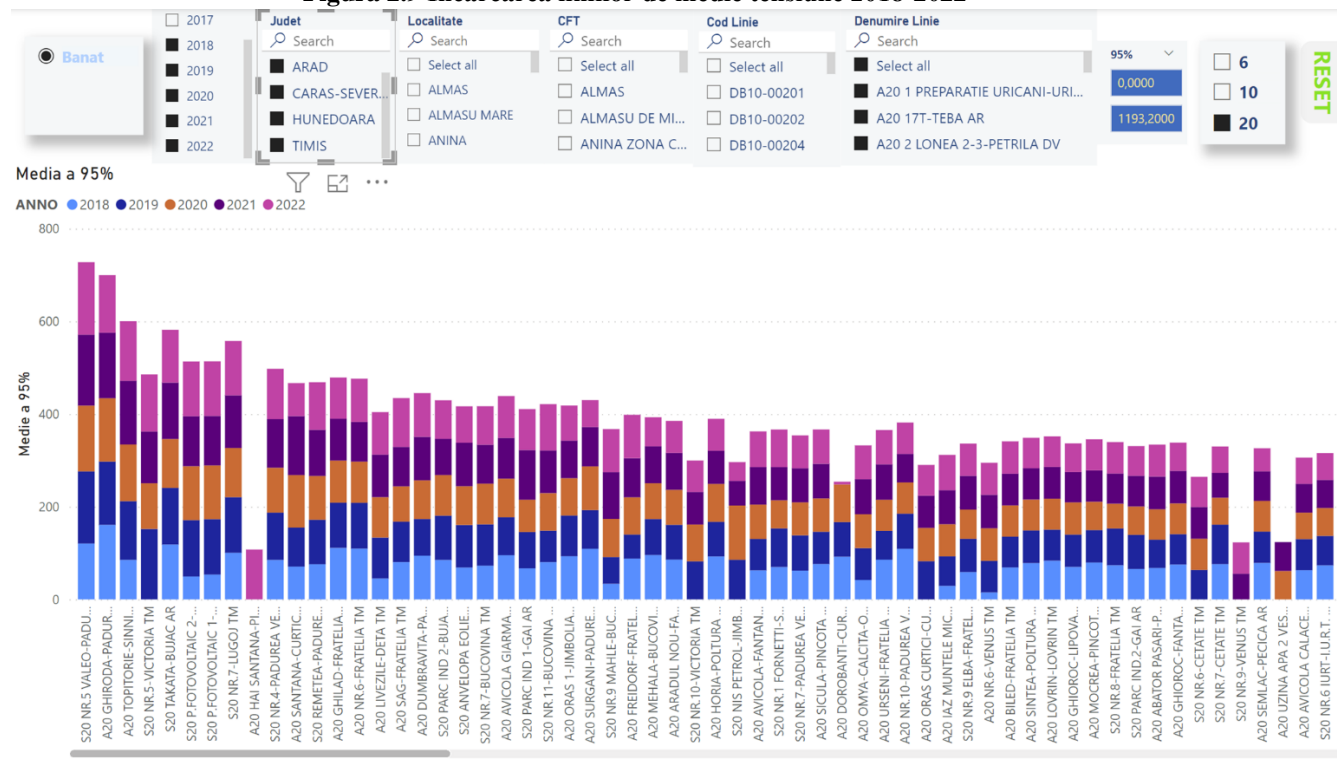
- Pentru stațiile Buzias, Giulvaz, Jimbolia, Lovrin, Pecica echipate cu un singur transformator ÎT/MT ce nu permit preluarea integrala a consumului prognozat sunt prevazute urmatoarele lucrari de amplificare a puterii instalate:
 - statia Buzias : de la 1x16 MVA la 2x16MVA;
 - statia Giulvaz: de la 1x16 MVA la 2x16MVA;
 - statia Jimbolia: de la 1x16 MVA la 2x16MVA;
 - statia Lovrin: de la 1x16 MVA la 2x16MVA;
 - statia Pecica : de la 1x25 MVA la 1x25MVA + 1x16MVA;
- Stația Pincota se va descarca dupa realizarea viitoarei stații Ineu prin realizarea unor linii de 20kV asigurand rezerva de putere pe MT în cazul indisponibilitații transformatorului existent.
- Pentru stația Pădurea Verde se va realiza descărcarea consumului prin 2 linii de medie tensiune din stația de transformare Covaci;
- Având in vedere gradul de încărcare al transformatoarelor din stația de transformare Poltura la etapa 2033 și consumul ce poate fi preluat pe medie tensiune nu necesită lucrări de întărire;
- Stațiile de transformare Armenis, I.U.R.T. Lugoj, Ilia, Paulis, Victoria se pot prelua integral pe medie tensiune. Nu necesită lucrari de întarire în scenariile de prognoză analizate.

- În vederea asigurării consumului prognozată al utilizatorilor din stația Cetate este necesară amplificarea puterii instalate în transformatoarele de ÎT/MT, lucrare ce va fi promovată din surse pe fonduri europene.
Lucrarea de amplificare a stației va fi corelată cu un alt proiect propus ca finanțare din fonduri europene, de trecere la 20kV a rețelei existente de 10kV.
Lucrarea presupune instalarea unui nou transformator de 110/20kV, 40MVA respectiv utilizarea la 20kV a transformatoarelor existente 110/20/10kV de 40 și 25 MVA, după realizarea lucrării de trecere la 20kV din zona.

2.6.2.3 Linii de medie tensiune

E-Distribuție Banat a dezvoltat cu resurse proprii sisteme de analiză pentru încărcarea liniilor de medie tensiune, sisteme pentru care ilustrăm extras în figura 2.9.

Figura 2.9 Încărcarea liniilor de medie tensiune 2018-2022



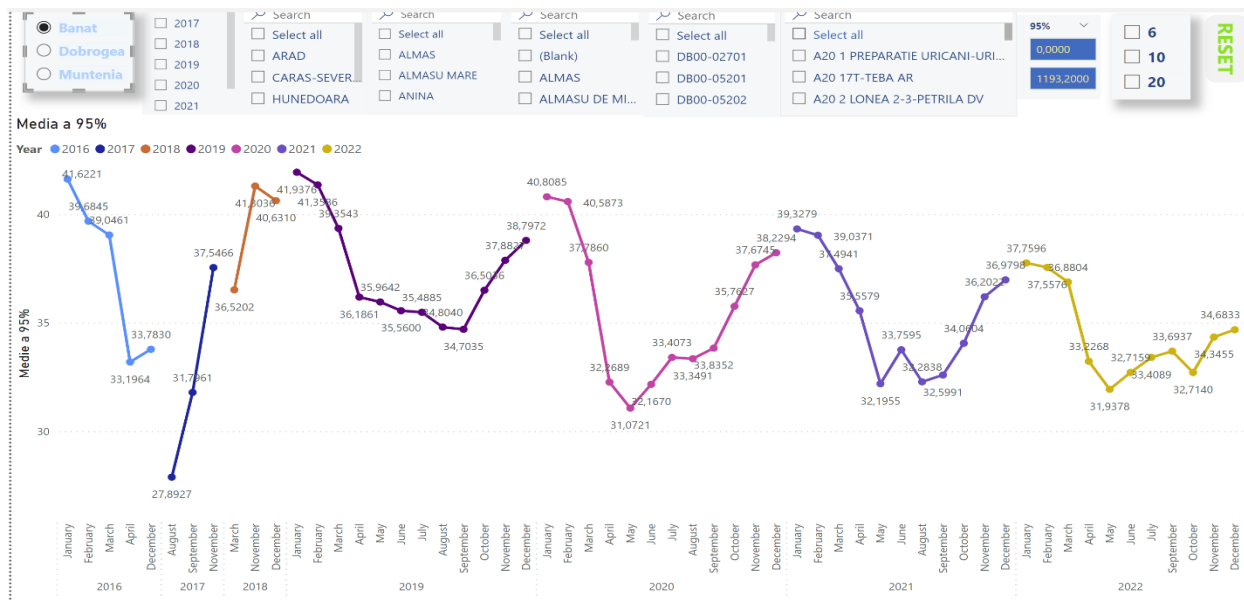
Se remarcă din analiza efectuată cu încărcările din perioada 2018-2022 un nivel relativ constant al încărcării liniilor de medie tensiune, puține din liniile analizate înregistrând o creștere constantă a sarcinii. Liniile înregistrează un nivel de încărcare sub 65% din capacitatea acestora existând încă rezervă pentru racordare utilizatori cu puteri mici conform Ordinului 102/2015 și normelor tehnice interne ale operatorului de distribuție privind stabilirea soluțiilor de racordare în așa fel încât să nu fie afectată calitatea serviciului de distribuție a utilizatorilor să nu conducă la creșterea nivelului de pierderi în rețea.

Din analiza încărcărilor în perioada 2018-2022 pentru regimul de funcționare la schemă normală, liniile cu încărcări de peste 60% din capacitate în anul 2022 sunt următoarele:

- Linia S20 Valeo Padurea Neagra linie dedicată unor consumatori industriali;
- Linia A20 Topitorie Sinnicolau Mare TM linie dedicată unor consumatori industriali;
- Linia A20 Ghiroda-Padurea Verde TM se va descarca prin realizarea unui circuit nou din stația Padurea Verde;
- Linia S20 Nr5 Victoria TM se va descarca prin realizarea unui circuit nou din stația Venus;
- Linia S20 P.Fotovoltaic 2 Sebis AR linie dedicată unui producător;
- Linia S20 P.Fotovoltaic 1 Sebis AR linie dedicată unui producător;
- Linia S20 Takata -Bujac AR linie dedicată unor consumatori industriali;
- Linia S20 Nr.4 -Padurea Verde TM se va descarca prin realizarea unui circuit nou din stația Covaci;
- Linia A20 Hai Santana -Pincota AR linie dedicată unor consumatori industriali;
- Linia S20 Remetea -Padurea Verde TM se va descarca parțial pe linia Ghiroda, după descarcarea acesteia prin circuitul nou din stația Padurea Verde;
- Linia S20 Nr.11 Bucovina TM se va descarca prin realizarea unui circuit nou din stația Covaci;

În cazul abaterilor de la schema normală nu au fost identificate probleme semnificative, iar în situația unor solicitări noi de racordare cu soluție în liniile de MT sau la joasă tensiune în rețeaua aferentă posturilor ale consumatorilor care vor conduce la suprasarcini ale liniilor de MT vor fi incluse în categoria lucrărilor de întărire generice incluse în programele de investiții ca obligație legală.

E-Distribuție Banat a dezvoltat prin resurse interne instrumente de monitorizare a sarcinilor înregistrate pe liniile de medie tensiune prezentate în figura de mai jos:



2.6.2.4 Posturile de transformare și rețeaua de joasă tensiune

La nivelul posturilor de transformare puterea instalată în transformatoarele din posturi este de 2208 MVA, pe zone fiind după cum urmează:

- Arad: 525 MVA
- Hunedoara : 450 MVA
- Caras-Severin: 246 MVA
- Timis: 948 MVA

După cum a fost prezentat în capitolele anterioare energia distribuită la joasa tensiune în anul 2022 la nivel întregii companii a fost de 2,19 TWh, pe zone de rețea fiind după cum urmeaza:

- Arad: 0,52 TWh
- Hunedoara : 0,42 TWh
- Caras-Severin: 0,27 TWh
- Timis: 0,98 TWh

iar timpi de utilizare a sarcinii maxime la nivel de rețea sunt:

- Arad: 5.300 ore
- Hunedoara : 4070 ore
- Caras-Severin: 5161 ore
- Timis: 5715 ore

rezultand astfel o putere maxima de:

- Arad: 98 MW
- Hunedoara : 103 MW
- Caras-Severin: 52 MW
- Timis: 171 MW

un nivel de încărcare mediu pe transformator de cca

- Arad: 20%
- Hunedoara : 25 %
- Caras-Severin: 23 %
- Timis: 20%

Din analiza de mai sus încărcarea medie a posturilor de transformare nu depășeste capacitatea transformatoarelor, iar în cazul situațiilor punctuale care vor apărea în perioada 2024-2033 acestea vor fi tratate prin rotiri de transformatoare sau lucrări de întarire rețea prin amplificarea transformatoarelor sau prin realizarea unor noi posturi de transformare.

De asemenea rețeaua de joasă tensiune este dimensionată coordonat cu capacitatea posturilor de transformare, încărcarea la nivelul rețelei neluand în considerare coeficientul de simultanietate de la nivelul transformatoarelor din post fiind de:

- Arad: 123 MW
- Hunedoara : 128 MW
- Caras-Severin: 65 MW
- Timis: 214 MW

2.7 Analiza capacității pe termen lung a RED de a satisface solicitările de racordare la rețea pe baza planurilor generale/zonale de urbanism transmise de autoritățile locale

În baza solicitărilor transmise de OD pentru a se identificat zonele în care se estimează o creștere a consumului în următorii ani din planurile urbanistice ale autorităților locale, nu s-au primit răspunsuri din partea autorităților.

De la începutul anului până în prezent au fost înregistrate la E-distribuție Banat un număr de 23 de cereri de extindere de rețea, 14 dintre acestea având documentație completă.

2.7.1 Solicitari de extinderi de rețea de interes public din partea autorităților locale

Ca urmare a solicitărilor către autoritățile locale nu s-au primit până la această dată răspunsuri cu informații referitoare la necesarul de extinderi de rețele/electrificări, dar pe măsură ce vom primi solicitări din partea acestora le vom da curs conform cadrului legal/reglementare existent.

Pe zona Banat în perioada 2018-2022 în cadrul procesului de extinderi sau electrificări se remarcă faptul că autoritățile locale optează pentru realizarea lucrărilor cu contracte încheiate direct cu executorii (conform cadrului de reglementare în vigoare) iar la finalizarea lucrărilor solicită predarea instalațiilor către operatorul de distribuție îngreunând astfel alocarea resurselor în timp pentru operatorul de distribuție. OD a făcut eforturi pentru alocarea resurselor necesare preluării instalațiilor conform solicitărilor autorităților cu respectarea cadrului legal.

Pentru cererile primite până la această dată există capacitatea în rețea de a prelua integral consumul aferent solicitărilor transmise de extinderi aflate în lucru la E-Distribuție Banat SA.

Realizarea extinderilor pentru rețelele electrice de interes public se face cu respectarea cadrului legislativ în domeniu și a cadrului de reglementare emis de autoritatea competentă de reglementare.

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale și prin Ordinul 36/2019 pentru aprobarea Metodologiei pentru evaluarea condițiilor de finanțare a investițiilor pentru electrificarea localităților ori pentru extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

La solicitarea autorităților administrației publice locale sau centrale, în baza planurilor de dezvoltare regională și de urbanism, operatorul de distribuție asigură dezvoltarea și finanțarea rețelei electrice de distribuție pentru electrificarea localităților, ori pentru extinderea rețelelor de distribuție în zona acoperită de contractul de concesiune, respectiv de licență, pe care acesta o deține în condiții de eficiență a investițiilor.

Operatorul de distribuție elaborează studiu de fezabilitate după depunerea de către Autoritatea publică a cererii însoțită de documentația completă conform prevederilor legale. Studiul de fezabilitate conține:

- soluția tehnică;
- costurile pentru realizarea lucrărilor stabilite pe baza de deviz general;
- valoarea totală estimată a investiției, I_{total} ;
- evaluarea lucrărilor de investiții din punct de vedere al eficienței economice prin cota $I_{eficient}$.

La elaborarea studiului de fezabilitate pentru stabilirea valorii totale I_{total} se au în vedere:

- lucrările de refacere a rețelei electrice de distribuție existente sau de înlocuire a unor elemente ale rețelei existente, prin care sunt alimentați utilizatori existenți, sunt lucrări de modernizare/retehnologizare/reabilitare;
- lucrările necesare în rețeaua existentă pentru asigurarea condițiilor tehnice în vederea racordării noilor locuri de consum sunt lucrări de întarire pentru racordarea consumatorilor;
- costurile pentru realizarea lucrărilor în rețelele de distribuție existente se finanțează exclusiv de operatorul de distribuție și nu se includ în valoarea I_{total} .

În perioada 2024-2033, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2022 se va prevedea în programele de investiții, cota parte din valoarea investițiilor pentru coparticiparea la lucrările de extindere rețele de interes public ca urmare a solicitărilor autorităților administrației publice.

Ca urmare a consultării cu autoritățile publice locale referitor la dezvoltările pe baza planurilor generale/zonale de urbanism cota prevăzută de reglementările în vigoare acoperă integral cererile actuale și cererile viitoare transmise de autoritățile locale.

2.7.2 Racordarea producătorilor de energie regenerabilă

Ca urmare a solicitărilor către autoritățile locale nu s-au primit până la această dată răspunsuri cu informații referitoare la necesarul de dezvoltare proiecte din surse regenerabile de energie, dar pe măsură ce vom primi solicitări din partea acestora le vom da curs conform cadrului legal/reglementare existent.

Racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public se face cu respectarea cadrului legislativ în domeniu.

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale, Ordinul ANRE nr 59/2013 Regulamentul privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public actualizat cu modificările și completările ulterioare, Ordinul nr. 11/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare pentru aprobarea tarifelor și indicilor specifici utilizați la stabilirea

tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de interes public dar și de alte acte normative prevazute în legislația în vigoare.

Noile cereri de racordare ale locurilor de producere sau locurilor de consum și producere de energie electrică sunt prezentate de către producător direct/prin împuternicit în numele și pe seama solicitantului, către E - Distribuție Banat SA.

Stabilirea soluției de racordare se face pe baza de fișă de soluție/studiului de soluție în conformitate cu prevederile legale în vigoare, nivelul de tensiune și punctul de racordare la rețea, atunci când există posibilitatea de racordare.

Punctul de delimitare se stabilește (de comun acord cu utilizatorul) la limita de proprietate, astfel încât rețelele electrice amplasate pe domeniul public să fie deținute, de regulă, de către operatorul de rețea și să se evite amplasarea instalațiilor operatorului de rețea pe proprietatea utilizatorului, conform prevederilor legale.

Având în vedere faptul că racordarea capacităților de producere inclusiv a microgeneratoarelor/integrarea generării distribuite conduce la îmbunătățirea eficienței energetice, se acordă o importanță deosebită tuturor solicitărilor pentru racordarea la rețea electrică de distribuție de noi capacități de producere, inclusiv microgeneratoare, cu urmărirea cu precădere a următoarelor aspecte:

- respectarea cerințelor generale din documentul intern Instrucțiunea operativă “**Reguli tehnice privind verificările preliminare de racordare la RED a instalațiilor de producere, producere/consum, sporuri de putere și instalații de stocare**”
- identificarea punctului optim comun de cuplare pentru fiecare capacitate de producere;
- analiza impactului asupra calității serviciului de distribuție în așa fel încât o dată cu racordarea noilor capacități de producere să nu fie afectată calitatea serviciului de distribuție pentru consumatorii existenți racordați la rețeaua electrică de distribuție;
- analiza impactului asupra pierderilor de energie electrică la racordarea noilor capacități de producere inclusiv de microgeneratoare;
- cu cât diferența dintre energia produsă din surse de generare distribuită și energia consumată este mai mare decât energia consumată, cu atât pierderile de rețea sunt mai mari.

Lucrări conexe racordării producătorilor de energie regenerabilă

În situația în care una sau mai multe soluții stabilite prin documentație prevăd lucrări de întărire a rețelei electrice, în documentație se analizează și se prezintă, pentru fiecare asemenea soluție în parte, valoarea puterii maxime care poate fi aprobată fără realizarea lucrărilor de întărire.

În avizul CTE/avizul CTES/fișa de soluție vor fi prezentate următoarele informații:

- lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării puterii aprobate exclusiv pentru locul de producere (pentru toți producătorii indiferent de putere) și lucrări de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de producere (pentru producători cu puteri mai mari de 100 kVA în cazul în care sunt producătorii noi și pentru sporuri de putere de până la 200 kVA pentru producătorii existenți);
- în funcție de tipul lucrărilor N sau N-1;
- în funcție de operatorul în gestiunea caruia sunt necesare (în RED/RET/alti OD);

- costul și termenul posibil estimat de realizare a acestora în funcție de clasificările de mai sus;
- cota de participare (Ti) a utilizatorului la lucrările de intarire calculata în conformitate cu legislația în vigoare;
- pentru cazurile în care sunt lucrări și în instalațiile operatorului de transport și sistem sau ale altor operatori, acestia vor menționa durata estimata de realizare. Pentru situațiile în care componenta Ti se determina pe baza de deviz general, valoarea totală va fi suma tuturor lucrărilor cu evidențierea costurilor pentru fiecare operator. În cazul în care componenta Ti este calculată pe bază de indici specifici conform reglementarilor actuale, iar formula de calcul nu conține și indicele aferent rețelei în care necesita lucrări (ex. Racord în MT cu lucrări de întărire în RET) sau valoarea alocata unui indice este necesar a fi împărțit între 2 OD, E - Distribuție Banat se va solicita punctul de vedere al ANRE pentru a stabili modalitatea de alocare a componentei Ti între operatorii de rețea.

2.7.3 Dezvoltarea ansamblurilor de locuințe

Ca urmare a solicitărilor către autoritățile locale nu s-au primit până la această dată răspuns cu informații referitoare la dezvoltarea de ansambluri de locuințe, dar pe măsură ce vom primi solicitări din partea acestora le vom da curs conform cadrului legal/reglementare existent.

Realizarea rețelelelor electrice de interes public pentru alimentarea cu energie electrică a ansamblurilor de locuințe se face cu respectarea cadrului legislativ în domeniu și a cadrului de reglementare emis de autoritatea competentă de reglementare.

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale și prin Ordin ANRE nr 59/2013 de aprobare a Regulamentul privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

Pentru ansamblurile de locuințe dezvoltatorul va depune o cerere pentru realizarea rețelei electrice de interes public.

După elaborarea soluțiilor E - Distribuție Banat, conform Ord 59/2013 cu modificările și completările ulterioare propune dezvoltatorului un contract pentru realizarea instalației electrice de interes public în care sunt menționate:

- condițiile de finanțare de către dezvoltator a cheltuielilor efectuate de E-Distribuție Banat, pentru realizarea rețelei electrice de interes public necesare pentru racordarea utilizatorilor individuali. Contravaloarea realizării rețelei electrice va fi plătită de catre beneficiar în una sau mai multe tranșe;
- condițiile de realizare a rețelei de către E - Distribuție Banat;
- condițiile de restituire a costurilor de realizare a rețelei electrice, achitate de dezvoltator, de către E - Distribuție Banat SA, în condiții de eficiență economică în conformitate cu prevederile legale.

După elaborarea PT-CS, obținerea autorizației de construire, execuția și recepționarea instalației de racordare aferente fiecărei etape de dezvoltare a ansamblului/întregului ansamblu/bloc, utilizatorii individuali vor depune cereri de racordare individuale pentru fiecare loc de consum în parte (casă/apartament/părți comune). E-Distribuție Banat restituie dezvoltatorului o cotă din contravaloarea

cheltuielilor cu finanțarea lucrărilor de realizare a rețelei electrice de interes public necesare pentru racordarea utilizatorilor individuali din ansamblu, efectuate conform contractului prevăzut la pct. 4.1, numai după ce dezvoltatorul face dovada vânzării a cel puțin 80% din numărul total al locurilor de consum din ansamblu, pentru alimentarea cărora s-a realizat rețeaua respectivă.

Restituirea cotei se va face la solicitarea dezvoltatorului și în condițiile îndeplinirii celor precizate la alineatul anterior, printr-un act adițional la contract.

Valoarea care se restituie dezvoltatorului se stabilește în baza unei analize de eficiență economică. În cazul în care valoarea lucrărilor, rezultată în urma negocierii directe între dezvoltator și constructor, este mai mare decât valoarea cu care Operatorul ar fi putut realiza lucrarea la momentul încheierii contractului de execuție pentru realizarea Rețelei, în baza contractelor încheiate în urma unor proceduri de achiziție publică, Cota care se restituie utilizatorului va fi cea cu care Operatorul ar putea executa lucrarea.

În perioada 2024-2033, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2022 se va prevedea în programele de investiții, cotă parte din valoarea investițiilor pentru realizarea rețelelor electrice de interes public pentru alimentarea ansamblurilor de locuințe.

2.7.4 Lucrări de întărire necesare pentru racordarea consumatorilor/dezvoltatorilor/ producătorilor și lucrări pentru racordarea obiectivelor de interes public local și obiective strategice de siguranță națională

Cadrul legal este în principal definit prin Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale, prin Ordinul ANRE nr 59/2013 de aprobare Regulamentul privind racordarea consumatorilor la rețelele electrice de interes public actualizat public cu modificările și completările ulterioare, Ordinul nr. 11/2014 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările aduse prin Ordinul 87/2014 și Ordinul 141/2014 pentru aprobarea tarifelor și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de interes public, dar și de alte acte normative prevăzute în legislația în vigoare.

Pentru situațiile în care, ca urmare a solicitărilor de racordare la rețeaua electrică de distribuție a unui utilizator (consumator)/dezvoltator și după elaborarea studiului de soluție, în soluția de racordare sunt necesare lucrări de întărire în conformitate cu prevederile legale, informează prin oferta de racordare pe care o face prin avizul tehnic de racordare, termene posibile de realizare a lucrărilor respective și puterea maximă care poate fi aprobată fără realizarea acestora.

În perioada 2024-2033, conform prevederilor Ord. ANRE nr. 98/2016, se va prevedea în programele de investiții, cota parte din valoarea investițiilor pentru la lucrările de întăririlor necesare racordării consumatorilor/dezvoltatorilor, iar pentru racordarea producătorilor în situația în care componenta T_i prevăzută în avizele tehnice de racordare ale producătorilor nu va acoperi integral valoarea lucrărilor de întărire pentru racordarea acestora, OD va permite producătorilor să achite lucrările urmând ca ulterior să fie calculate compensații din partea următorilor producători care beneficiază de lucrările de întărire finanțate de către primul producător.

2.8 Studii privind digitalizarea și integrarea serviciilor de flexibilitate necesare în RED pe termen mediu și lung

În ceea ce privește digitalizarea E-Distribuție Banat are în plan acțiuni pentru respectarea obligațiilor, specifice fixate de Uniunea Europeană cât și acțiuni proprii menite să crească nivelul de digitalizare atât al rețelei cât și a proceselor derulate în cadrul activității de distribuție cu acționarii, cu clienții, cu OTS și cu ceilalți OD de la interfață cu rețeaua E-Distribuție Banat.

Acțiunile se referă în principal la următoarele măsuri pentru digitalizarea rețelei:

- **Obligatorii prin prevederi de reglementare locală, Directive Europene**
 - Completarea acțiunii de digitalizare a rețelei prin cartografierea tuturor instalațiilor/rețelelor de distribuție în conformitate cu prevederile fixate de către Autoritate;
 - Completarea acțiunii privind instalarea de sisteme de măsură inteligentă la toți utilizatorii în conformitate cu prevederile Directivei Europene și corelat cu volumele fixate de către Autoritate;
 - Dezvoltarea împreună cu OTS și cu ceilalți OD de platforme de piață pentru achiziție de energie pentru pierderi și pentru alte funcționalități(cum ar fi prognoze de producție, etc),servicii de gestiune a congestiilor și servicii de flexibilitate;
 - Completarea sub coordonarea OTS a acțiunilor de interoperabilitate prin conectarea sistemelor de comandă control de la distanță între OD și OTS;
 - Instalarea analizoarelor de calitate a energiei/a soluțiilor alternative acceptate de către Autoritate pentru monitorizarea calității energiei în stațiile și posturile de transformare prin continuarea acțiunii de instalare concentratoare și contoare de balanță cu posibilități la nivelul posturilor de transformare concomitent cu proiectul de implementare sisteme de măsură inteligentă chiar anticipând anumite instalări în posturile de transformare;

- **Proprii operatorului de distribuție E-Distribuție Banat**
 - Continuarea acțiunii de integrare în sistemul de comandă control de la distanță a stațiilor, posturilor de transformare și punctelor de alimentare;
 - Continuarea acțiunii de implementare sisteme de automatizare în stațiile de transformare și punctele de alimentare de tip AAR atât la medie tensiune cât și la 110 kV în conformitate cu solicitările OTS;
 - Continuare acțiunii de implementare a soluțiilor de automatizare a liniilor de medie tensiune prin automatizări cu funcționare basic sau avansată funcție de posibilitățile de implementare;
 - Identificarea unor soluții avansate tehnologic, testarea acestora on-field și implementare masivă în cazul rezultatelor pozitive pentru echipamente care înglobează funcționalități de concentrator, comandă control de la distanță, protecții pe linii de medie tensiune din posturile de transformare, echipamente de comunicație și analizor de calitate a energiei electrice.
 - Dezvoltarea sistemului de control de la distanță pentru rețeaua de 110 kV și rețeaua de medie tensiune concomitent cu realizare de fibră optică atât la înaltă tensiune cât și la medie tensiune(concomitent cu lucrările de racordare utilizatori noi) și cu înlocuirea echipamentelor de comunicație la nivelul stațiilor de transformare, posturilor de transformare, punctelor de alimentare și a punctelor de comandă și control de la distanță din lungul liniilor de medie tensiune (reclosere, separatoare telecomandate).

- Extinderea rețelelor de fibră optică în rețeaua de înaltă tensiune pentru asigurarea căilor de comunicație pentru sistemul de comandă control de la distanță (diferite de GSM care prezintă riscuri de nefuncționare în cazul unor condiții meteo nefavorabile), funcționare protecțiilor diferențiale, interconectare facilă cu rețeaua OTS și pentru facilitarea implementării soluțiilor de limitare operațională la N-1 pentru producătorii din surse regenerabile cu astfel de soluții;
- Implementare soluțiilor de tip ADMS;
- Digitalizarea proceselor derulate în prestarea serviciului de distribuție care implica dezvoltări ale sistemelor informatice, realizări de platforme care integrează procesele atât interne (gestiune a investițiilor, gestiune a mentenanței, procesul de proiectare, procesul comercial, procesul de planificare a rețelei, procesul de închiriere) cât și de interacțiune cu exteriorul în vederea oferirii unui serviciu comercial cât mai bun.

Cartografierea rețelelor

E-Distribuție Banat a demarat activitatea de cartografiere a rețelei, în prezent, situația cartografierii fiind după cum urmează:

- Linii de inalta tensiune	- 12,3%
- Statii de transformare	- 100%
- Linii de medie tensiune	- 100%
- Posturi de transformare	- 100%
- Reteaua de joasa tensiune	- 29%
- Bransamente	- 20%

Rezultă în continuare necesitatea de a finaliza cartografierea rețelei de înaltă tensiune și a rețelelor de joasă tensiune inclusiv bransamentele.

Stadiul Implementarii sistemelor de masura inteligente

Sistemele de măsurare inteligentă care vor fi integrate în rețelele electrice de distribuție în E-DB trebuie să răspundă cerintelor Ordinului ANRE nr. 177/2018 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice care impun functionalitati obligatorii și optionale concrete aliniate funcționalităților de bază anterior descrise, după cum urmează:

Funcționalitățile obligatorii pentru clientul final sunt următoarele:

- i. Să transmită clientului final și oricarui tert desemnat de către acesta, citiri din sistem, în vederea gestionării consumului. Transmiterea către clientul final sau către oricare terț desemnat de acesta, în timp util, a unor citiri precise, ușor de înțeles și de utilizat. Prin citiri se înțelege evoluția indexelor aferente consumului, cu periodicitate și pentru o perioadă de timp suficientă, stabilită prin contract.
- ii. Să actualizeze citirile menționate la punctul 1, cu o frecvență suficientă pentru a permite ca informațiile să fie utilizate în vederea realizării de economii de energie. Subsistemele de măsurare/subsistemele de transmitere a informațiilor vor fi prevăzute cu capacitatea de a stoca datele privind consumul înregistrat pentru o perioadă de timp rezonabilă, conform prevederilor legale specifice în vigoare, pentru a permite consultarea și extragerea datelor privind consumul

anterior. Subsistemele de măsurare/subsistemele de transmitere a informațiilor trebuie să permită înregistrarea datelor de consum la cel puțin 15 minute și transmiterea acestora ca funcție de bază o data pe zi (în ziua următoare), conform condițiilor prevăzute pentru plata energiei electrice în contractele încheiate între părți.

Funcționalitățile obligatorii pentru operatorul de rețea sunt următoarele:

- i. Să permită citirea la distanță a contoarelor de către operatorul de distribuție concesionar. Aceasta funcționalitate asigură citirea de la distanță a contoarelor, atât pentru energia injectată în rețea, cât și pentru energia consumată din rețeaua de distribuție.
- ii. Să asigure o comunicare bidirecțională între subsistemul de măsurare montat la locul de consum și subsistemul de gestiune a informațiilor. Subsistemele de măsurare inteligentă trebuie să permita comunicația birecțională între subsistemul de măsurare aferent unui loc de consum și subsistemul de gestiune a informațiilor, pentru a asigura cel puțin:
 - eliminarea deplasării pentru activități operaționale curente;
 - actualizarea securizată de la distanță a softului intern al contorului, care este permisă în partea metrologică a acestuia;
 - monitorizarea funcționării sistemului de măsurare inteligentă și culegerea semnalizărilor generate de acesta;
 - sincronizarea referinței de timp (contoarele, prin soft-ul intern de funcționare și infrastructură de comunicații aferentă acestora, trebuie să aiba capacitatea de sincronizare a datelor măsurate cu datele recepționate de sistemul central, suficient de frecvent, încât să se poată obține beneficiile generate de alte funcționalități);
 - actualizarea tipurilor de tarife conform reglementărilor în vigoare și/sau prevederilor contractuale.
- iii. Să permită citiri suficiente de frecvente pentru ca informațiile să fie utilizate în managementul operațional al rețelei, precum și la planificarea dezvoltării rețelei. Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să furnizeze date utile pentru planificarea dezvoltării rețelei de distribuție. Datele înregistrate de sistemele de măsurare inteligentă trebuie să fie suficiente pentru a permite optimizarea funcționării rețelelor de distribuție și pentru a crește eficiența rețelei.

Funcționalități obligatorii pentru aspectele comerciale ale furnizării de energie:

- i. Să sprijine sistemele tarifare avansate - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să cuprindă obligatoriu structuri tarifare avansate. Structura tarifară minimală obligatorie trebuie să îndeplinească următoarele condiții:
 - în cazul clienților finali noncasnici, cu puteri maxime aprobate/contractate de peste 30 kW să permită aplicarea tuturor structurilor tarifare în vigoare la data emiterii ordinului, (tarife binomiale cu înregistrarea puterii orare la 15 minute atât în ore de vârf cât și în restul orelor, cu posibilitatea de definire lunară a zonelor orare, tarife monomiale cu maximum 3 zone orare în timpul unei zile, cu posibilitatea de modificare sezonieră a intervalelor orare);
 - în cazul consumatorilor casnici să permită aplicarea tarifelor monomiale cu 3 zone orare în timpul unei zile, cu posibilitatea de modificare lunară a intervalelor orare.

- ii. Subsistemele de măsurare vor permite și înregistrarea consumului în funcție de perioada și controlul tarifelor de la distanță, cu asigurarea confidențialității informațiilor de natură comercială aferente părților contractante, corespunzător fiecărui loc de consum.
- iii. De asemenea, subsistemele de măsurare pot permite înregistrarea consumului în funcție de perioada și controlul tarifelor de la distanță, fără a fi trecut prin sistemul informatic al distribuitorului. În aceasta situație, va fi folosită înregistrarea curbei de sarcină la utilizarea tarifelor avansate în vederea calculării corecte a facturii de energie electrică în funcție de tariful ales.
- iv. Să permită controlul de la distanță al conectării/deconectării de la rețea sau limitarea puterii - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să asigure protecție privind utilizarea rețelei pentru clienții finali, permițând limitarea sau ajustarea progresivă a puterii absorbite. Funcționalitatea conduce la simplificarea proceselor de conectare și deconectare, în conformitate cu prevederile legale. Aceasta funcționalitate asigură, în mod automat, gestionarea urgențelor de ordin tehnic, care pot afecta rețeaua, precum și limitarea dezechilibrelor în piața de energie electrică.

Funcționalități obligatorii pentru securitatea și protecția datelor

- i. Să asigure comunicări securizate ale datelor - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită implementarea protocoalelor de securitate și protecție a datelor, inclusiv a datelor personale; protocoalele de securizare a datelor trebuie să poată fi implementate și în cazul mesajelor transmise prin intermediul contorului către sau dinspre orice dispozitive ori sisteme de control existente la domiciliul clientului final.
- ii. Să prevină, să detecteze și să transmită către subsistemul de gestiune a informațiilor, semnalizările legate de accesul neautorizat. Această funcționalitate are scopul de a asigura securitatea și siguranța în caz de acces neautorizat și exprimă obligativitatea de a proteja utilizatorii sistemelor de măsurare inteligentă și operatorii de măsurare atât la tentativa de utilizare neconformă a rețelei, cât și față de fraudă informatică. Aceasta funcționalitate impune obligativitatea de a dota sistemele de măsurare inteligentă cu mecanisme de detectare și semnalizare către subsistemele de gestiune a datelor, a tentativelor de acces neautorizat.

Funcționalități obligatorii pentru producția descentralizată

- i. Să asigure măsurarea energiei electrice, separat, atât a cantității absorbite de către client, cât și a cantității de energie electrică injectată în rețea de către client. De asemenea, să asigure măsurarea energiei electrice reactive. Aceasta funcționalitate este obligatorie doar în cazurile în care se integrează microproducția locală de energie electrică produsă din surse regenerabile cu consumul din rețeaua de distribuție, la același loc de consum.
Această funcție trebuie să existe numai în cazul contoarelor instalate la categoriile de clienți care detin microproducție, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.
- ii. Să permită identificarea automată a defecțiunilor, reducerea timpilor de întreruperi, îmbunătățirea monitorizării și a controlului principalilor parametri tehnici privind calitatea energiei electrice. Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită funcția de înregistrare a informațiilor cu privire la căderile de tensiune, la durata acestora și să permită înregistrarea de informații cu privire la durata depășirii limitelor de tensiune acceptate (înregistrarea orei la care a avut loc depășirea și a orei la care s-a revenit la valoarea acceptată). Subsistemele de gestiune a informațiilor trebuie să aibă capacitatea de a extrage aceste informații și a le pune la dispoziția clientului/furnizorului în cazul reclamațiilor/cererilor de informații, legate de standardul de performanță pentru distribuția energiei electrice.

- iii. Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită integrarea a cel puțin unui contor pentru balanță la fiecare post de transformare (PT), pentru a facilita identificarea pierderilor tehnice și nontehnice prin analizarea balanțelor de energie. Datele înregistrate de contoare pentru balanță contribuie la gestionarea pierderilor tehnice și nontehnice. Această funcționalitate este obligatorie deoarece unul dintre beneficiile principale ale introducerii sistemelor de măsurare inteligentă este reducerea pierderilor tehnice, în special a celor nontehnice. Contoarele pentru balanță sunt componente necesare pentru implementarea acestei funcționalități.

Funcționalități opționale

- i. Sistemul de măsurare inteligentă ar trebui să permită comunicarea cu receptorii din locuința clientului final, inclusiv cu contoarele altor utilități - Home Area Network (HAN). Sistemul de măsurare inteligentă ar trebui să facă posibilă comunicarea cu aparatele de uz casnic care permit acest lucru, inclusiv cu alte contoare. Comunicația ar trebui să se bazeze pe standardele și protocoalele utilizate în general, iar contorul ar trebui să ofere posibilitatea de setare a soft-ului intern, fără a se interveni în modulul de măsurare și în memoria de stocare a datelor.
- ii. Subsistemul de gestiune a informațiilor din contoare ar trebui să stocheze datele contorizate cel puțin pentru perioada relevantă pentru facturare, reclamații sau recuperare a eventualelor datorii. Această funcționalitate privește subsistemul de gestiune a informațiilor și vizează păstrarea datelor istorice pentru o perioadă definită, cu respectarea prevederilor legale în vigoare.
- iii. Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă ar trebui să permită montarea de contoare suplimentare, fără a fi nevoie de înlocuirea elementelor existente. Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită montarea unui număr rezonabil de contoare suplimentare, fără a fi nevoie de înlocuirea celorlalte elemente existente.

Subsistemele de măsurare/subsistemele de transmitere a informațiilor ar trebui să aibă capacitatea de stocare a datelor pentru o perioadă suficientă de timp. Datele memorate trebuie să fie disponibile pentru o durată suficient de lungă (maximum 60 de zile după expirarea perioadei de facturare), care să permită recuperarea acestora în condiții de siguranță în cazul în care nu se reușește accesarea sistemului de măsurare inteligentă de la distanță în vederea colectării datelor (de exemplu, la perioada de facturare). Modul de stocare a datelor în subsistemele de măsurare/subsistemele de transmitere a informațiilor trebuie să respecte prevederile legale în vigoare referitoare la securitatea datelor cu caracter personal.

La sfârșitul anului 2022 sunt instalate sisteme de măsură inteligente pentru 558 mii de utilizatori reprezentând cca 59% din numărul total de utilizatori. În vederea respectării Directivei Europene se impune instalarea în perioada 2023-2028 a sistemelor de măsură inteligente și pentru ceilalți utilizatori.

Dezvoltarea împreună cu OTS și cu ceilalți OD a unor platforme

În perioada 2022-2023 au fost constituite grupuri de lucru OTS, OD pentru elaborarea procedurilor privind gestionarea congestiilor, stabilirea catalogului de servicii de flexibilitate și realizarea unei platforme/unor platforme pentru tranzacționarea serviciilor de flexibilitate.

Activitatea este în curs de desfășurare nefiind în prezent stabilite valorile de investiții necesare, modul de împărțire al acestora între OR. Urmare a definitivării activității vor fi incluse în programele de investiții valorile aferente acestor proiecte după consultarea cu Autoritatea în prealabil.

Interoperabilitatea OTS-OD

Pentru zona E-Distribuție Banat au fost realizate căile de comunicație (fibră optică) între OD și DEN și urmează, după colaborarea cu OTS, să fie identificate punctele unde vor fi conectate aceste căi de comunicație și acțiunile necesare pentru Cyber Security care sunt prevăzute în partea de investiții ICT.

Instalare analizoare calitate energie/soluții alternative

Urmare a analizei efectuate de E-Distribuție Banat a rezultat necesitatea unei valori de investiții semnificativă care conducea la dublarea anumitor funcționalități cu echipamente existente în posturile de transformare sau care vor fi instalate în posturi prin proiectul de implementare sisteme de măsurare inteligentă.

Pentru a crește eficiența investițiilor E-Distribuție a propus către Autoritate folosirea acestor soluții alternative la instalarea analizatoarelor de calitate a energiei, soluție acceptată de către Autoritate.

În planul de investiții al OD au fost incluse lucrări de instalare a contoarelor de balanță și a concentratoarelor pentru monitorizarea parametrilor de calitate a energiei corelat cu proiectul de implementare sisteme de măsură inteligentă dar și cu numărul de concentratoare instalat la sfârșitul anului 2023.

La sfârșitul anului 2022 se regăseau integrate în sistemul de monitorizare 11% din posturile de transformare fiind necesare lucrări de instalare concentratoare și instalarea celor două echipamente în celelalte posturi de transformare de rețea.

Acțiunile proprii ale operatorului de distribuție se referă:

- Pentru stațiile de transformare unde în prezent 97% din stațiile de transformare sunt integrate în sistemul de comandă control de la distanță a stațiilor de transformare este necesară integrarea completă a stațiilor de transformare Lonea II și Lonea III.
Pentru posturile de transformare/punctele de alimentare unde în prezent sunt integrate în sistemul de comandă control de la distanță 19% din numărul total de posturi este prevăzută digitalizarea tuturor posturilor în care se efectuează lucrări de modernizare și de asemenea digitalizarea tuturor posturilor de transformare realizate pentru racordarea utilizatorilor cca 50/an.
În același timp este necesară înlocuirea echipamentelor de comunicație:
 - La nivelul stațiilor din motive de cybersecurity, pentru care E-Distribuție are în curs procedura de achiziții;
 - Înlocuirea echipamentelor de comunicație 2G și 3G la nivelul posturilor de transformare pentru cca 2833 posturi planificate. Începând cu anul 2026 pentru un volum mediu anual de 500 posturi/an, suplimentar fiind adăugate înlocuirile echipamentelor cu durată de viață depășită.
- Pentru instalațiile de automatizare din stațiile de transformare și punctele de alimentare sunt prevăzute a fi realizate instalații de AAR.
- Pentru instalațiile de automatizare pe liniile de medie tensiune unde în prezent sunt automatizate cca 10% din liniile de medie tensiune este prevăzută realizarea automatizării/trecerea la o soluție mai avansată față de cea existentă în prezent.

Este prevăzută realizarea instalațiilor de automatizare în medie de 3 de linii/an în perioada 2024-2033.

- Extinderea rețelei de fibră optică prevăzută concomitent cu lucrările de modernizare/extindere ale rețelelor de medie tensiune și de înaltă tensiune și cu lucrările pentru realizarea instalațiilor de racordare;
- Implementarea sistemului ADMS care să permită funcționalități suplimentare sistemului actual de comandă control de la distanță, pentru sistemul de management al întreruperilor, pentru îmbunătățirea procesului de stabilire a schemelor normale de funcționare și de identificare în caz de congestii, incidente, deranjamente în rețeaua de distribuție;

În perioada următoare E-Distribuție Banat are în plan dezvoltarea unei Platforme integrate ADMS (managementul avansat al rețelei de distribuție) care presupune implementarea modulelor DMS și EMS și integrarea cu modulele existente SCADA și OMS.

Platforma ADMS va integra automatizat și va interfața modulele existente SCADA și OMS.

De asemenea, Platforma integrată va interfața și interfuncționa cu sisteme operaționale existente ale E-Distribuție (de ex. SAP, GIS-PUC, AUI, MARE-SWIM, SMI-TwoBeat) prin interfețe deschise, de mare viteză, prin tehnologie cablată sau wireless.

Platforma ADMS va fi capabilă să proceseze date și informații despre aproximativ 500.000 puncte de inserție, actuale și viitoare, estimate a fi dezvoltate pe durata de viață a Platformei. Toate funcționalitățile solicitate pentru Platforma ADMS vor fi aplicabile tuturor activelor rețelei de distribuție, având în vedere interdependența acestora în procesele operaționale esențiale și necesitatea de a realiza manevrele de comandă operațională, planificarea dezvoltării și exploatarea rețelei în mod coordonat, pe toate zonele rețelei de distribuție.

Sistemul DMS / EMS va fi utilizat în exploatare, în planificarea exploatarea și a dezvoltării, în simulare și analiză.

Soluția DMS va asigura:

- Monitorizarea și controlul în timp real al rețelei,
- Modelul matematic al rețelei și aplicațiile energetice,
- Gestionarea eficientă a avariilor și îmbunătățirea calității tensiunii,
- Analiza rețelei (scurtcircuite, protecția prin rele, pierderile, fiabilitatea, performante),
- Optimizarea și reducerea investițiilor,
- Reducerea vârfurilor de sarcină din rețea și a pierderilor de energie,
- Îmbunătățirea calității energiei și a serviciilor pentru clienți.

Decizia de a introduce un sistem ADMS este o inițiativă strategică, aliniată la viziunea pe termen lung a organizației. ADMS va schimba felul în care se desfășoară activitățile operaționale și necesită modificări și noi deprinderi care trebuie însușite. Gestionarea acestor modificări este dificilă dar importantă și constituie o parte importantă a implementării sistemului ADMS.

Compatibilitatea în procesarea datelor a platformei ADMS va include toate punctele de inserție pentru elementele de interes ale rețelei de distribuție, aceasta pentru a da posibilitatea asigurării coerenței și omogenității proceselor operaționale aplicabile, a procedurilor și ordinii operațiilor dar și pentru a nu crea discriminări procedurale și funcționale între aceste elemente.

Sistemul DMS și EMS va interacționa cu sistemele existente prin canale de comunicații ad hoc concepute să decupleze și să omogenizeze informațiile. Vor exista două mari domenii de date: „În timp real” și „master”.

Sistemele DMS și EMS cu SCADA efectuează în general operații în buclă închisă cu date în timp real, cu grad ridicat de reacție la misiunile executate în medii critice pe când cu sistemele tradiționale IoT se prelucrează o cantitate mare de date în timp pseudo-real pentru analiza off-line. În acest sens, noua arhitectura preconizată a fi implementată întră în categoria IIoT, Industrial Internet of Things, mai degrabă decât în tradiționalul IoT.

Din acest motiv arhitectura pentru mediile DMS/EMS/SCADA va utiliza micro-servicii ce trebuie actualizate în timp real, cu întârzieri extrem de mici iar acest tip de răspuns se realizează cu ajutorul serviciilor pentru a obține un sistem de mesaje fiabile în timp real.

Funcționalitățile DMS vor fi:

- Modelul rețelei de distribuție - Distribution Feeder Network Model
- Circulații de putere din rețeaua de distribuție - Distribution Power Flow (DPF)
- Estimarea sarcinilor - Load Estimation (LE)
- Analiza scurtcircuitelor - Short Circuit Analysis (SCA)
- Fluxul de putere optim - Optimal Power Flow (OPF)
- Comutarea inteligentă - Intelligent Switching (ISw)
- Gestionarea planului de manevre - Switching Plan Management
- Estimatorul de stare a sistemului de distribuție - Distribution System State Estimator (SE)
- Localizarea și izolarea avariilor și restabilirea serviciului - Fault Location Isolation and Service Restoration (FLISR)
- Sistemul de management al resurselor distribuite de energie - Distributed Energy Resources Management System (DERMS)
- Controlul integrat al tensiunii/Var - Integrated Voltage/Var Control (IVVC)
- Simulatorul de antrenare a operatorilor - Operator Training Simulator

Funcționalitățile EMS vor fi:

- Estimarea stării EMS - EMS State Estimation
- Fluxul de putere EMS - EMS Power Flow
- Analiza situațiilor neprevăzute în EMS - EMS Contingency Analysis
- Calculul intreruperilor în EMS - EMS Fault Calculation
- Fluxul de putere optim EMS - EMS Optimal Power Flow

Digitalizarea proceselor prin dezvoltarea tehnologiei informaționale și de comunicații (ICT) din cadrul activității de distribuție.

O acțiune prioritară pentru E-Distribuție Banat este digitalizarea proceselor prin implementarea proiectului Grid Blue Sky care prevede realizarea unei platforme unice care înglobează majoritatea activităților din cadrul serviciului de distribuție într-o unică platformă conducând astfel la eficientizarea activității operatorului de distribuție.

Platforma Grid Blue Sky (GBS) reprezintă cel mai mare efort depus până în prezent de Societate, în vederea digitalizării operațiunilor sale, cu soluții care îmbunătățesc investițiile în

rețea, eficiența activității pe teren, precum și operațiunile și serviciile destinate clienților, printre altele.

Scopul urmărit de proiectul Grid Blue Sky este de a crea valoare pentru clienți (calitatea serviciilor, satisfacerea efectivă a cererilor acestora, interacțiunea și îmbunătățirea continuă a serviciilor) și de a asigura un nivel optim de eficiență pe parcursul întregului ciclu de activități de distribuție a energiei electrice, de la proiectare la implementare, mentenanță și îmbunătățirea activelor, eliminând fragmentarea și dispersia ridicată a proceselor decizionale care reduc și slăbesc interacțiunea dintre actori.

Grid Blue Sky va genera intervenții/dezvoltări cu un impact paralel asupra principalelor dimensiuni operaționale (organizare, procese și sisteme) pentru a oferi coerență și integrare întregului ciclu de activități, dar mai ales pentru a-l face din ce în ce mai eficient. Rezultatul așteptat fiind stabilirea unui model operativ flexibil care să poată fi extins atât din punct de vedere al perimetrului, cât și al tehnologiei, născut cu o flexibilitate adecvată în fiecare dintre componentele sale, o platformă tehnologică optimizabilă și robustă, capabilă să se adapteze și să evolueze pentru a răspunde nevoilor de business mult mai rapid și mai economic decât în prezent. Implementarea soluțiilor și funcționalităților Grid Blue Sky va urmări îmbunătățirea percepției clienților E-Distribuție Banat privind performanța și calitatea serviciilor oferite, în linie cu așteptările și tendințele pieței, prin creșterea capacității de reacție și rapiditatea gestionării volumelor de solicitări majorate generate de o piață care este în continuă creștere.

Se va avea în vedere dezvoltarea de soluții integrate care să răspundă cerințelor de eficiență din cadrul următoarelor procese:

Department de business	Process de Business
Customer Engagement	Network Advanced Services
	Commercial Operations
	Customer Experience and Interaction
	Measurement and Service to Cash
Operațiuni și Mentenanță	Field Operations Management
	Network Operation and maintenance
	O&M Supply Chain- Contracte
	O&M Supply Chain - Calitatea materialelor
Inginerie și construcții	Components and devices design
	Network Design
	E&C Project Control
Dezvoltarea Rețelei	Network Analysis and solution opt.
	Resource allocation and monitoring
	Network Business Opportunity
	Development

Gruparea acestor soluții în Layere și revizuirea arhitecturii tehnologice, pentru a crea un ecosistem tehnologic evoluat în care funcțiile de business și de date conversează nativ în mod

rapid și eficient, o arhitectură în serviciul proceselor decizionale capabilă să depășească problemele cu izolarea (siloed) și personalizările pe care fiecare funcție în parte le necesită.

Noile soluții care au fost identificate vor asigura următoarele funcțiuni:

- Model de date unificat global pentru componentele rețelei și disponibilitatea unui catalog unic de soluții standard cu un instrument de configurare optimă a soluțiilor standard.
- Model de date unitar global pentru toate componentele rețelei și dispozitivelor cu digitalizarea integrală a lanțului de aprovizionare.
- Gestionarea proiectelor de construcții pentru stațiile de transformare într-un mod simplu și digitalizat cu valorificarea beneficiilor rezultate în urma colaborării dintre actorii implicați în proces (proiectanți, tehnicieni, antreprenori etc.).
- Sistem cartografic global care permit acces la informațiile din rețea.
- Sistem care oferă posibilitatea efectuării inspecțiilor virtuale a liniilor electrice și a stațiilor și posturilor de transformare. Identificarea din imagini a principalelor elemente de rețea de ÎT și MT și a eventualelor anomalii ale acestora. Determinarea profilului planimetric și altimetric cu ajutorul norului de puncte al elementelor de rețea inspectate și a interferențelor.
- Creșterea eficienței procesului de calcul a valorilor lucrărilor (devize de calcul pentru lucrările de investiții, de racordare etc.)
- Sistem global de date cuprinzând setul complet de informații cu privire la fiecare element la care se lucrează (tehnic, economic, grafic)
- Platformă web, permite verificarea mecanică a rețelei care se proiectează, permite gestionarea serviciilor de HT, utilizează modelul 3D Modelling și este integrat cu soluțiile E&C Tool și NET.
- Punct de intrare unic pentru a prelua automat toate datele legate pentru un grup de proiecte complexe (monitorizarea portofoliului).
- Suport pentru managementul rețelei ca rezultat al introducerii tehnicii de învățare automată pentru a prezice profilul de sarcină al clientului și sarcina energetică viitoare din rețea.
- Estimarea KPI-urilor viitoare ale rețelei, ținând cont de diferite scenarii și lucrări programate
- Asigurarea alocării optime a resurselor ținând cont de reglementări și de toate variabilele relevante, maximizând crearea de valoare și performanță a rețelei prin Planul Industrial Rolling integrat, automatizat și actualizat constant.
- Prioritizarea intervențiilor pentru rezolvarea stărilor critice din rețea și pregătirea listei de activități de mentenanță pe o perioadă de timp conformă cu logica de optimizare a Planului Totex (activități de mentenanță) conduce la înlocuirea aplicației MARE.
- Planificarea și angajarea resurselor, eficientizarea proceselor și creșterea satisfacției clienților. Rezultatul soluției va fi un plan de activitate trimestrial (actualizat lunar) și un plan de activitate lunar (actualizat săptămânal).
- Finalizarea gestionării activităților din teren printr-o logică de atribuire dinamică a sarcinilor.
- Îmbunătățire a proceselor de logistică cu vizibilitate asupra trasabilității materialelor, aprovizionării stocurilor de materiale și certificării acestora.
- Optimizarea coordonării lucrărilor, de la dispecerizare până la încheierea activităților asociate, susținută de tehnologii digitale inovatoare.

- Gestionarea situațiilor de urgență, evaluarea nivelului de risc pentru rețeaua electrică și infrastructură (continuitatea serviciului) dintr-o zonă definită ținând cont de starea vremii.
- Eficientizarea activității personalului aflat în teren prin reducerea timpilor inactivi datorită comunicării mult mai productive dintre dispeceri și lucrătorii din teren.
- Elaborarea planului de nevoi pentru optimizarea și compensarea materialelor, lucrărilor și serviciilor, logistică.
- Gestionarea și urmărirea accidentelor și a evenimentelor care afectează siguranța
- Digitalizarea executării controalelor HSEQ. Monitorizarea în timp real a executării lucrărilor pe teren și integrarea proceselor de siguranță cu procesele O&M pentru planificarea și expedierea inspecțiilor de calitate. Inspecții de calitate la finalizarea lucrărilor. Realizarea inspecțiilor de la distanță.
- Identificarea practicilor greșite și îmbunătățirea securității în munca
- Creșterea satisfacției clienților prin reducerea timpului de întrerupere pe MT, creșterea productivității centrului de control prin reducerea numărului de manevre efectuate pentru localizarea și izolarea defecțiunilor.
- Creșterea satisfacției clienților și eficientizarea activității Call Center-ului.
- Gestionarea eficientă a tuturor tipurilor de solicitări ale clienților cu privire la serviciile de rețea, obținând o satisfacție adecvată și constantă a clientului și a părților interesate
- Eficientizarea procesului de gestionare a reclamațiilor și solicitărilor de informații prin automatizarea acestuia.
- Îmbunătățirea activității Connection services and Commercial operations prin eficientizarea activităților de procesare a cererilor de servicii terțe și creșterea satisfacției clienților.
- Monitorizarea performanței ciclului comercial în raport cu obiectivele standard ale operațiunilor comerciale și gestionarea optimizată a pierderilor aferente ciclului comercial pentru atingerea indicelui de pierderi vizat.
- Reducerea pierderilor de energie electrică în rețeaua de distribuție și eficientizarea activităților de back office și a activităților de recuperare a energiei electrice.

Platforma Grid Blue Sky constă din 31 de soluții cu funcții comerciale specifice, care utilizează „servicii“ pentru a accesa date stocate în „domenii“ separate. Soluțiile vor fi implementate treptat în perioada 2022-2024, făcând din platforma GBS o investiție pe mai mulți ani.

Platforma GBS a fost „activată“ în 2022, când a fost complet implementată prima soluție („Claims & Info Request intelligent automation“ - automatizarea inteligentă a reclamațiilor și a solicitărilor de informații). După activarea inițială a platformei, soluțiile definite vor fi personalizate și implementate conform unui plan detaliat de implementare treptată.

- Implementarea în prima etapă, până la finalul anului 2023, a unui număr de 9 soluții care necesită un efort moderat de customizare și cu un impact previzibil în cadrul proceselor operative
- Completarea până la finalul anului 2024, a unui număr de 27 soluții care necesită un efort mare de customizare și cu un impact previzibil în cadrul proceselor operative
- Finalizarea implementării întregului set de soluții GBS, până la finalul anului 2025, prin activarea celor 31 soluții pentru care efortul de customizare și magnitudinea impactului asupra proceselor operative este mult mai mare decât în cazul soluțiilor din prima etapă

- Platforma Grid Blue Sky trebuie să fie complet operațională după anul 2026 și să fie întreținută astfel încât să fie valorificat întregul potențial al soluțiilor

2.9 Identificarea zonelor și a categoriilor de instalații ale RED pentru care este necesară realizarea de investiții

În urma analizelor privind starea tehnică a rețelelor/instalațiilor, comportarea în exploatare a instalațiilor, riscul operativ pentru rețeaua de înaltă tensiune și stațiile de transformare, analiza regimurilor de funcționare a rețelei de 110 kV, analiza rețelelor de medie tensiune, analiza rețelelor de joasă tensiune, analiza încărcărilor stațiilor de transformare, analiza încărcărilor pe liniile de medie tensiune, analiza încărcărilor pe posturile de transformare și în rețeaua de joasă tensiune, analiza privind digitalizarea rețelei, analiza obsolescenței rețelei, analiza investițiilor privind asigurarea securității personalului și securitatea populației au fost identificate zonele și categoriile de instalații ale rețelei electrice de distribuție pentru care sunt necesare lucrări de investiții după cum urmează:

Zona Arad

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- realizarea unei stații de transformare noi (Ineu) și închiderea buclei pe 110 kV între stațiile Sebis și Pincota, alimentate în prezent;
- modernizarea liniilor de 110kV;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani ne fiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Reșita

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea liniilor de 110kV;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Deva

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- modernizarea liniilor de 110kV;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;

- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

Zona Timișoara

- modernizarea și re tehnologizarea stațiilor de transformare;
- asigurarea alimentării de rezerva a stațiilor Giulvaz și Deta prin realizarea unei linii noi de 110kV;
- modernizarea liniilor de 110kV;
- modernizarea și introducerea în sistemul de telecontrol a posturilor de transformare;
- implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter;
- instalarea grupurilor de măsurare pentru balanță pe liniile de medie tensiune, în posturile de transformare pentru identificarea zonelor cu CPT ridicat;
- refacerea bransamentelor și coloanelor (în prezent coloanele din blocurile de apartamente din au o vechime de până la 70 - 80 de ani nefiind cuprinse din punct de vedere contabil în patrimoniul OD) în zonele rezidențiale concomitent cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă de tip Smart Meter pentru securizarea grupurilor de măsurare și pentru centralizarea acestora, scoaterea la limita de proprietate a grupurilor de măsurare inaccesibile;
- realizarea parțială a trecerii la 20 kV a rețelei existente de MT 6 kV și 10 kV și înlocuirea parțială a rețelei de JT;
- realizarea unor posturi noi de transformare și a unor plecări noi pentru reducerea lungimii rețelelor de JT mai mari de 0,5 km;
- modernizarea/sistematizarea rețelelor de MT și JT (inclusiv a bransamentelor), atât aeriene (în anumite situații cu trecere în subteran), cât și subterane, care prezintă probleme privind comportarea în exploatare;
- înlocuirea echipamentelor de telecomunicații destinate realizării conducerii de la distanță a rețelei, care în prezent utilizează tehnologie tip 2G și 3G ce nu vor mai fi disponibile în viitor;
- realizarea automatizării rețelei de medie tensiune în zonele care echipamentele actuale și topologia rețelei permite implementarea în vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție;
- înlocuirea concentratoarelor din posturile de transformare care în prezent utilizează comunicație 2G cu concentratoare care utilizează comunicație 4G;

2.10 Analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice

Framework-ul de securitate cibernetică aprobat prin politicile interne ale companiei este menit să se asigure că există o abordare care are principiile de “CyberSecurity by design” și management al riscurilor informatice în toate activitățile care țin de tehnologii, oameni și procese. Acest framework este aliniat cu diferite cerințe legale precum Directiva NIS (2016/1148) din Europa, cu regulamentul GDPR (Regulamentul 679/2016), Directiva NIS (Legea 362/2018) și diferite standarde din industrie, cum ar fi ISO/IEC 27001, 27002, 27032, 27019, 31000, COBIT, NIST etc.

Situația actuală

Grupul Enel oferă entităților din România servicii de securitate și conformitate care asigură integritatea, protecția și folosirea în mod corespunzător a tehnologiilor și datelor.

Printre aceste servicii se enumeră: managementul identității și al accesului, programe de Security Awareness, răspunsul la incidente (cybersecurity & incident response), management-ul vulnerabilităților (threat & vulnerability management), protecția și confidențialitatea datelor (data privacy & security), guvernanta, risc și conformitate (risk & compliance), disponibilitatea datelor (business continuity & disaster recovery).

În momentul actual, majoritatea serviciilor (în proporție de peste 90%) sunt asigurate de către societăți din cadrul grupului. Aceste servicii respectă toate bunele practici din industrie și asigură un nivel adecvat de securitate.

Acțiuni

E-Distribuție se află în perioada de tranziție (datorită schimbării acționariatului), perioada în care se elaborează strategia pe termen scurt și lung, cu termen de finalizare sfârșitul anului 2023.

Având în vedere contextul socio-politic defavorabil și tendința de creștere a amenințărilor la adresa securității cibernetice ale operatorilor de servicii esențiale, sunt prevăzute acțiuni pentru menținerea cel puțin a nivelului de securitate actual. Pentru a putea facilita acest lucru acțiunile care urmează a fi întreprinse sunt următoarele:

- Proceduri și politici rescrise, adaptate la cerințele locale
- Unificarea strategiei de securitate cibernetică indiferent dacă este o zonă cu tehnologie operațională (OT) sau doar tehnologie informatică (IT)
- Gestionarea echipamentelor IT
- Aplicarea conceptelor de zero trust în proiectarea securității aplicațiilor, serverelor și a securității rețelelor
- Soluție de management al identității și al accesului (Identity and access management, IAM) care să suporte modelul de acces bazat pe roluri (Role based access, RBAC), dar și de soluții de autentificare cu factor multiplu (MFA)
- Achiziția unui SOC extern sau internalizarea acestuia. Monitorizare 24/7 a sistemelor IT/OT.
- Resurse calificate pentru diferitele arii pe care le acoperim.

- Achiziția de cybersecurity tools (Antispam, proxy service, intrusion detection/prevention systems, WAF, DDoS protection, Endpoint protection, network security monitoring tools, encryption tools, Vulnerability scanning, packet sniffers, PKI Services, Managed detection Services, Penetration testing, etc.).

2.11 Estimarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții

2.11.1 Investiții ale operatorului E-Distributie Banat

Din analizele efectuate de către E-Distribuție Banat a rezultat un necesar de investiții semnificativ fiind selectate o serie de proiecte care să fie incluse în perioada 2024-2033 în lista proiectelor pe care E-Distribuție Banat are intenția de a le demara.

Valorile totale estimate ale investițiilor CAPEX și valoarea estimată a intrărilor PIF prevăzută pentru perioadele 2024-2028, 2029-2033 și total 2024-2033 și sursa de finanțare se regăsesc în tabelele de mai jos.

Tabelul 2.31 Investiții CAPEX 2024-2033

Sursa de finanțare	CAPEX '24-'28	CAPEX '29-'33	Total '24-'33
Surse proprii	1.646.658	1.734.752	3.381.411
Surse proprii racordare	189.057	212.576	401.633
Contribuții financiare racordare	210.816	238.714	449.530
Surse proprii proiecte fonduri europene	167.443	170.453	337.896
Contribuții financiare fonduri europene	409.929	438.308	848.236
Total [mii lei]	2.623.903	2.794.803	5.418.706

Tabelul 2.32 Intrări prognozate PIF 2024-2033

Sursa de finanțare	PIF '24-'28	PIF '29-'33	Total '24-'33
Surse proprii	1.715.444	1.734.752	3.450.197
Surse proprii racordare	205.700	231.422	437.122
Contribuții financiare racordare	210.816	238.714	449.530
Surse proprii proiecte fonduri europene	132.171	155.059	287.230
Contribuții financiare fonduri europene	360.695	398.722	759.418
Total [mii lei]	2.624.827	2.758.669	5.383.496

Detaliile anuale cu sursele de finanțare din în perioada 2024-2028 sunt prezentate în tabelele de mai jos atât pentru investiții CAPEX cât și pentru intrările prognozate PIF.

Tabelul 2.33 Investiții CAPEX 2024-2028

Categorie	Sursa de finantare	CAPEX 2024	CAPEX 2025	CAPEX 2026	CAPEX 2027	CAPEX 2028	Total '24-'28
Inalta Tensiune	Surse proprii	10.347	29.165	84.955	155.770	148.477	428.714
Medie Tensiune	Surse proprii	25.670	23.045	126.635	98.973	74.313	348.636
Echipamente digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	6.459	3.650	7.249	7.304	7.361	32.024
Joasa Tensiune	Surse proprii	18.194	15.351	19.531	53.360	83.911	190.346
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	7.778	7.813	7.769	7.963	8.162	39.484
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	51.429	102.452	102.263	51.230		307.375
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	925	1.001	1.026	1.052	1.078	5.083
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	9.800	10.609	10.876	11.148	11.427	53.859
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	10.402	3.550	3.550	3.550		21.052
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	7.920	5.445	4.950	4.950	4.950	28.215
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	-	1.238	2.134	1.704	1.450	6.527
Cladiri Administrative	Surse proprii	1.780	4.616	7.000	7.000	-	20.396
Dotari personal operativ	Surse proprii	3.554	3.281	4.099	5.261	3.888	20.083
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	506	506	478	478	478	2.447
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	7.267	7.071	5.597	5.583	5.728	31.245
Parc Auto	Surse proprii	2.740	2.740	3.030	3.030	3.510	15.050
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	12.146	13.044	23.011	25.685	22.237	96.123
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Extindere de retele conform Ord.36	Contributii financiare	673	1.044	1.593	1.681	1.510	6.501
	Surse proprii	2.242	3.478	5.310	5.604	5.035	21.670
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	30.508	31.393	32.184	32.988	33.813	160.886
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	8.416	8.660	8.878	9.100	9.328	44.382
Racordari din contributii financiare	Contributii financiare	31.560	32.475	33.294	34.126	34.979	166.434
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	6.933	51.942	35.469	32.861	40.239	167.443
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	10.533	120.218	91.205	84.501	103.471	409.929
Total [mii lei]		267.781	483.787	622.086	644.904	605.345	2.623.903

Tabelul 2.34 Intrari prognozate PIF 2024-2028

Categorie	Sursa de finantare	PIF 2024	PIF 2025	PIF 2026	PIF 2027	PIF 2028	Total '24-'28
Inalta Tensiune	Surse proprii	21.722	28.597	85.683	156.338	148.477	440.817
Medie Tensiune	Surse proprii	34.535	21.938	130.143	98.973	74.313	359.901
Echipamente digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	6.459	3.650	7.249	7.304	7.361	32.024
Joasa Tensiune	Surse proprii	34.893	15.351	19.531	53.360	83.911	207.045
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	7.778	7.813	7.769	7.963	8.162	39.484
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	49.931	99.468	99.285	58.691	-	307.375
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	925	1.001	1.026	1.052	1.078	5.083
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	9.800	10.609	10.876	11.148	11.427	53.859
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	11.402	3.550	3.550	3.550	-	22.052
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	18.800	7.800	19.435	4.950	4.950	55.935
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	-	1.238	2.134	1.704	1.450	6.527
Cladiri Administrative	Surse proprii	1.780	4.616	7.000	7.000	-	20.396
Dotari personal operativ	Surse proprii	3.554	3.281	4.099	5.261	3.888	20.083
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	506	506	478	478	478	2.447
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	7.267	7.071	5.597	5.583	5.728	31.245
Parc Auto	Surse proprii	2.740	2.740	3.030	3.030	3.510	15.050
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	12.146	13.044	23.011	25.685	22.237	96.123
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	3.156	3.248	3.329	3.413	3.498	16.643
Extinderi de retele conform Ord.36	Contributii financiare	673	1.044	1.593	1.681	1.510	6.501
	Surse proprii	2.242	3.478	5.310	5.604	5.035	21.670
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	30.508	31.393	32.184	32.988	33.813	160.886
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	8.416	8.660	8.878	9.100	9.328	44.382
Racordari din contributii financiare	Contributii financiare	31.560	32.475	33.294	34.126	34.979	166.434
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	-	-	37.472	45.028	49.670	132.171
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	-	20.827	96.357	115.788	127.724	360.695
Total [mii lei]		300.791	333.397	648.312	699.799	642.527	2.624.827

Detaliile anuale cu sursele de finanțare în perioada 2029-2033 sunt prezentate în tabelele de mai jos atât pentru investiții CAPEX cât și pentru intrările prognozate PIF.

Tabelul 2.35 Investiții CAPEX 2029-2033

Categorie	Sursa de finantare	CAPEX 2029	CAPEX 2030	CAPEX 2031	CAPEX 2032	CAPEX 2033	Total '29-'33
Inalta Tensiune	Surse proprii	187.249	170.285	104.472	92.073	80.949	635.029
Medie Tensiune	Surse proprii	82.765	76.140	72.743	64.669	57.897	354.213
Echipe digitale de telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	7.419	7.479	7.540	7.603	7.668	37.710
Joasa Tensiune	Surse proprii	71.383	58.362	54.716	55.632	56.171	296.264
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	8.366	8.575	8.789	9.009	9.234	43.974
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii						-
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.105	1.133	1.161	1.190	1.220	5.810
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	11.712	18.839	35.864	43.565	55.010	164.990
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii						-
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	4.950	4.950				9.900
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.550	1.438	1.490	1.640	1.710	7.828
Cladiri Administrative	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Dotari personal operativ	Surse proprii	4.338	4.040	4.555	4.673	4.541	22.147
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	557	557	502	527	527	2.672
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	5.067	5.067	5.067	5.067	5.067	25.336
Parc Auto	Surse proprii	3.510	2.740	2.450	2.450	3.030	14.180
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	33.490	20.474	21.087	20.954	18.695	114.700
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Extindere de retele conform Ord.36	Contributii financiare	1.566	1.474	1.380	1.372	1.224	7.015
	Surse proprii	5.219	4.914	4.601	4.572	4.079	23.384
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	34.658	35.525	36.413	37.323	38.256	182.176
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	9.561	9.800	10.045	10.296	10.554	50.256
Racordari din contributii financiare	Contributii financiare	35.854	36.750	37.669	38.610	39.576	188.458
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	19.162	21.909	50.164	57.981	21.237	170.453
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	49.274	56.338	128.994	149.093	54.609	438.308
Total [mii lei]		578.757	546.789	589.702	608.300	471.254	2.794.803

Tabelul 2.36 Intrări prognozate PIF 2029-2033

Categorie	Sursa de finantare	PIF					Total '29-'33
		2029	2030	2031	2032	2033	
Inalta Tensiune	Surse proprii	187.249	170.285	104.472	92.073	80.949	635.029
Medie Tensiune	Surse proprii	82.765	76.140	72.743	64.669	57.897	354.213
Echipamente digitalizare telecomunicatii, telecontrol retea, automatizare	Surse proprii	7.419	7.479	7.540	7.603	7.668	37.710
Joasa Tensiune	Surse proprii	71.383	58.362	54.716	55.632	56.171	296.264
Investitii rezultate in urma incidentelor	Surse proprii	8.366	8.575	8.789	9.009	9.234	43.974
Grupuri de masura Proiect Smart Meter	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Grupuri de masura-AMR schimb periodic	Surse proprii	1.105	1.133	1.161	1.190	1.220	5.810
Grupuri de masura-Smart Meter schimb periodic	Surse proprii	11.712	18.839	35.864	43.565	55.010	164.990
ICT-Software Digitalizare Retea - Cartografiere	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
ICT-Software - Platforma Digitalizare Procese-Grid Blue Sky	Surse proprii	4.950	4.950	-	-	-	9.900
Securizare Statii Transformare	Surse proprii	1.550	1.438	1.490	1.640	1.710	7.828
Cladiri Administrative	Surse proprii	-	-	-	-	-	-
Dotari personal operativ	Surse proprii	4.338	4.040	4.555	4.673	4.541	22.147
ICT-Hardware Dotari Personal	Surse proprii	557	557	502	527	527	2.672
ICT-Software - Digitalizare Procese	Surse proprii	5.067	5.067	5.067	5.067	5.067	25.336
Parc Auto	Surse proprii	3.510	2.740	2.450	2.450	3.030	14.180
Intariri de retea pentru racordare consumatori conform Ord.59	Surse proprii	33.490	20.474	21.087	20.954	18.695	114.700
Cote Dezvoltatori conform Ord.59, Anexa 3	Surse proprii	3.585	3.675	3.767	3.861	3.958	18.846
Extindere de retele conform Ord.36	Contributii financiare	1.566	1.474	1.380	1.372	1.224	7.015
	Surse proprii	5.219	4.914	4.601	4.572	4.079	23.384
Racordari din fonduri proprii	Surse proprii	34.658	35.525	36.413	37.323	38.256	182.176
Grupuri de masura-Clienti Noi	Surse proprii	9.561	9.800	10.045	10.296	10.554	50.256
Racordari din contributii financiare	Contributii financiare	35.854	36.750	37.669	38.610	39.576	188.458
Contributie din Fonduri proprii pentru proiecte subventionate	Surse proprii	28.161	1.423	21.965	65.339	38.170	155.059
Contributie Autoritate de finantare pentru proiecte subventionate	Contributii financiare	72.414	3.660	56.481	168.014	98.153	398.722
Total [mii lei]		614.482	477.301	492.757	638.440	535.688	2.758.669

Investițiile pentru proiectul de implementare sisteme de măsură inteligente planificate pentru perioada 2024-2028 sunt cele transmise către Autoritate odată cu analizele cost-beneficiu, în situația în care propunerea nu va fi acceptată și va fi stabilit un alt calendar de implementare E-Distribuție Banat îsi rezervă .

Valorile prevăzute pentru racordări (surse proprii și contribuții financiare) sunt estimate în baza datelor istorice și depind în principal de modul în care va fi stabilit cadrul de reglementare pentru racordări în ciclul 2024-2028, urmând ca valoarea finală să fie revizuită în cazul în care vor fi modificări. Având în vedere faptul că acestea sunt dificil de estimat pentru o perioadă așa de îndelungată valorile pot suferi modificări semnificative.

Valorile prevăzute pentru proiectele cu finanțare ajutor de stat/finanțare europeană sunt estimate la data de astăzi însă este necesară încheierea contractelor de finanțare cu Autoritatea de Finanțare. Având în vedere că resursele programelor sunt limitate în timp și valoric, apelul de proiecte pentru Fondul de Modernizare fiind deschis până la 30.06.2024, iar valoarea disponibilă pentru toți operatorii de distribuție este de cca 1.1 miliarde euro și perioada de implementare a proiectelor este până la 31.12.2030, valorile acestora pot suferi modificări semnificative care ar putea conduce la năndeplinirea de către OD a procentului de realizare a investițiilor de 95% motiv pentru care considerăm oportună pentru noul ciclu de reglementare includerea unor prevederi specifice pentru proiectele subvenționate coordonate de către Autoritățile Finanțatoare și ANRE cum ar fi: prevederea unor machete distincte pentru acest tip de proiecte, flexibilizarea posibilității de anticipare/mutare a proiectelor în timp și/sau valoric fără a fi considerate în calculul procentului de realizare 95% a programului de investiții anual și alte prevederi.

Având în vedere perioada de tranziție pentru trecerea la acționariatul nou, valorile prevăzute mai sus, pot suferi modificări care vor fi comunicate către Autoritate.

Detaliile anuale pe niveluri de tensiune și zone de rețea al investițiilor E-Distribuție Banat pentru perioada 2024-2033 se regăsesc în Anexa Investiții.

2.11.2 Investiții prevăzute a fi realizate din Programe de Finanțare Ajutor de Stat/Fonduri Europene

Pentru atingerea obiectivelor din Planul de Dezvoltare, E-Distribuție Banat și-a propus investiții ce vor urmări în principal, creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor și reducerea consumului propriu tehnologic, introducerea de tehnologii și capacități noi, modernizarea și creșterea capacității rețelelor pentru racordarea unui număr de utilizatori în continuă creștere.

La baza elaborării Planului de Dezvoltare a RED pe 10 ani al E-Distribuție Banat, stau studiile ce evidențiază cel puțin unul dintre beneficiile următoare:

- reducerea consumului propriu tehnologic prin îmbunătățirea eficienței energetice a rețelei;
- îmbunătățirea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție (SAIFI, SAIDI, MAIFI, etc);
- asigurarea continuității în alimentarea cu energie electrică;

- asigurarea capacității de racordare la RED a utilizatorilor;
- reducerea costurilor cu mentenanța, OPEX;
- decarbonizarea rețelei de distribuție.

Pentru respectarea standardului de performanță, cât și pentru implementarea tuturor proiectelor necesare pentru rezolvarea criticităților din rețea și pentru integrarea surselor regenerabile în RED, E-Distribuție Banat își propune demararea a cât mai multe proiecte pe diverse axe de finanțare cu privire la dezvoltarea RED prin atragerea de Fonduri Subvenționate și Fonduri Europene nerambursabile.

E-Distribuție Banat are în execuție lucrarea, “Intervenții inteligente pentru optimizarea consumului la clienții finali și îmbunătățirea calității serviciului de distribuție prin utilizarea de date de consum de înaltă calitate în județul Timiș”, pe POIM axa 10.2.

În momentul de față, există un singur apel lansat de către Ministerul Energiei, pentru solicitanții care doresc să obțină finanțare nerambursabilă pentru proiecte de investiții în infrastructura energetică, în cadrul Programului - cheie 3: Modernizarea și construcția de noi tronsoane de infrastructură energetică - Sprijin pentru modernizarea și realizarea de noi tronsoane în rețelele de transport și distribuție de energie electrică și gaze naturale, inclusiv pentru tranziția la rețele de transport și distribuție a gazelor naturale capabile să preia hidrogen verde și pentru construirea și modernizarea depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale și pentru creșterea nivelului de interconectivitate al rețelei electrice de transport menționat la art. 3, alin. 6 din Ordonanța de urgență nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative - domeniul de investiții 3.2 Infrastructura energetică — Sprijinirea investițiilor pentru extinderea și modernizarea rețelei de distribuție a energiei electrice.

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de sera în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE (denumită, în continuare Directiva ETS).

În România, Fondul pentru Modernizare va finanța investiții din sectoarele prioritare menționate la art. 3, alin. 5 din Ordonanța de urgență nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative și va fi implementat prin intermediul programelor-cheie cuprinse la art. 3, alin. 6 din OUG nr. 60/2022; în cadrul fiecărui program-cheie, fiind definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Finanțarea proiectelor în cadrul acestei operațiuni este de tip nerambursabil și constă în rambursarea cheltuielilor eligibile făcute pentru realizarea proiectului, la valoarea și în condițiile stabilite prin Contractul de finanțare. Principalele rezultate așteptate sunt:

- Rețea distribuție energie electrică nouă sau modernizată: 4.000 km;
- Creșterea securității furnizării energiei prin reducerea numărului de întreruperi;
- Crearea infrastructurii necesare pentru dezvoltarea unor activități economice noi, precum dezvoltarea infrastructurii energetice naționale la standarde europene aplicabile în domeniu;
- Utilizarea rațională a resurselor energetice prin reducerea pierderilor;
- Minimizarea impactului negativ asupra mediului;
- Reducerea costurilor de mentenanță ale rețelelor de distribuție;
- Crearea condițiilor tehnice necesare pentru racordarea stațiilor de încărcare electrice.

Investițiile propuse de E-Distribuție Banat, cu o valoare totală de aproximativ **1.7 miliarde lei**, sunt prezentate pe categorii de instalații și județe, mai jos:

Retehnologizare stații de transformare IT/MT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Mărirea gradului de siguranță în alimentare cu energie electrică a consumatorilor prin modernizarea celulelor de IT și MT din stația 110/20/10 kV Cetate	Timiș	73.148
Reducerea consumurilor tehnologice în stațiile de transformare 110/20/10 kV din gestiunea EDB și asigurarea criteriilor de siguranță a alimentării cu energie electrică prin înlocuirea transformatoarelor cu o durată de funcționare mare și cu pierderi de energie electrică mari	Timiș	48.114
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDB zona Deva volumul 1	Hunedoara	136.323
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDB zona Caraș – Severin volumul 2	Caraș-Severin	140.333
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDB zona Timiș volumul 1	Timiș	144.342
Modernizarea stațiilor electrice de transformare IT/MT în EDB zona Petroșani volumul 1	Hunedoara	34.081
TOTAL		576.340

Stații de transformare noi IT/MT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
L. 482/2021, Realizare stație electrică de transformare nouă 110/20 kV Ineu	Arad	104.247
TOTAL		104.247

Lucrări noi și de retnologizare linii MT/JT și posturi MT/JT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Modernizare rețele electrice de distribuție din UAT Sebiș (loc. Sebiș, Prunișor, Donceni, Sălăjeni), UAT Bârsa (loc. Bârsa, Aldești, Hodiș, Voivodeni), prin trecerea LEA MT în LES MT, transformarea PTA în PTA _b , înlocuire conductor clasic cu conductor torsadat și refacere bransamente prin scoatere la limita de proprietate a măsurii	Arad	52.307
Modernizare rețele electrice de distribuție din localitatea Nădlac prin pozarea subterană a liniilor aeriene de medie tensiune alimentate din localitatea Nădlac și transformarea PT aeriene în PT în anvelopă de beton, trecerea LEA JT în LES JT și înlocuire LEA JT conductor clasic cu conductor torsadat, jud. Arad	Arad	44.698

Creșterea capacității de distribuție și a siguranței în alimentare a consumatorilor din Orașul Bocșa, prin pozarea subterană a liniilor aeriene de medie tensiune transformarea PT aeriene în PT în anvelopă de beton	Caraș-Severin	152.361
Creșterea capacității de distribuție și a siguranței în alimentare a consumatorilor alimentați din LEA 20 KV Bozovici și LEA 20 KV Cerbu prin trecerea parțială din LEA în LES a rețelei MT și modernizarea rețelei LEA JT din localitățile Pârvova, Lăpușnicu Mare, Moceriș, Raveneasca	Caraș-Severin	50.594
Modernizare rețele electrice de distribuție ce alimentează consumatorii din comunele Blăjeni, Buceș, Ribîța, Ormindea și localitatea Brad	Hunedoara	72.327
Modernizare rețele electrice de distribuție ce alimentează consumatorii din comunele Gurasada, Brănișca, Vorța, Burjuc și Zam	Hunedoara	61.997
Modernizare rețele distribuție electrică pentru alimentarea consumatorilor din orașul Făget, prin trecerea din LEA în LES a LEA 20 kV IMC, LEA 20 kV Oraș Făget, LEA 20 kV Făget din stația Făget și buclare și transformare PTA în PTAB și modernizare LEA JT UAT Făget - (loc. Făget, Bătești, Begheiu Mic, Bichigi, Brănești, Bunea Mare, Jupânești, Povărgina, Temerești, Colonia mica)	Timiș	59.373
Modernizare rețele distribuție electrică pentru alimentarea consumatorilor din orașul Jimbolia, prin trecerea din LEA în LES a LEA 20 kV Oraș 1 și Oraș 2 și transformare PTA în PTAB și rețea JT aferenta posturilor T21552, T21542, T21529, T21545, T21546, T21544, T21527, T21543, T1504	Timiș	41.674
Modernizare rețele electrice de distribuție în Aradul Nou	Arad	86.741
Creșterea siguranței în alimentare a consumatorilor din zona de agrement Trei Ape prin buclare LEA 20 kV Văliug din stația Mociur cu LEA 20 kV Slatina Timiș din stația Balta Sărată	Caraș-Severin	47.005
Modernizare rețelelor electrice de distribuție ce alimentează consumatorii din localitatea Lupeni prin înlocuirea PTZ cu PTAB și mutare pe alt amplasament și înlocuire LES MT uzate, trecere porțiuni LEA MT urbane în LES MT, modernizare LEA JT	Hunedoara	42.520
Trecere la 20 kv rețele de distribuție alimentate din stațiile 110/20/10 kv Cetate și Fratelia	Timiș	39.553
Modernizare rețele distribuție electrica pentru alimentarea consumatorilor din municipiul Timișoara, zona Fratelia-Girocului prin pozarea subterană a liniilor aeriene de medie tensiune din stația Musicescu și transformarea PT aeriene în PT în anvelopă de beton (LEA 8, LEA 9 Musicescu, LEA 5 Musicescu - Fratelia, LEA 6 Fratelia, LEA Urseni)	Timiș	54.930
Modernizare rețea de distribuție MT+ JT în localitatea Cenad	Timiș	47.271
Creșterea capacității de distribuție și a siguranței în alimentare a consumatorilor alimentați din LEA 20 KV Avicola Berzovia prin trecerea parțială din LEA în LES a rețelei MT, transformarea PT aeriene în PT în anvelopă de beton și modernizarea rețelei LEA JT din localitățile Duleu, Remetea Pogăniș, Valea Mare, Bocșa - str. Binișului	Caraș-Severin	74.075
TOTAL		927.427

Modernizare linii JT

Denumire lucrare	Județ	Valoare [mii lei]
Modernizare LEA JT și securizare grupuri de măsură Orașul Geoagiu, localitățile Aurel Vlaicu, Bozeș, Cigmău, Homorod, Mermezeu-Văleni, Renghet și Văleni	Hunedoara	40.668
TOTAL		40.668

E-Distribuție Banat își propune să atragă fonduri subvenționate din diferite programe de finanțare ce sunt în derulare sau vor fi în derulare pe perioada prezentului Plan de Dezvoltare.

Pentru estimările bugetare aferente viitoarelor proiecte finanțate din fonduri subvenționate au fost luate în considerare două perioade de câte 5 ani iar ca și asumptii pentru contribuțiile proprii dar și pentru valorile subvenționate de către autoritățile de management s-au luat în considerare condițiile actuale de finanțare în conformitate cu ghidurile de finanțare* existente pentru activitatea de distribuție de energie electrică.

Sursă Finanțare	Perioada	
	2024-2028	2029-2033
Contribuții Proprii [mii lei]	167.443	170.453
Fonduri Subvenționate [mii lei]	409.929	438.308

Valorile vor fi revizuite pe măsura finalizării documentațiilor de proiectare, încheierii contractelor de finanțare, achiziția lucrărilor. La următoarea revizie a Planului de Dezvoltare, lista va fi actualizată în funcție de proiectele pentru care au fost încheiate contracte de finanțare.

2.11.3 Programul de lucrări/dotări necesare desfășurării activității de distribuție

2.11.3.1 Prezentare generală

Pentru desfășurarea acestei activități în conformitate cu prevederile condițiilor asociate licenței prestării serviciului de distribuție și prevederilor legislației privind securitatea și sănătatea în muncă a personalului, este necesară asigurarea următoarelor dotări după cum urmează:

- **CONSTRUCȚII CIVILE:** lucrări necesare pentru asigurare protecției împotriva incendiilor și întrunirea condițiilor legale de funcționare; consolidare și reabilitare
- **CONSTRUCȚII INDUSTRIALE:** securizare obiective și eliminarea pazei umane, reabilitare împrejurimi, instalare sisteme de securitate

- DOTĂRI: pentru respectarea prevederilor legale în vigoare privind securitatea și sănătatea în munca, de rețea pentru desfășurarea lucrărilor de operare și metenanță, pentru asigurarea condițiilor optime pentru activitatea personalului, etc
- PARC AUTO: achiziții de mijloace de intervenție și auto speciale de intervenție pentru realizarea lucrărilor de intervenții în rețeaua de distribuție;
- INFORMATION COMMUNICATION TECHNOLOGY (ICT): asigurarea sistemelor hardware și software necesare optimizării proceselor din cadrul activităților de distribuție și asigurarea dotărilor necesare pentru personalul implicat în activitățile desfășurate pentru prestarea serviciului de distribuție în conformitate cu condițiile asociate licenței;

2.11.3.2 Investiții în construcții civile și industrial

În perioada 2019-2023 investițiile pentru construcții în clădiri au fost orientate pentru îmbunătățirea condițiilor de muncă: lucrări de modernizare a clădirilor de sedii administrative, clădirilor industriale pentru amenajarea de sedii administrative, lucrări de securizare a stațiilor de transformare pentru limitarea accesului persoanelor neautorizate, amenajarea salilor de instruire pentru personalul operativ.

Un alt scop caruia i-au fost dedicate investițiile în clădirile civile a fost acela de optimizare a spațiilor utilizate în activitatea de prestare a serviciului de distribuție.

În următoarea perioadă au fost identificate ca fiind necesare proiecte pentru crearea unor condiții optime de muncă dar și pentru protecția personalului împotriva incendiilor și îndeplinirea condițiilor legale de funcționare, respectiv obținerea autorizației de funcționare la incendiu (conform HG 571/2016 și ordinul 129/2016). În acest sens, s-au realizat lucrările necesare la sediile din Timisoara, str. Pestalozzi, nr. 3-5, str. Stefan cel Mare, nr. 24

În ceea ce privește clădirile industriale, au fost prevăzute lucrări care să contribuie la protecția patrimoniului industrial (obligație legală conform Legii 333/2003 și a HG 301/2012) și la buna funcționare a instalațiilor energetice, dar și de modernizare și sistematizare a anumitor obiective:

- securizarea stațiilor și eliminarea pazei umane a obiectivelor
- instalarea de sisteme de securitate la stațiile care în prezent nu au sisteme de securitate și nici paza umana asigurată :
 - executarea de lucrări de refacere/reabilitare a împrejurimii incintelor stațiilor de transformare în vederea exploatării optime a sistemelor de securitate; în prezent acestea nu sunt securizate corespunzător (înălțime insuficientă, panouri de gard deteriorate, porți neetanșate, etc.)
 - reabilitare fațade, tâmplărie, finisaje interioare, realizarea de instalații electrice de iluminat exterior cu lampi solare, bransamente de apă și canalizare, și sistematizare incinta prin înlocuirea stratului vegetal cu piatră macadam și refacerea canalelor pentru cabluri acolo unde sunt deteriorate și prezintă riscuri pentru personalul operativ.

2.11.3.3 Investiții în dotări

Desfășurarea procesului de distribuție a energiei electrice în condiții optime necesită asigurarea unor dotări care să susțină atât activitatea principală, cât și activitățile conexe în condiții de siguranță. De asemenea, dotarea personalului cu echipamentele, sculele și dispozitivele necesare bunei desfășurări a activității, duc la eficientizarea generală a activității cu impact atât asupra cheltuielilor operationale cât și asupra duratelor de restabilire a alimentării cu energie electrică a consumatorilor afectați de defecțiuni/avarii.

Dotările pentru desfășurarea procesului de producție sunt prevăzute în acord cu cadrul legislativ care reglementează securitatea și sănătatea în muncă, și cu cerințele specificațiilor tehnice proprii ale societății care în general exced cadrului legal.

Echipamentele de protecție sunt gestionate cu ajutorul aplicațiilor informatice specifice acestei activități.

2.11.3.4 Investiții în parcul auto

Investițiile privind mijloacele auto în perioada 2019-2023 au avut ca obiect dotarea cu: autospeciale PRB, camioane, autolaboratoare, vehicule speciale de teren și/sau pentru intervenții în condiții meteorologice deosebite, și grupuri electrogene în vederea desfășurării activităților de investiții/intervenții.

Pentru perioada 2024-2033 au fost identificate ca fiind necesare următoarele dotări:

- autovehicule speciale: autolaboratoare PRAM, autospeciale PRB, camioane echipate cu grup electrogen
- autovehicule operative

2.11.3.5 Investiții în ICT

În conformitate cu liniile directoare ale Liniilor de Business relevante, planificarea dezvoltării tehnologiei informaționale și de comunicații (ICT) în cadrul Societății E-Distribuție Banat urmărește ca și obiective:

- Asigurarea implementării politicilor de sănătate, siguranță, mediu și calitate la nivelul liniilor de business globale și de holding și implementarea și mentenanță sistemului de management al SSMC, având în vedere reglementările locale;
- Asigurarea indicatorilor de calitate conform standardului de performanță;
- Gestionarea activităților comerciale care prin canale diferite (fizic, call center, internet, aplicație) și gestionarea sondajelor de satisfacție clienți;
- Gestionarea acurateței datelor, a facturării, managementul colectării de credit în legătură cu distribuția de servicii comerciale către părți terțe;
- Gestionarea programului de sisteme de contorizare inteligente integrate cu alte sisteme locale, definirea planurilor de înlocuire contoare, coordonarea centrului de control contoare inteligente și a operațiunilor de măsurare în teren;
- Identificarea și prioritizarea investițiilor pentru exploatarea rețelelor din punct de vedere tehnic;

- Planificarea rețelei;
- Monitorizarea planurilor de execuție a lucrărilor și activităților de mentenanță și investiții;
- Identificarea și optimizarea nevoilor de business referitoare la materiale, lucrări și servicii;
- Asigurarea gestiunii bunurilor industriale;
- Definirea proiectării de bază și detaliată, referitoare la lucrările complexe de IT și MT/ JT;
- Execuția lucrărilor de IT și MT/ JT, cu gestionarea contractelor relevante;
- Promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RED;
- Definirea arhitecturii, a specificațiilor tehnice și funcționale pentru sisteme și echipamente legate de control, automatizare control și automatizare de rețea.
- Automatizarea și optimizarea proceselor de bussines pentru creșterea eficienței ale activităților.

Pentru realizarea acestor obiective, în perioada 2019-2023, strategia de dezvoltare a tehnologiei informaționale și de comunicații (ICT) a constat în implementarea și dezvoltarea coerentă și unitară a unor aplicații care să susțină performanța, în vederea creșterii eficienței activității.

Au fost implementate o serie de dezvoltări și aplicații informatice pentru gestionarea mai eficientă a activității de distribuție: MLM – Material Lifecycle Management, HPR – High Priority Response, PROLED, Primary Station Surveillance, MOBAUTH, KNOX, APP5RO, TWOBEBAT, DIGSILENT, ARQC, VERA, FORECAST.

Iar în cursul anului 2023 în plus față de studiul anterior vor fi implementate aplicațiile POWER QUALITY- aplicație utilizată pentru extragerea datelor și stocarea informațiilor din analizoarele de calitate, NETNAV- aplicație care gestionează și stochează hartă digitală a rețelei de distribuție.

2.12 Analiză multicriterială pentru prioritizarea investițiilor

Pentru prioritizarea investițiilor în rețea au fost avute în vedere următoarele criterii:

- Investițiile pentru creșterea capacității rețelei în vederea adaptării la creșterea prognozată de sarcină (consum) rezultată din analizele efectuate pentru rețeaua de înaltă tensiune (pentru criteriul cu N și N-1 elemente în funcțiune), stațiile de transformare (pentru criteriul cu N și N-1 elemente în funcțiune), rețeaua de medie tensiune (pentru schema normală de funcționare), efectuate pentru posturile de transformare și rețeaua de joasă tensiune (pentru schema normală de funcționare) pentru asigurarea accesului la rețea al consumatorilor/dezvoltatorilor și pentru extinderile de rețele solicitate de Autoritățile locale.
- Investiții necesare care derivă din obligații prevăzute de reglementările/legislația în vigoare/normative în vigoare (cum ar fi instalarea de sisteme de măsură inteligente, instalare concentratoarelor în posturile de transformare ca soluție alternativă la instalarea analizoarelor de calitate energie, realizarea unor posturi noi de transformare etc).
- Investiții care derivă din constrângeri tehnologice (cum ar fi de exemplu înlocuirii de echipamente de comunicație/concentratoare în posturi care utilizează tehnologie 2G și 3G etc);

- Investiții care derivă din analiza regimurilor de funcționare pentru care au fost detaliate criteriile avute în vedere în capitolul 2.5. Analiza multicriterială pentru selectare lucrărilor și prioritizarea acestora se regăsește prezentată în capitolul 2.5.
- Investiții pentru reducerea CPT/îmbunătățire nivel tensiune de realizare posturi noi de transformare și circuite noi de joasă tensiune (zone cu circuite cu lungime medie mai mare de 1,5km), suplimentar aportului în reducerea de CPT adus de investițiile de modernizare/retehnologizare ale rețelei și instalațiilor selectate în analiza de regimuri de funcționare, de investițiile de adaptare a capacității elementelor de rețea la sarcină selectate în analiza capacității rețelei, de investițiile scoaterea la limita de proprietate/ centralizări de grupuri de măsură, securizări de grupuri de măsură au fost incluse realizate împreună cu sistemele de măsură inteligente.

A fost avut în vedere prioritizarea unor investiții în zone cu potențial de dezvoltare, de exemplu orasul Ineu, unde este necesară realizarea unei stații de transformare noi întrucât liniile de MT existente din stațiile Sebiș și Pâncota nu pot asigura necesarul de energie al zonei pe perspectiva 2024-2033.

Realizarea viitoarei stații va asigura creșterea gradului de siguranță al consumatorilor racordați la stațiile Sebiș și Pâncota (alimentate în prezent pe 110kV în sistem radial) prin închiderea buclei de 110kV prin noua stație Ineu, și prin reducerea lungimii rețelei MT și a numărului de consumatori racordați la liniile ce alimentează orașul Ineu, prin intermediul unor feederi noi racordați la viitoarea stație Ineu.

2.13 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

2.13.1 Strategia energetică a României pe termen mediu și lung

Obiectivele Strategiei Energetice, ediția în vigoare, 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 strategiei sprijină realizarea țintelor naționale asumate la nivelul anului 2030: 43,9% reducere a emisiilor aferente sectoarelor ETS față de nivelul anului 2005, respectiv cu 2% a emisiilor aferente sectoarelor non-ETS față de nivelul anului 2005; 30,7 % pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie; 40,4% reducere a consumului final de energie față de proiecția PRIMES 2007.

Măsurile și politicile necesare pentru atingerea obiectivelor strategice sunt stabilite prin Planul Național Energie Schimbări Climatice (PNIESC).

Obiective naționale (PNIESC) în vigoare vizează următoarele dimensiuni:

A. Dimensiunea Decarbonare

A.1 Emisiile și absorbțiile GES

A.2 Energia din surse regenerabile

B. Dimensiunea Eficiență Energetică

C. Dimensiunea „securitate energetică”

D. Dimensiunea „piață internă a energiei”

D.1 Interconectivitatea rețelelor electrice

D.2 Infrastructura de transport a energiei

D.3 Integrarea piețelor

D.4 Sărăcia energetică

E. Dimensiunea „cercetare, inovare și competitivitate”

Prin inițiativele propuse a fi implementate prin planul de dezvoltare E-Distribuție Banat au fost prevăzute:

- **Pentru atingerea obiectivului ”Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii”.** Dimensionarea rețelei de distribuție de IT și MT astfel încât să se asigure adaptarea capacității rețelei la creșterea de consum prognozată în perioada 2024-2033 și astfel pentru facilitarea accesului la rețea pentru toți consumatorii. În ceea ce privește capacitatea posturilor de transformare și a rețelei de joasă tensiune există încă capacitate, iar soluțiile sunt corelate cu puterea solicitată de utilizatori nefiind identificate probleme privind asigurarea accesului la rețea.
- **Pentru obiectivele „Energie curată și eficiență energetică”, ”Dimensiunea Decarbonare”, ” Dimensiunea Eficiență Energetică” și sărăcie energetică.** Unul dintre principalele obiective urmărite în cadrul acțiunilor propuse de dezvoltare a rețelei electrice de distribuție a avut în vedere creșterea eficienței fiind propuse lucrări pentru componenta semnificativă de utilizare a energiei în cadrul companiei și anume reducerea CPT în rețea prin utilizarea de transformatoare cu pierderi reduse redimensionate în anumite cazuri când se impune, realizarea unor lucrări de instalare posturi noi de transformare și circuite noi de joasă tensiune în zonele cu lungimi mari de rețele de joasă tensiune, modernizări de rețele de joasă tensiune și branșamente cu creșterea capacității cu probleme de indicatori de continuitate dar care impactează indirect și reducerea CPT în rețeaua de joasă tensiune, injecții noi în linii de medie tensiune cu un nivel de utilizare a capacității peste 60% și o densitate de utilizatori mare, utilizarea în cadrul proiectelor de modernizare de echipamente moderne de ultimă generație cu consum tehnologic redus, implementare unor soluții de digitalizare pentru optimizarea schemelor de funcționare (ADMS), securizări de grupuri de măsură și refacere de branșamente cu scoatere la limita de proprietate a grupurilor de măsură.

De asemenea E-Distribuție Banat are în vedere adoptarea unor măsuri adiționale cum ar fi instalarea de sisteme fotovoltaice în stațiile de transformare în vederea acoperirii parțiale/integrale a consumului, instalarea de sisteme fotovoltaice pe clădirile administrative în vederea acoperirii parțiale a consumului de energie, trecerea de la utilizarea unui parc auto pe combustibil clasic la un parc auto hibrid (combustibil clasic

si/sau electric plug-in), utilizarea în cadrul soluțiilor de reabilitare/retehnologizare/modernizare a unor soluții de iluminat de tip LED, aparate de climatizare eficiente, optimizarea regimurilor de funcționare pentru echipamentele/aparatele de climatizare din stațiile de transformare/sediile administrative, automatizarea sistemelor de climatizare din sediile administrative, reabilitarea sediilor administrative cu soluții eficiente din punct de vedere energetic.

- **Pentru obiectivul “Energia din surse regenerabile”.** Pentru producătorii de energie din surse regenerabile cu soluții de racordare în rețeaua de medie tensiune pentru care nu era posibilă asigurarea continuității în cazurile de funcționare cu abatere de la schema normală, E-Distribuție a adoptat prin reguli interne o soluție cu acceptul producătorului de deconectare a acestuia pe perioada de funcționare cu abatere pentru a nu încărca excesiv costurile cu soluțiile de racordare a acestora.
- **Pentru obiectivele “Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive” și de “Integrare a piețelor”.** E-Distribuție are inclus în planul de dezvoltare acțiunile de implementare anticipată a sistemelor de măsurare inteligentă pentru a putea pregăti trecerea la sisteme de tarifare avansată dar și pentru alte beneficii aduse operatorului de distribuție cum ar fi: eficiență operatională, reducerea CPT comercial, îmbunătățirea calității serviciului.
- **Pentru obiectivul de creșterea calității învățământului în domeniul energiei.** E-Distribuție susține astfel de inițiative prin clasa duală prin care elevii învață și beneficiază de ore de practică. De asemenea este încheiat un parteneriat cu Universitatea Politehnica București pentru ca studenții să realizeze stadii de practică în companie în poligoanele de instruire care sunt utilizate și de către personalul OD în activitatea de instruire privind exploatarea instalațiilor existente dar și a unor instalații noi.
- **Pentru “Protecția consumatorului vulnerabil”** E-Distribuție se preocupă constant în identificare și respectarea prevederilor legale care țin de asigurarea continuității în alimentare cu energie electrică prin furnizarea de echipamente sursă alternative dar și prin realizarea unor investiții semnificative pentru îmbunătățirea indicatorilor de continuitate în alimentare pentru toți utilizatorii racordați la rețeaua de distribuție. Aceste inițiative contribuie indirect și la reducerea emisiilor de CO₂ prin utilizarea pe durate mai mic a grupurilor electrogene, utilizarea redusă a autospecialelor personalului operativ care utolizează combustibili clasici.
- **Pentru obiectivul de creștere a securității energetice și pentru interconectivitatea rețelelor.** E-Distribuție a realizat lucrările preliminare pentru interconectarea sistemelor EMS SCADA și DMS SCADA, sub coordonarea OTS urmând a fi realizată interconectarea. E-Distribuție Banat a realizat și are propuse prin planul de dezvoltare o serie de lucrări care asigură transferul sarcinii de pe o sursă pe altele disponibile în Municipiul București pentru cazurile de indisponibilitate integrală a anumitor surse. De asemenea sunt incluse acțiuni de digitalizare atât a rețelei cât și a proceselor în așa fel încât rețeaua să poată fi gestionată de la distanță, asigurând totodată și redundanța sistemului de comandă control de la distanță prin implementare de solutii Disaster Recovery. Trebuie realizate lucrările pentru înlocuirea echipamentelor cu comunicație 2G și 3G, tehnologii care nu vor mai fi disponibile în viitor. O altă inițiativă importantă este cea de digitalizare a proceselor care va contribui nu numai la eficientizarea activității OD dar și la îmbunătățirea indicatorilor de continuitate în alimentare și indirect astfel la reducerea emisiilor de CO₂ prin utilizarea mai redusă a auto din dotarea personalului operativ ca urmare a parcurgerii unor distanțe mai reduse pentru realimentarea utilizatorilor în cazul unor întreruperi.

- **Pentru „Dimensiunea cercetare, inovare și competitivitate”.** E-Distribuție Banat a dezvoltat o serie de instrumente/metode care să permită planficatorului selecția și luarea deciziilor de a investi pe bază de date obiective (analiza curbelor de sarcină la nivelul stațiilor de transformare, analiza comportării rețelei de distribuție) și are în planul de dezvoltare un proiect important pentru realizarea unei platforme care înglobează activitățile desfășurate de OD, Proiectul Grid Blue Sky. Prin acest proiect este prevăzută realizarea unor algoritmi bazați pe arbori de decizie, inteligență artificială care să permită optimizarea activităților, dar și acțiuni de standardizare a soluțiilor selectate cu noi tehnologii disponibile în piață.

O altă preocupare este de testare împreună cu furnizorii din domeniu a unor tehnologii noi care să permită înglobarea(virtualizarea) mai multor echipamente utilizate la nivelul punctelor de alimentare/posturilor de transformare (echipamente de protecție, echipamente de comunicație, echipamente de măsură).