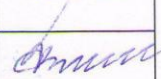
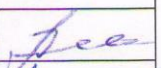
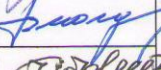
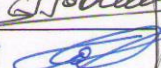



Plan de Dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport în perioada anilor 2018-2027

#	Elemente privind operațiunea	Numele și prenumele	Funcția	Data	Semnătura
1	Aprobat	Ghennadi Dimov	Director general	26.01.18.	
2	Verificat	Veaceslav Zastavnechi	Vicedirector general	26.07.18.	
3	Verificat	Valeriu Moldovan	Inginer-Şef	26.01.2018.	
4	Elaborat	Ion Păduraru	Şef STP	26.01.2018	
5	Elaborat	Iurie Cazacu	Şef SRE	25.01.2018	

Baza legală

Conform prevederilor *Legii Energiei Electrice* a Republicii Moldova [1, art.34], Operatorul sistemului de transport Î.S. „Moldelectrica” este obligat, ținând cont de *Strategia Energetică* a Republicii Moldova [29], să elaboreze un plan de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani, și să-l prezinte la *Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică* spre aprobare.

Echipa de lucru

Planul de dezvoltare a fost realizat în baza studiul „*Elaborarea Planului de Dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport în perioada anilor 2018-2027*” [63], întocmit de către experții Departamentului de Electroenergetică și Electrotehnică a Universității Tehnice a Moldovei, director de proiect *prof.univ.dr. I. Stratan*. Echipa de lucru integrală ce a contribuit la realizarea lucrării este prezentată la pag.75, responsabil de lucrare *Iu. Cazacu*, șef Serviciul Regimuri Electrice.

Etapele de aprobare

Planul de dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport în perioada anilor 2018-2027 a fost prezentat pentru discuții la data 22 noiembrie 2017.

A fost aprobat de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică la data 27 decembrie 2017.

SINTEZĂ

În considerarea respectării prevederilor Legii Energiei Electrice a Republicii Moldova [1, art.34], Operatorul sistemului de transport Î.S. „Moldelectrica” este obligat, ținând cont de strategia energetică a Republicii Moldova, să elaboreze un plan de dezvoltare a rețelelor electrice de transport (RET) pentru 10 ani, și să-l prezinte la Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE) spre aprobare.

Republica Moldova are hotar comun cu România la vest, cu Ucraina la nord și est, însă sistemele electroenergetice ale acestor state, până în prezent, nu funcționează în paralel. Sistemul energetic al Republicii Moldova funcționează în paralel cu sistemul energetic al Ucrainei, fiind interconectat prin 7 linii electrice aeriene (LEA) de foarte înaltă tensiune (330 kV) și 11 LEA de înaltă tensiune (110 kV), iar prin LEA de 400 kV Vulcănești-Isaccea și prin 4 LEA de 110 kV se asigură interconexiunea cu sistemul energetic al României în „regim de insulă”.

Dat fiind faptul că operatorii de transport și de sistem (OTS) din România și Ucraina au elaborat Planurile de Dezvoltare a RET pe o perioadă de 10 ani, la elaborarea Planului de Dezvoltare a RET a RM s-a ținut cont de perspectivele de dezvoltare a sistemelor electroenergetice ale țărilor vecine.

Structura Planurilor de Dezvoltare elaborate de OTS din România [2] și cel din Ucraina [3] diferă considerabil, fiindcă Ucraina a realizat acest obiectiv pentru prima dată în ianuarie 2016, iar România deja îl actualizează repetat.

În urma examinării detaliate a studiilor menționate la elaborarea Planului de Dezvoltare a RET s-au luat în considerație următoarele aspecte:

- Insuficiența surselor de energie electrică și prezența doar a unei linii 330 kV „MGRES - Artiz” creează dificultăți în aprovizionarea continuă cu energie electrică a consumatorilor din regiunea Odesa a SEE al Ucrainei, și în mod deosebit atunci când liniile electrice locale de 110 kV sunt scoase în reparație. Pentru asigurarea continuității alimentării consumatorilor cu energie electrică de calitate, se execută lucrări de proiectare a unei noi LEA 330 kV „Novoodesk-Artiz” cu o lungime de 104 km [3, pag.17], ce urmează a fi construită în perioada anilor 2016-2019, cu investiții de circa 1,63 mld HRU.
- Creșterea considerabilă a consumului în regiunea Odesa, încărcarea elementelor de rețea de la frontiera dintre SEE al Ucrainei și Republicii Moldova, precum și funcționarea instabilă a centralei MGRES, duc la necesitatea construcției în regiune a unui nod puternic, a unei stații electrice de transformare 750/330 kV „Primorsk”, cu conectarea tuturor rețelelor 330 kV și 750 kV din regiune, cum ar fi: LEA 750 kV „Южно-Украинская АЭС – Исакча”, LEA 330 kV „Котовская – MGRES”, „Усатово – MGRES”, „Аджалык – Усатово № 2”. De asemenea se propune construcția liniei electrice „Приморская – Арциз” în baza liniei existente LEA 330 kV “MGRES – Artiz”, care se va afla integral pe teritoriul Ucrainei [3, pag.17]. În conformitate cu anexa 7 [3] construcția stației electrice de transformare 750/330 kV „Primorsk” (AT 750 kV – 2x(3x333)MVA; LEA 750 kV – 150 km, LEA 330 kV – 130 km) este prevăzută în perioada 2016-2021, costul căreia va constitui circa 6,5 mld HRU. Ulterior, până în anul 2024, se planifică punerea în funcțiune a LEA 750 kV „CHEA Dnestrovsk - Primorsk” (3,2 mld HRU, 320 km).
- Din considerente tehnice interne, capacitatea de transport a liniilor de interconexiune dintre SEE al Ucrainei și Republicii Moldova poate constitui circa 700 MW, însă în orele de sarcină maximă ea este limitată considerabil, iar în regimurile de reparație a LEA 330 kV locale - până la 0 MW [3,pag.34].

- Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de vest, cu Republica Moldova, se preconizează interconectarea asincronă prin stații de conversie back-to-back a sistemului electroenergetic al RM cu sistemul electroenergetic al României. Sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei, care vor suplimenta capacitatea de schimb asigurată de LEA 400 kV „Isaccea (RO) – Vulcănești (MD)” și patru LEA de 110 kV: LEA 400 kV „Suceava (RO) – Bălți (MD)”, iar utilizarea la capacitatea maximă a acestui proiect este condiționată și de construirea LEA 400 kV „Suceava – Gădălin”, inclusă în Planul de Dezvoltare a RET din România [2, pag.16, pag.156]. Transelectrica SA planifică ca până în anul 2018 să sporească capacitatea de interconexiune cu Republica Moldova, astfel încât în perioada anilor 2017-2022 se planifică construcția unei LEA 400 kV „Suceava - Bălți”, la un an diferență după construcția LEA 400 kV „Gădălin-Suceava” [2, pag.160].
- La momentul finalizării Planului de dezvoltare a RET din Romania sunt în analiză și alte proiecte de creștere a capacității de schimb cu Republica Moldova, prin construcția a treia linie de interconexiune de 400 kV, în zona Iași – Ungheni și întărirea rețelei interne care să conecteze linia cu rețeaua de transport existentă. Soluția finală urmează să fie coordonată cu OTS din Republica Moldova [2, pag.16].
- Funcționarea cu 2 grupuri la centrala MGRES conectate în antenă la SEN al României a fost identificat ca un punct slab din considerentele stabilității tranzitorii. Astfel, lipsa teleprotecției pe LEA 400 kV „Tulcea Vest – Isaccea” și indisponibilitatea teleprotecției pe LEA 400 kV dublu circuit „Isaccea – Smardan” ar impune limitarea încărcării grupurilor din MGRES la 130-150MW/grup. S-a recomandat să se realizeze această schemă numai după echiparea cu teleprotecții a tuturor LEA 400 kV din zonă. Totodată s-au identificat scheme cu o retragere în care funcționarea cu două grupuri la MGRES conectate în antenă la SEN ar impune restricții mai severe pentru producția CEE din zonă și nu ar trebui realizată. Argument suplimentar pentru întărirea RET în Dobrogea și în secțiunea de evacuare a zonei [2, pag.70].
- Creșterea importului la frontieră cu Republica Moldova reprezintă unul din principalii factori care au condus la scăderea pierderilor de energie, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET a României [2, pag.60].
- A fost elaborat planul acțiunilor primare de pregătire a SEE al Ucrainei pentru interconectarea cu ENTSO-E, care urmau să fie realizate în 2016-2017, costul cărora se estimează la 2,8 mld HRU [3, pag.44, anexa 8]. Trebuie de menționat că prima acțiune din planul menționat este - realizarea obligațiilor părții ucrainene în cadrul proiectului „Studiul posibilității conectării sincrone a sistemelor electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova la sistemul energetic european ENTSO-E”.

De remarcat că, atât România, cât și Ucraina planifică să pună în funcțiune în următorii 10 ani mai multe surse de energii regenerabile, care vor duce la modernizarea sistemelor electroenergetice proprii. Prin angajamentele asumate față de instituțiile europene și Republica Moldova planifică integrarea surselor de energii regenerabile la sistemul electroenergetic național.

CUPRINS

SINTEZĂ	3
LISTA DE ABREVIERI	7
1. CONSIDERAȚII GENERALE	8
1.1. Întemeierea planului	8
1.2. Scopul și obiectivele	9
1.3. Cadrul de reglementare.....	9
2. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE	11
2.1. Structura RET	11
2.1.1. Date generale	11
2.1.2. Starea tehnică existentă a utilajului primar.....	12
2.1.3. Starea tehnică a liniilor electrice din RET	17
2.1.4. Starea tehnică a protecțiilor prin relee, automatizărilor și echipamentelor de telemecanică.....	18
2.2. Consumul energiei electrice	20
2.3. Producerea energiei electrice.....	21
2.4. Interconectarea sistemelor.....	23
2.5. Adecvanța sistemului.....	26
2.6. Caracteristici de sistem.....	26
2.6.1. Gradul de încărcare a elementelor RET	26
2.6.2. Nivelul admisibil de tensiune și reglarea tensiunii	26
2.6.3. Pierderi de putere și energie electrică	27
2.7. Verificarea criteriilor de siguranță N-1 și N-2 pentru regimuri de funcționare	28
2.8. Evaluarea stabilității tranzitorii a SEE	29
2.9. Indicatori de performanță	32
2.10. Descrierea punctelor slabe.....	33
2.11. Sisteme și servicii.....	34
2.11.1. Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA	34
2.11.2. Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice	35
2.11.3. Sistemul de telecomunicații	36
2.11.4. Serviciile de sistem tehnologice	36
3. SCENARIILE PRIVIND DEZVOLTAREA RET ÎN PERIOADA 2018-2027	38
3.1. Principii generale de construire a scenariilor	38
3.2. Modele de calcul	38
3.3. Elaborarea scenariilor de perspectivă	39
3.3.1. Scenarii utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RET	39
3.3.2. Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN.....	40
3.3.3. Scenarii privind evoluția parcului de producție.....	41

Cod: 2017.12.revA	Planul de dezvoltare RET în anii 2018-2027	Î.S. “Moldelectrica”
	3.3.4. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică	43
	3.3.5. Regiuni de perspectiva pentru noi puteri generate.....	44
4.	ANALIZA REGIMURILOR PERSPECTIVE DE FUNCȚIONARE A RET	46
4.1.	Calculul regimurilor staționare	46
4.2.	Adecvanța sistemului.....	46
4.3.	Caracteristici de sistem.....	47
4.3.1.	Gradul de încărcare a elementelor RET	47
4.3.2.	Nivelul admisibil de tensiune și reglarea tensiunii	47
4.3.3.	Pierderi de putere și energie electrică	48
4.4.	Verificarea criteriilor de siguranță N-1 și N-2 pentru regimuri de funcționare	48
4.5.	Evaluarea stabilității tranzitorii a SEE	50
5.	ESTIMAREA INVESTIȚIILOR	54
5.1.	Dezvoltarea structurii RET	54
5.2.	Integrarea surselor regenerabile de energie	63
5.3.	Interconectarea sistemelor învecinate	65
5.4.	Surse de finanțare	66
6.	PROTECȚIA MEDIULUI ÎNCONJURĂTOR ȘI A INSTALAȚIILOR ELECTRICE.....	67
6.1.	Impactul RET asupra mediului înconjurător	67
6.2.	Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de Î.S. „Moldelectrica”	69
6.3.	Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului înconjurător	69
6.4.	Securitatea instalațiilor.....	70
	CONCLUZII	71
	BIBLIOGRAFIE	73
	ECHIPA DE LUCRU	75

LISTA DE ABREVIERI

ANRE	Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică a Republicii Moldova
ATR	Aviz tehnic de racordare a instalației electrice
CEE	Centrală electrică eoliană
CEF	Centrală electrică fotovoltaică
CNTEE	Compania Națională de Transport a Energiei Electrice
CPT	Consumul propriu tehnologic
DPRA	Dispozitiv de protecție prin relee și automatizări
EMS	Energy Management System (Sistem pentru managementul energiei)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rețeaua europeană a sistemelor de transport și a Operatorilor de energie electrică)
EU (UE)	European Union (Uniunea Europeană)
GMV	Gol minim de vară
IPS/UPS	Sistemul energetic integrat/Sistemul energetic unic
LE	Linie electrică
LEA	Linie electrică aeriană
MD, RM	Republica Moldova
OMEPA	Operatorul pentru măsurarea energiei electrice tranzitate pe piața angro
OST	Operatorul Sistemului de Transport
OTS	Operatorul de Transport și de Sistem
RMB	Regim mediu de bază
RD	Regim de dimensionare
RET	Rețele electrice de transport
RMI	Regim maxim de iarnă
RMV	Regim maxim de vară
RO	România
RTU	Remote Terminal Unit (Echipament local de achiziții de date și comandă)
SAMEE	Sistem automatizat de monitorizare a energiei electrice
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Sistem sigur de control și achiziții de date)
SE	Stație electrică
SEE	Sistem electroenergetic
SEN	Sistem electroenergetic național
SESTMEE	Serviciul de exploatare a sistemelor tehnice de măsurare a energiei electrice
SM	Serviciul metrologic
SOD	Serviciul operativ de dispecerat
UA	Ucraina
VPN	Virtual privat network (rețea de telecomunicații privată)

1. CONSIDERAȚII GENERALE

1.1. Întemeierea planului

Operatorul Sistemului de Transport Î.S. „Moldelectrica”, prin planificarea dezvoltării RET, urmărește menținerea în condiții de eficiență a calității serviciului de transport al energiei electrice și a siguranței în funcționare a SEN, în concordanță cu prevederile regulamentelor în vigoare și angajamentele asumate în comun cu țările vecine, precum și la nivel european. În caz de necesitate, OTS va elabora/actualiza bianual un plan de dezvoltare a RET pentru următorii 10 ani succesivi. Planul de Dezvoltare a RET este supus aprobării de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Î.S. „Moldelectrica” dezvoltă, modernizează și re tehnologizează în condiții economice RET în scopul asigurării adecvării acestora la necesitățile rezultate din evoluția sistemului electroenergetic al Republicii Moldova:

- Evoluția consumului util de energie electrică;
- Racordarea la rețeaua electrică publică a unor noi grupuri de producție a energiei electrice;
- Evoluția schimburilor de energie electrică a SEN cu SEE ale țărilor vecine;
- Uzura fizică și morală a echipamentelor electrice din RET;
- Scoaterea din exploatare a unor grupuri energetice din centralele electrice;
- Modificări pronunțate ale circulațiilor de puteri în elementele importante ale RET;
- Modificarea pronunțată a pierderilor de energie în RET.

Astfel, dacă în baza studiului s-a stabilit necesitatea de a dezvolta RET, identificarea soluțiilor se realizează în urma unei analize cost/beneficiu bazate pe estimarea a unor indicatori tehnici și economici specifici. Având în vedere incertitudinea privind evoluția sistemului electroenergetic și a cadrului economic, se alege acele soluții care să facă față mai multor scenarii. Pentru fiecare proiect, se are în vedere reducerea impactului asupra mediului înconjurător în funcție de performanțele tehnologice moderne accesibile și, nu în ultimul rând, de prevederile legislației în vigoare.

De menționat că, se urmăresc direcțiile strategice ce țin de creșterea eficienței și eficacității serviciilor prestate:

- Realizarea mentenanței ce asigură creșterea siguranței în funcționarea a OST;
- Implementarea tehnologiilor inovatoare și practicilor moderne;
- Promovarea teleconducerii instalațiilor din SE a Î.S. „Moldelectrica” și sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, adică asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de electricitate;
- Promovarea soluțiilor ce contribuie la diminuarea pierderilor de energie în RET;
- Diminuarea congestiilor în RET.

Totodată, trebuie de menționat că la elaborarea Planului de dezvoltare a RET s-a ținut cont în totalitate de cerințele și prioritățile prevăzute în strategia și politica energetică națională. Acestea au constituit referințe determinante la identificarea direcțiilor prioritare și la prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei.

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

1.2. Scopul și obiectivele

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice nr. 107 din 27.05.2016 [1] și Condițiilor asociate Licenței nr. AA 064574 [4] pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, Operatorul Sistemului de Transport Î.S. „Moldelectrica” este obligat să asigure capacitate pe termen lung rețelelor electrice de transport de a acoperi cererile rezonabile de prestare a serviciului de transport al energiei electrice, elaborând și executând planuri de perspectivă privind extinderea și dezvoltarea rețelelor electrice de transport, ținând cont de prognoza producerii și a consumului de energie electrică, planifică dezvoltarea RET, și elaborează un Plan de dezvoltare a RET pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE și proprietarului rețelei. O dată la doi ani, în caz de necesitate sau la solicitarea ANRE, operatorul sistemului de transport examinează oportunitatea modificării planului de dezvoltare și prezintă spre aprobare planul de dezvoltare modificat.

Planificarea dezvoltării RET urmărește următoarele obiective:

- funcționarea în siguranță a SEN și asigurarea unui nivel ridicat al serviciului de transport corespunzătoare condițiilor normate de Normele tehnice ale RET [5];
- dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- asigurarea infrastructurii de transport a energiei electrice necesare pentru buna funcționare a pieței de energie electrică;
- asigurarea accesului solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de normele în vigoare;
- minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor de dezvoltare a RET.

1.3. Cadrul de reglementare

1.3.1. Legislația primară

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

- Legea cu privire la energia electrică [6];
- Legea privind transparența în procesul decizional [7];
- Legea energiei regenerabile [8];
- Legea cu privire la energetică [9];
- Legea privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile [10];
- Legea metrologiei [61];
- Hotărâre pentru implementarea unor prevederi ale Legii nr. 107 cu privire la energia electrică și ale Legii nr. 108 cu privire la gazele naturale [11];
- Directiva Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile [12];
- Directiva Parlamentului European și a Consiliului privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice [13];
- Regulamentul Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică [14];
- Directiva Parlamentului European și a Consiliului privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructuri [15];
- Hotărâre de Guvern cu privire la Foaia de parcurs pentru sectorul electroenergetic din Republica Moldova [16].

1.3.2. Legislația secundară

Legislația secundară în domeniu cuprinde acele instrumente de reglementare obligatorii pentru participanții la sectorul energetic, pentru ca acestea să funcționeze coordonat și sincronizat:

- Regulile pieței energiei electrice [17];
- Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport [5];
- Normele tehnice ale rețelelor electrice de distribuție [18];
- Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice [19];
- Regulamentul privind garanțiile de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie [20];
- Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie și biocombustibil [21];
- Regulamentul privind funcționarea în paralel cu sistemul electroenergetic al centralelor electrice destinate uzului intern [22];
- Instrucțiune pentru calcularea consumului tehnologic de energie electrică în rețelele electrice [23];
- Regulamentul cu privire la calitatea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice [24];
- Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale [62].

2. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE

2.1. Structura RET

2.1.1. Date generale

Republica Moldova este poziționată geografic la frontieră dintre hotarele sistemului energetic al Uniunii Europene ENTSO-E (la vest este sistemul electroenergetic al României) și sistemul IPS/UPS (la est este sistemul electroenergetic al Ucrainei), de care depinde considerabil (Figura 2.1).



Figura 2.1 RET a Republicii Moldova

ÎS „Moldelectrica” realizează activitatea de transport al energiei electrice prin intermediul RET formate din stații și linii electrice de înaltă și foarte înaltă tensiune. RET este rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea nominală de linie 35 kV și mai mult.

Volumul de instalații electrice gestionate de OST Î.S. „Moldelectrica” este format din:

- ❖ **183** stații electrice de transformare (SE) 10 - 400 kV (Figura 2.2),
- ❖ **4704,41** km linii electrice aeriene (LEA) 35 – 400 kV (Figura 2.10),
- ❖ Unități de transformatoare și autotransformatoare cu puterea instalată totală de **5071,8** MVA, după cum urmează:

- | | |
|-------------|---------------|
| • 2×250 MVA | • 119×6,3 MVA |
| • 7×200 MVA | • 1×5,6 MVA |
| • 1×125 MVA | • 31×4 MVA |
| • 2×63 MVA | • 5×3,2 MVA |
| • 4×55 MVA | • 31×2,5 MVA |
| • 13×25 MVA | • 1×1,6 MVA |
| • 60×16 MVA | • 1×1 MVA |
| • 44×10 MVA | • 1×0,4 MVA |

Pentru respectarea condițiilor de calitate a serviciilor impuse de Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport [5] și asociate licenței pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciilor de sistem, Î.S. „Moldelectrica” derulează un program riguros de mentenanță pentru a menține starea tehnică a instalațiilor electrice ce se află la balanța Î.S. „Moldelectrica”.

Programul de mentenanță are ca principal obiectiv creșterea siguranței în funcționare a RET în vederea evitării unor situații care pot conduce la evenimente accidentale nedorite atât pentru rețelele electrice cât și pentru populație sau mediu.

2.1.2. Starea tehnică existentă a utilajului primar

După cum s-a menționat mai sus la balanța OST se află 183 stații electrice (Figura 2.2) cu tensiunea nominală de linie în primar 10-400 kV, cu puterea instalată totală de 5071,8 MVA.

Toate SE gestionate de OST au fost construite și puse în funcțiune încă în perioada sovietică, astfel încât, după proclamarea independenței Republicii Moldova, puține investiții au fost realizate pentru dezvoltarea sistemului prin construcția de noi stații de transformare și linii electrice.

Duratele de funcționare a SE indică un nivel înalt de uzură a utilajelor, dat fiind faptul că peste 80% din numărul total au o durată de exploatare de peste 30 ani (Figura 2.2 și Figura 2.3).

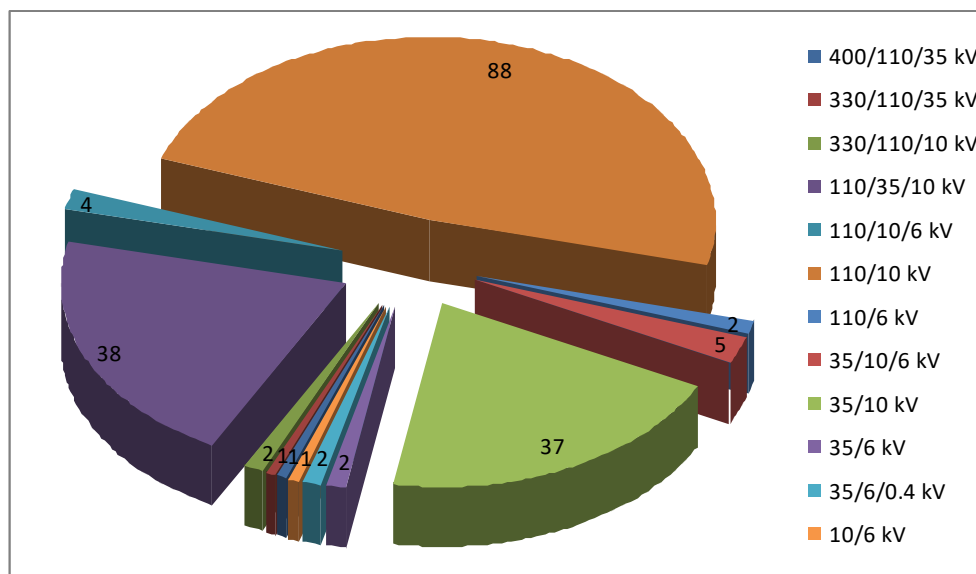


Figura 2.2 Numărul SE ale OST

Pe parcursul a peste 25 ani, nu au fost realizate investiții majore în reconstrucția complexă a utilajelor stațiilor electrice, cu excepția SE Bălți 330 kV (IDE-330kV și IDE- 110kV); SE Strășeni 330kV (IDE-330kV); SE Chișinău 330kV (IDE-330 kV); SE Vulcănești 400 kV (două celule din cinci ale IDE-400 kV) și integral SE Anenii Noi 110/35/10 kV (fără înlocuirea transformatoarelor de putere).

Varietatea SE de diferite tensiuni, a condiționat după sine și o varietate considerabilă a utilajelor electrice din dotarea lor.

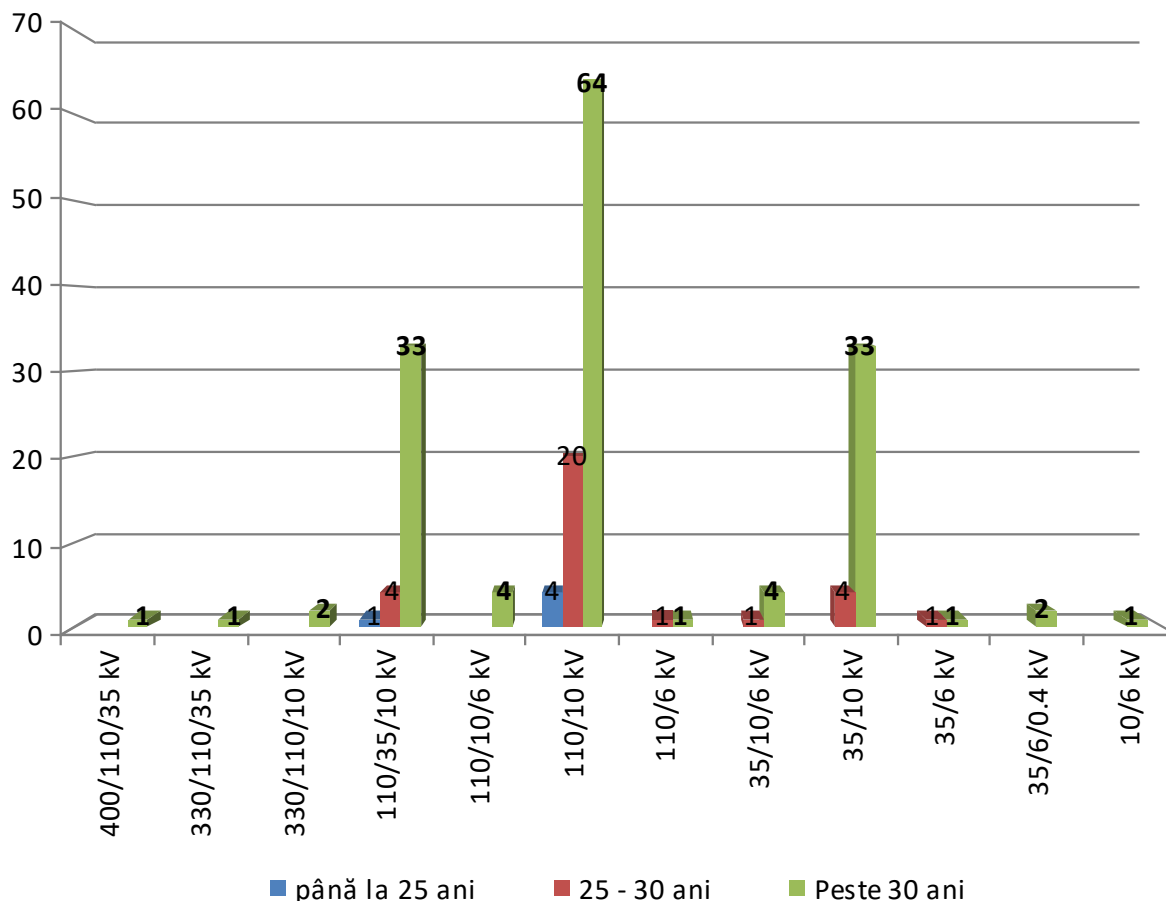


Figura 2.3 Duratele de funcționare ale stațiilor electrice ale OST

Un rol important în caracteristica tehnică a unui sistem electroenergetic de transport îl joacă starea tehnică și durata de exploatare a transformatoarelor de putere.

La Î.S. „Moldelectrica” se exploatează în total 324 unități de transformatoare de putere, transformatoare supravoltare și reactoare la tensiunea 35-400 kV. Informația privind puterile nominale și duratele de utilizare a transformatoarelor instalate în stațiile electrice ale OST este prezentată în Figura 2.4.

Este important de menționat că grație unei politici de asigurare a mentenanței, prin efectuarea periodică a verificărilor și reparațiilor curente și capitale, aproape 40% de transformatoare cu o durată de exploatare de peste 30 ani, aflându-se deja în perioada de risc sporit, însă fiind în continuă monitorizare sunt în stare funcțională.

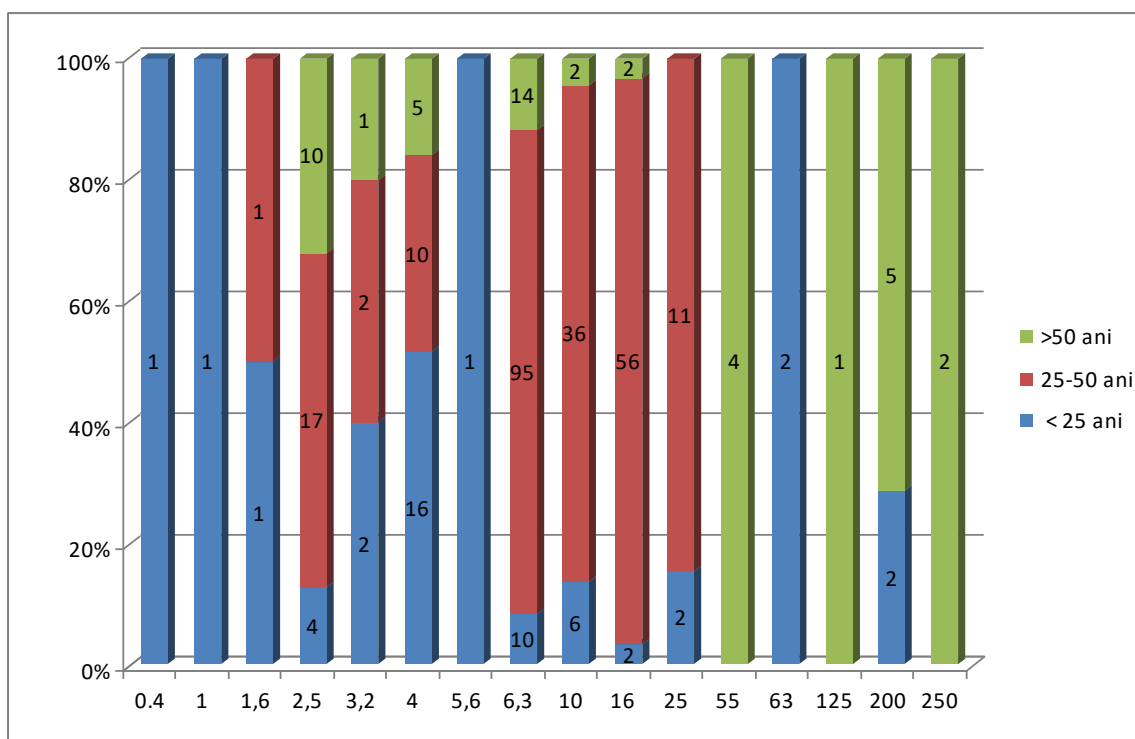


Figura 2.4 Duratele de utilizare ale transformatoarelor de putere ale OST

Din cele 2717 de întreruptoare 10-500 kV exploatare de Î.S. „Moldelectrica”, cea mai mare cotă revine întreruptoarelor cu ulei (circa 75 %), care la moment nu se mai produc și cu fiecare an este tot mai dificil de găsit piese de schimb.

În prezent se atestă și prezența întreruptoarelor cu aer comprimat la 110 kV și 500 kV, care necesită asigurarea unei bune mentenanțe a gospodăriilor cu aer, în special a compresoarelor.

Totodată, este important de menționat că din totalul de peste 3 mii de celule prefabricate exploatare la Î.S. „Moldelectrica”, doar numai 1% sunt de ultimă generație și au durată de exploatare până la 25 de ani.

Această situație se datorează în special politicilor de dezvoltare și reconstrucție a instalațiilor electrice de 10 kV prin programe de înlocuire, în celulele prefabricate existente, a întreruptoarelor cu ulei puțin pe întreruptoare cu vid și a circuitelor secundare (DPRA și TM) aferente acestora.

În acest context, datorită parcului existent de celule de distribuție prefabricate încă din perioada sovietică, tot mai des se atestă deranjamente condiționate de etanșitatea celulelor, în special defecțiuni ale izolatoarelor de trecere la IDE 6-10 kV.

Grație unei politici coerente de asigurare a mentenanței instalațiilor prin executarea periodică a verificărilor, testărilor și monitorizarea continuă a evoluției indicatorilor, în pofida unei durate mari de exploatare a utilajelor electrice, Î.S. „Moldelectrica” asigură nivelul de siguranță necesar pentru o bună funcționare a sistemului electroenergetic de transport al Republicii Moldova.

Totodată, se menționează că situația se agravează de la an la an, ceea ce se reflectă prin multitudinea de utilaje în stare nesatisfăcătoare, care deja acum au nevoie urgentă de reparații capitale, reconstrucții și/sau înlocuire (Figurile 2.5 – 2.9).

Această situație, în special se datorează surselor financiare limitate, alocate pentru programele de investiții, surse ce sunt direct condiționate de tariful la serviciile de transport al energiei electrice și dispecerizare a sistemului electroenergetic per ansamblu.

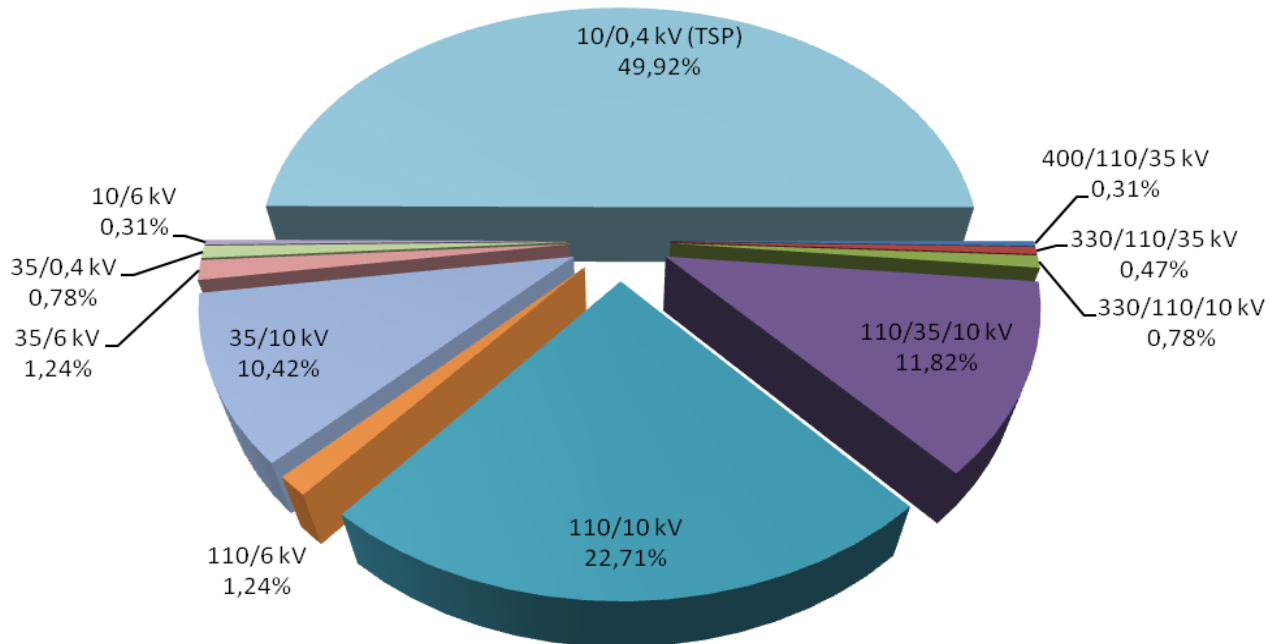


Figura 2.5 Cota parte a transformatoarelor de putere din SE ale OST

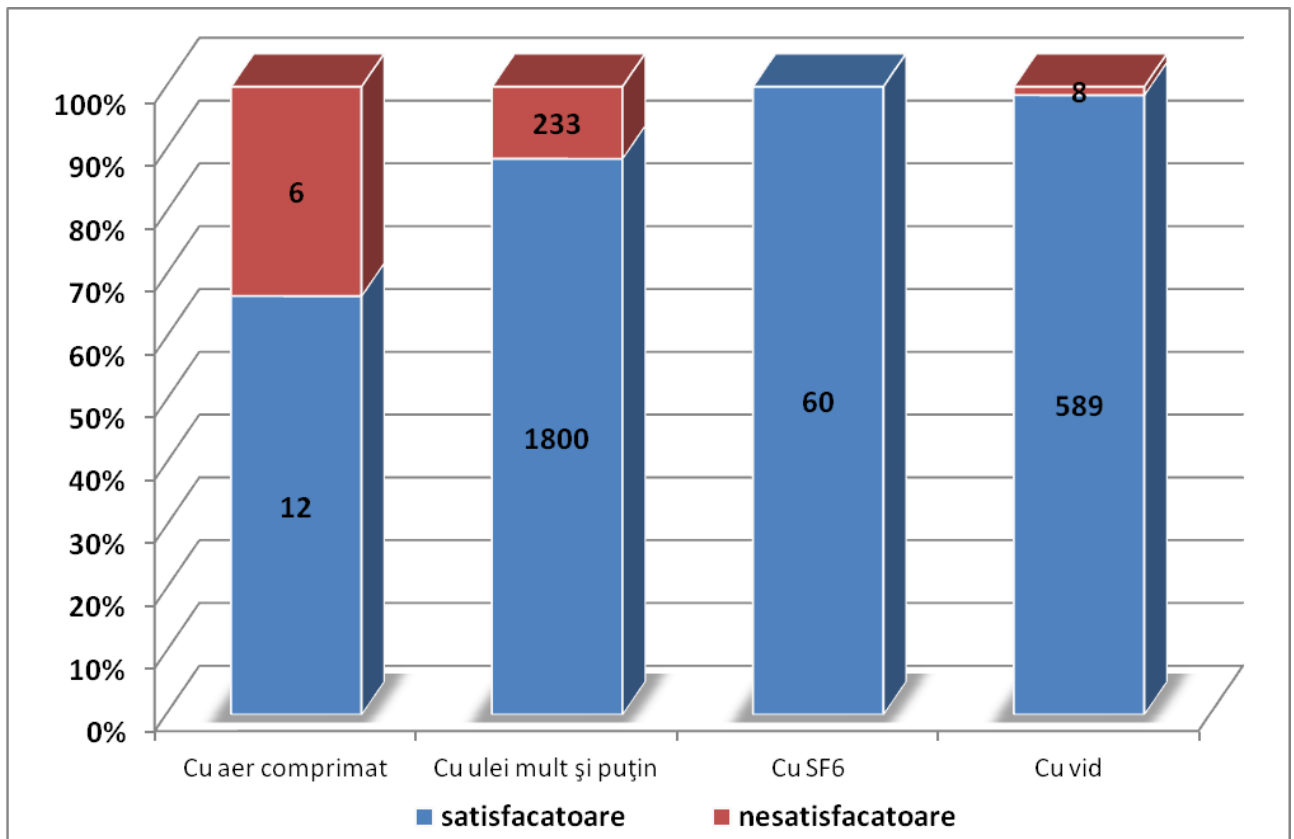


Figura 2.6 Starea tehnică a întreruptoarelor OST

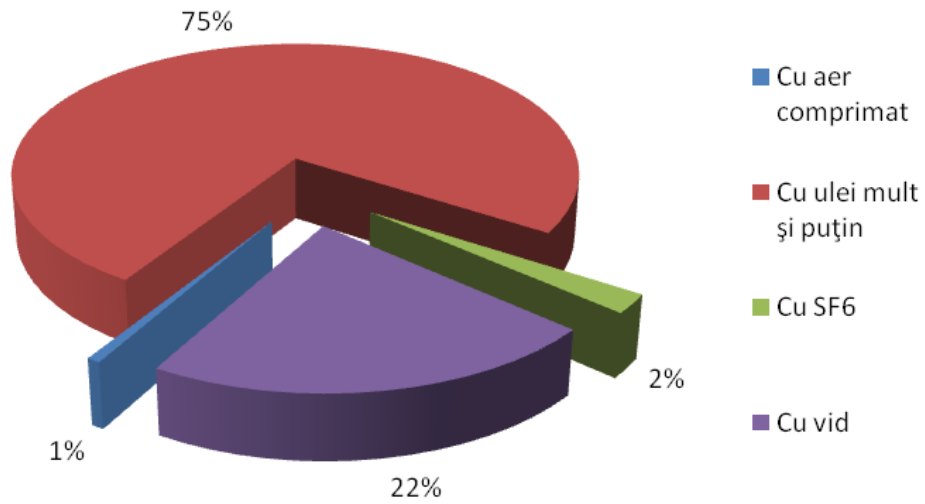


Figura 2.7 Cota parte a întreruptoarelor 10-400 kV ale OST

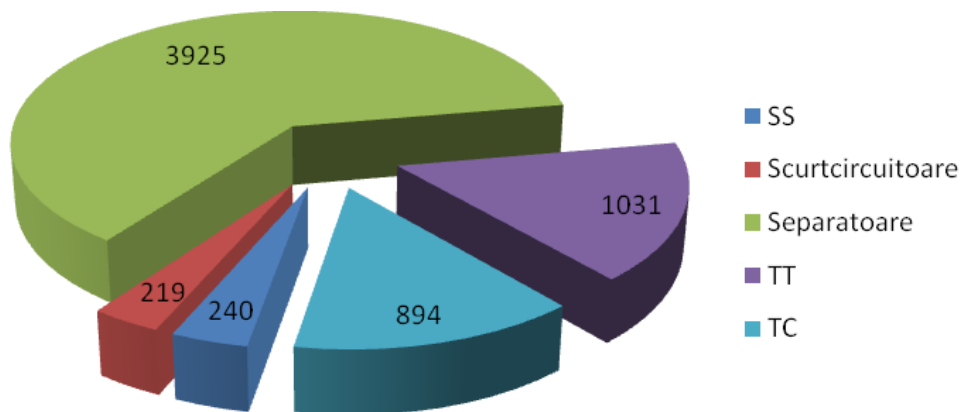


Figura 2.8 Cota parte a utilajului OST

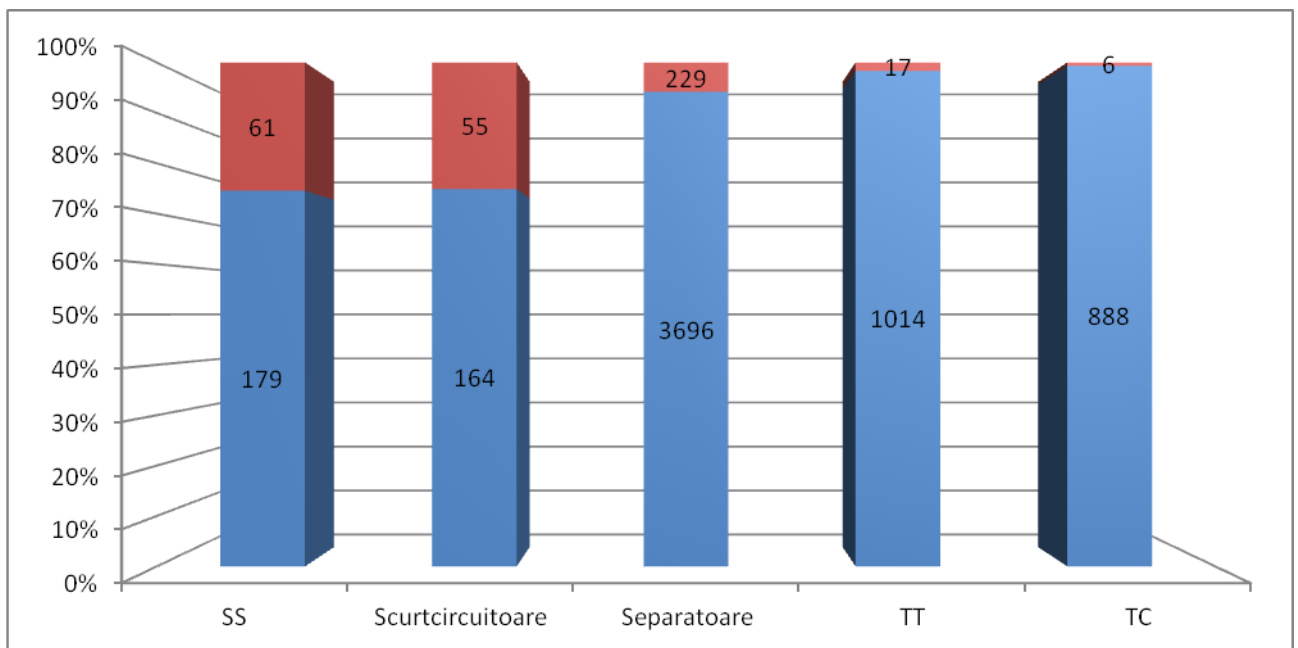


Figura 2.9 Starea tehnică a utilajului OST

2.1.3. Starea tehnică a liniilor electrice din RET

Majoritatea defectelor din instalațiile electrice apar în primul rând la LEA, datorită ariei geografice mari și condițiilor în care funcționează. Defectele pot fi datorate îmbătrânirii izolației în timp a acesteia sau a unor cauze exterioare (supratensiuni atmosferice, spargerea izolatoarelor, ruperea conductoarelor și atingerea acestora între ele sau cu pământul etc.).

Informația generală despre LE a OST este prezentată în Figura 2.10 (**4704,41** km linii electrice aeriene (LEA) 35 – 400 kV).

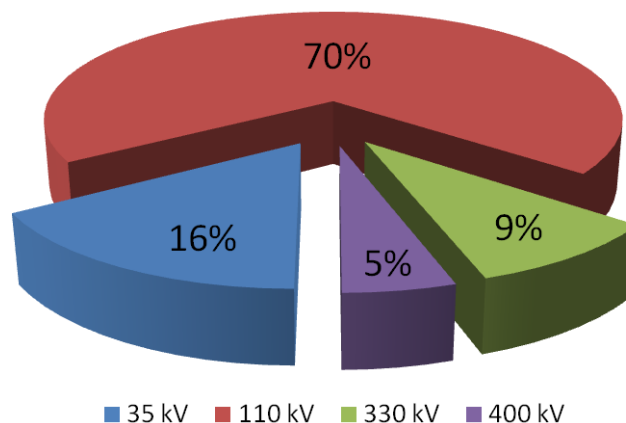


Figura 2.10 Cota parte a LEA ale OST în funcție de nivelul tensiunii

În Figura 2.11 este prezentată doar cota parte a LEA pe stâlpi de beton armat, deoarece numărul acestora este cu mult mai mare față de LEA pe stâlpi metalici.

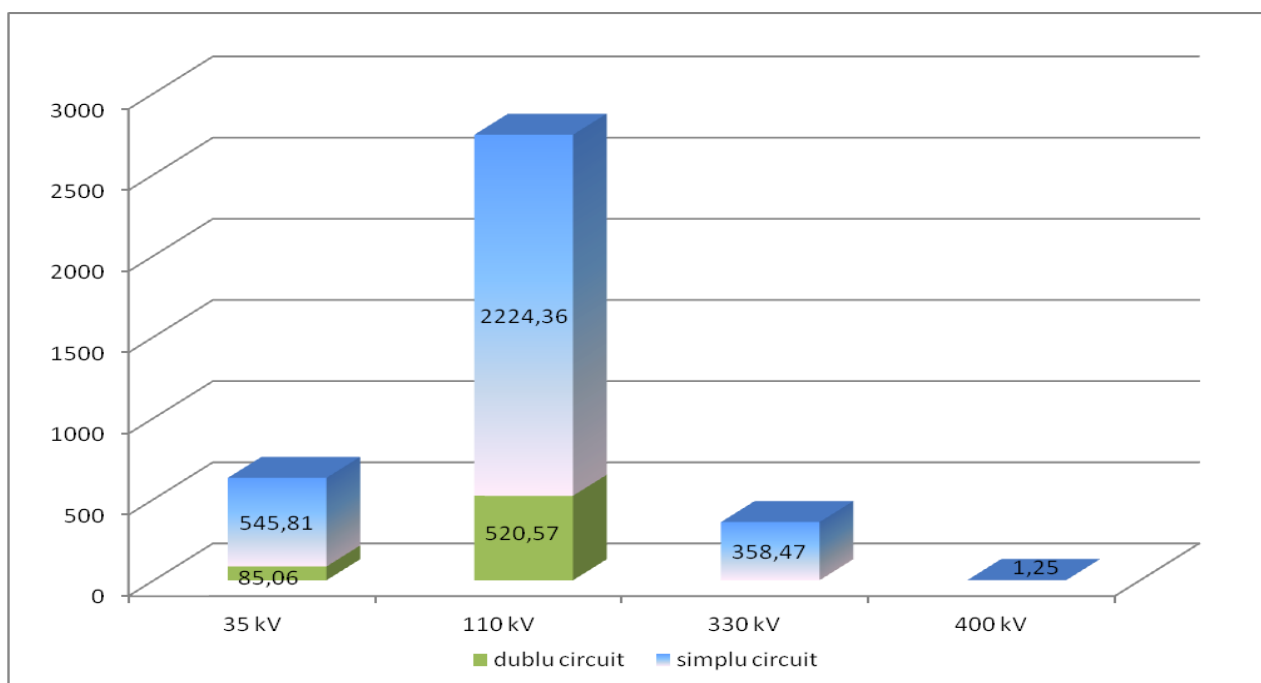


Figura 2.11 Cota parte a LEA pe stâlpi din beton armat

Informația privind duratele de funcționare ale LEA din RET este expusă în Figura 2.12.

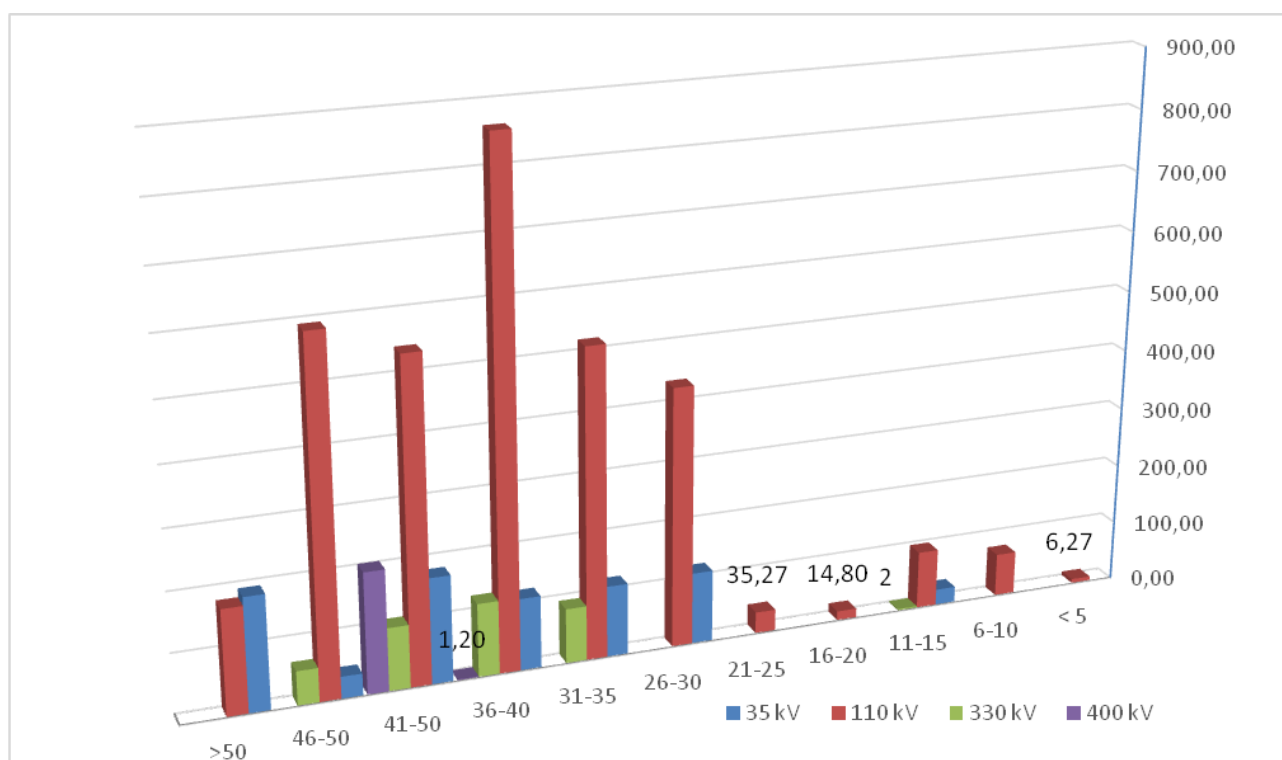


Figura 2.12 Duratele de funcționare ale LE din RET

Din informația prezentată în Figura 2.12 rezultă că 67,5% din LE a Î.S. "Moldelectrica" au o durată de exploatare mai mare de 40 de ani. În această situație problema privind reconstrucția și/sau construcția de noi linii este foarte importantă pentru OST. Deoarece sursele financiare proprii sunt destul de limitate în Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada anilor 2018-2027 vor fi incluse, în primul rând, numai acele linii, deconectarea cărora mai pronunțat influențează asupra siguranței în funcționare a SEE.

2.1.4. Starea tehnică a protecțiilor prin relee, automatizărilor și echipamentelor de telemecanică

Menținerea continuității alimentării consumatorilor cu energie electrică poate fi asigurată numai în condițiile funcționării corecte a protecțiilor și automatizărilor precum și a echipamentelor de telemecanică din RET a OST.

Informația generală despre protecțiile prin relee și automatizări este prezentată în Figurile 2.13 și 2.14, iar în Figura 2.15 este adusă informația despre duratele de funcționare a protecțiilor prin relee și automatizărilor.

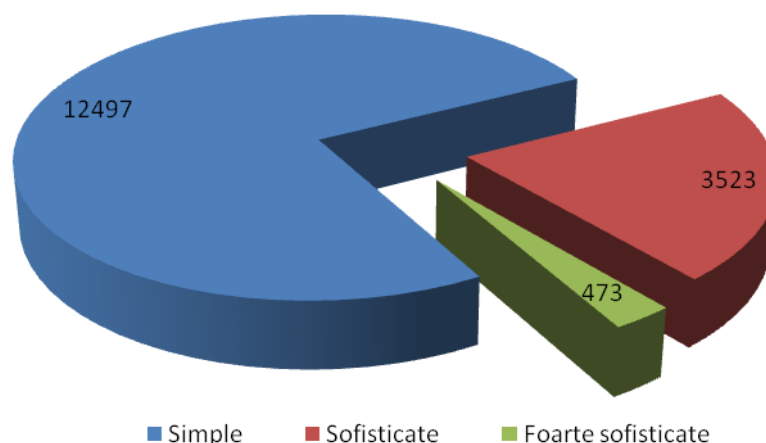


Figura 2.13 Informația despre echipamentele PRA

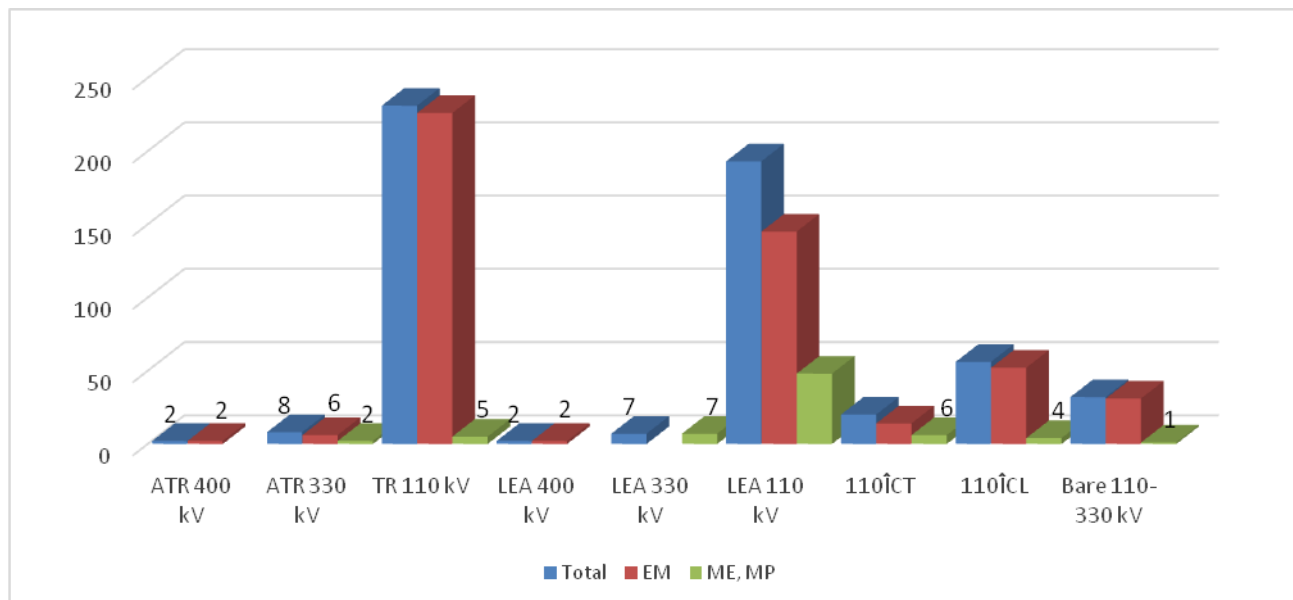


Figura 2.14 Numărul total de echipamente PRA

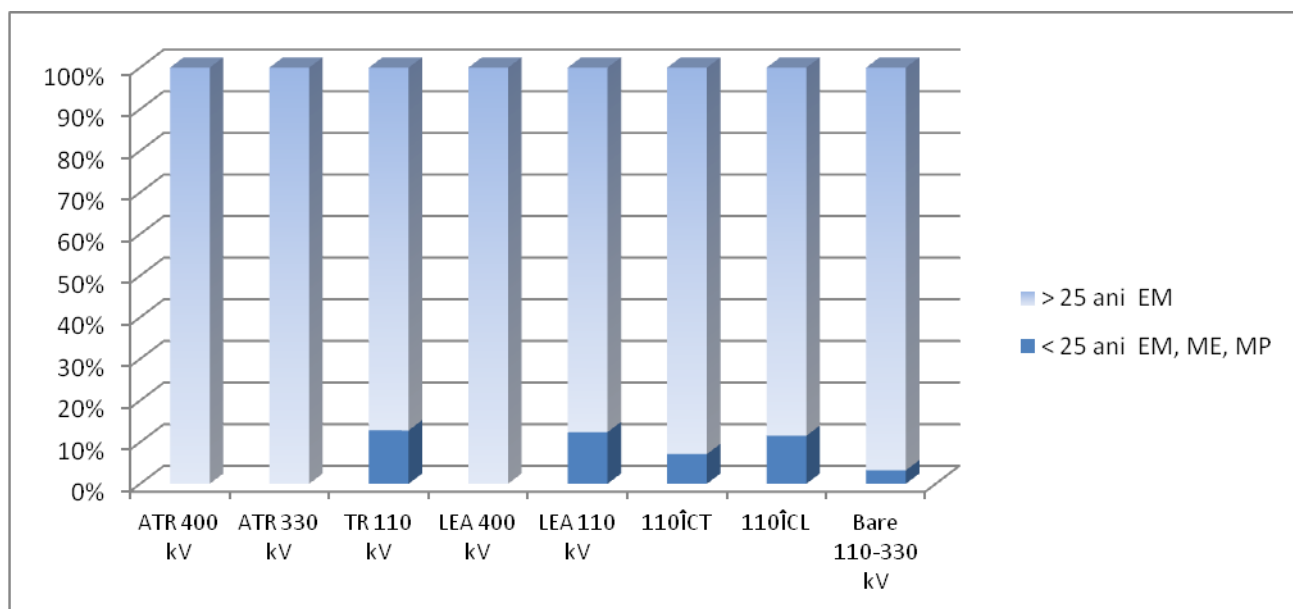


Figura 2.15 Duratele de exploatare a protecțiilor prin relee și automatizărilor

Informația despre echipamentele de telemecanică din RET ale OST și duratele lor de exploatare este prezentată în Figura 2.16.

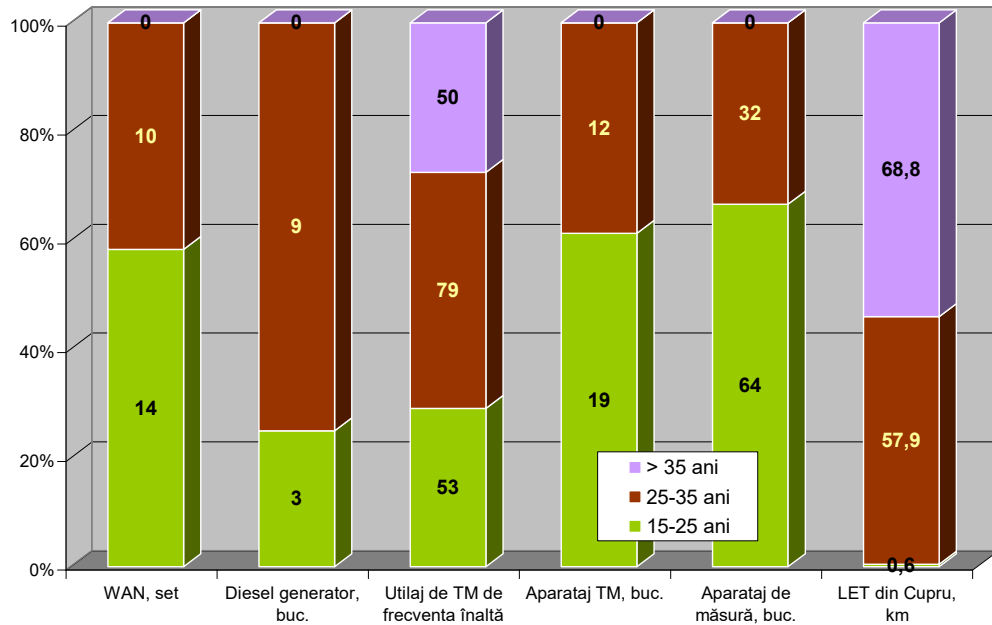


Figura 2.16 Informația despre echipamente de telemecanică din RET a OST

2.2. Consumul energiei electrice

Evoluția consumului net anual de energie activă și a puterii medii anuale în perioada 2001-2016 se prezintă în Figura 2.17. Puterea medie anuală a variat în această perioadă de timp de la 560 MW (anul 2002) până la 664 MW (anul 2008). În perioada de timp nominalizată consumul net de energie activă pentru malul drept al râului Nistru a crescut anual cu 0,57%-13,47%, cu excepția anilor 2009 și 2016. Prima diminuare a consumului net în anul 2009 a constituit 0,6% comparativ cu anul 2008, și respectiv, în anul 2016 consumul net a scăzut cu 0,35% față de anul 2015, ca urmare a crizei economice și financiare.

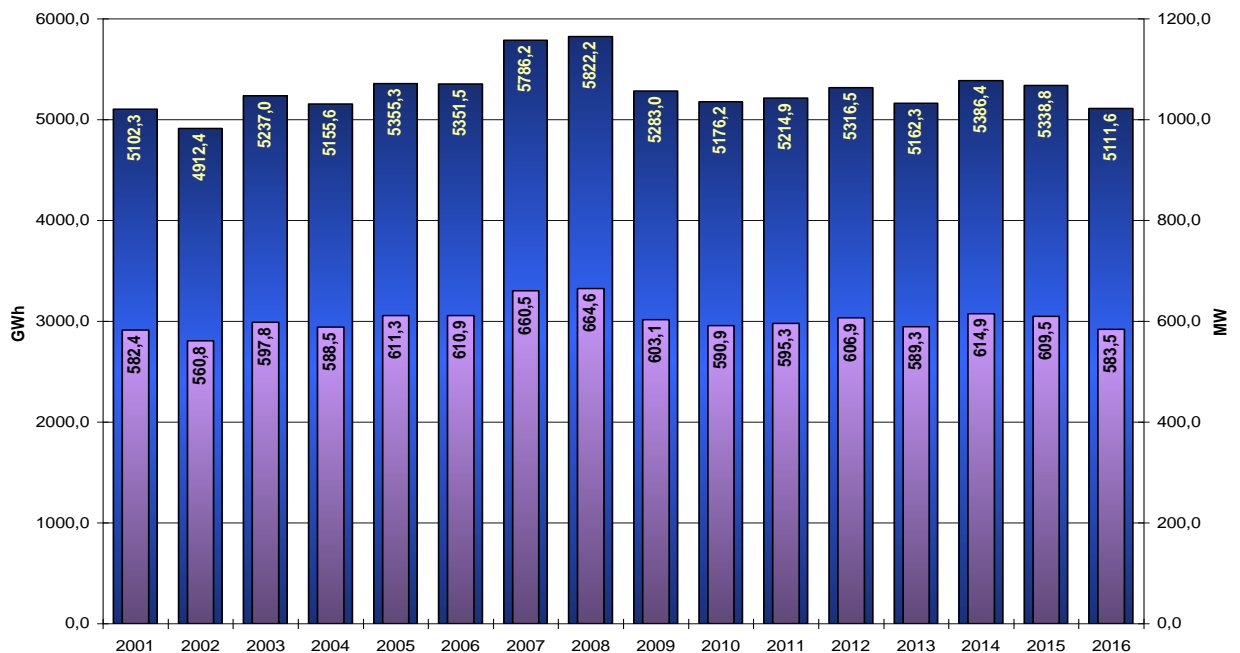


Figura 2.17 Evoluția consumului de energie electrică în perioada 2001-2016

Analizând curbele de sarcină diurne pentru zilele caracteristice ale anului 2016 se remarcă că puterea activă maximă/minimă absorbită de consumatori a constituit în ziua de iarnă 991/514 MW (21.12.2016), și respectiv în ziua de vară - 674/361 MW (15.06.2016).

Coeficientul de aplatizare a cubei clasate pentru ziua caracteristică de iarnă/vară constituie 0,519/0,536, și în așa mod se constată că aplatizarea curbei de sarcină reprezintă o măsură importantă privind reducerea pierderilor de energie în RET. Trebuie de menționat că coeficienți de aplatizare pentru anii precedenți primesc valori similare.

2.3. Producerea energiei electrice

În dependență de sursa de energie primară utilizată pentru obținerea energiei în SEN funcționează următoarele tipuri de centrale electrice: termoelectrice (bazate pe gaze, cărbune sau păcură), cu termoficare (bazate pe gaze sau păcură), cu termoficare (bazate pe biomasă), hidroelectrice, eoliene și fotovoltaice (Tabelul 2.1).

În Republica Moldova, principalele surse de energie electrică sunt centrala termoelectrică CERSM și centralele electrice cu termoficare, cu o putere instalată totală de 2999 MW [26], restul energiei electrice este generată de către centrale hidraulice și surse de energii regenerabile. În Figura 2.18 este prezentată evoluția producției autohtone de energie electrică în perioada 2001-2016.

Tabelul 2.1 Livrarea energiei electrice în rețeaua de transport în anul 2016

Sursa de energie	Puterea instalată, MW	Energia electrice livrată, mil. kWh
CET-1 Chișinău	66	33,311
CET-2 Chișinău	240	607,322
CET Nord Bălți	24	54,631
CHE Costești	16	38,619
Alte surse generatoare	87	16,371
Centrale electrice SER	6,9	17,818
CERS Moldovenească	2520	4170,397
CHE Dubăsari	48	187,263

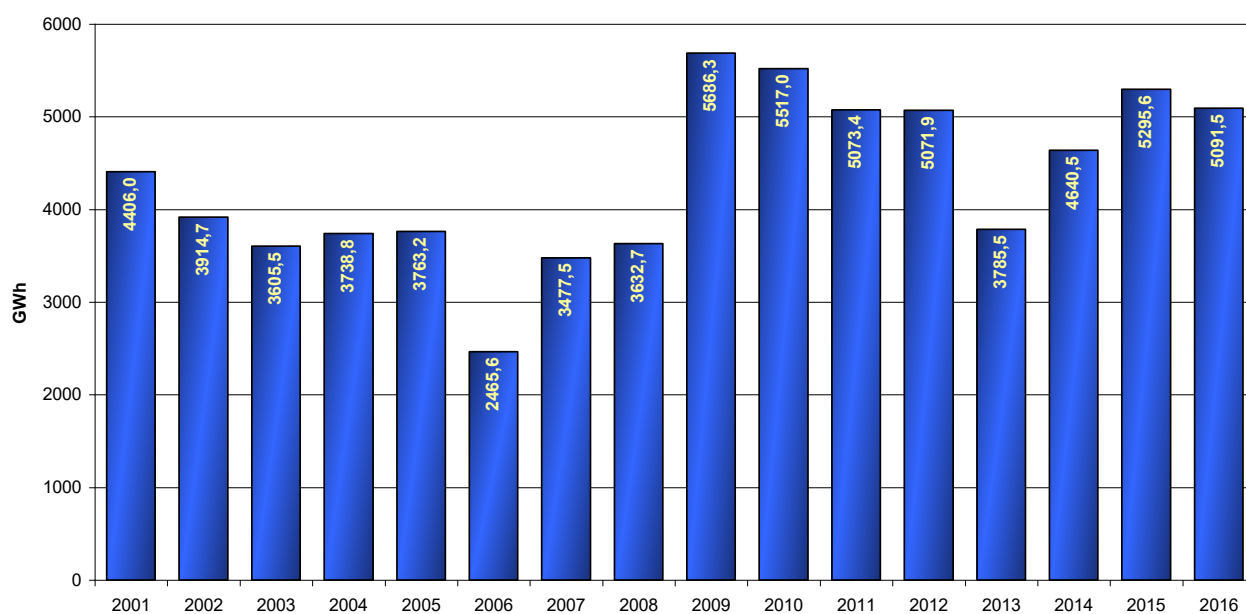


Figura 2.18 Evoluția producției autohtone de energie electrică în perioada 2001-2016

Din analiza informației prezentate rezultă că în perioada nominalizată, cu excepția anilor 2005, 2010, 2014 și 2015, producția autohtonă de energie electrică de pe malul drept a râului Nistru a diminuat anual cu 1,38%-11,6%. Reducerea producției de energie electrică, dat fiind faptul că principalele surse autohtone sunt centrale electrice cu termoficare, este condiționată de diminuarea consumului de energie termică din sistemul centralizat de alimentare.

Informația detaliată privind racordarea Surselor de Energii Regenerabile la RET, condițiile depunerii cererii pentru obținerea avizului tehnic de racordare [27], precum și cerințele tehnice suplimentare pe care trebuie să le asigure SER [28], sunt prezentate pe pagina web a Î.S. „Moldelectrica”.

Evoluția capacităților instalate ale centralelor electrice ce utilizează SER [59], precum și evoluția producția energiei electrice, separat pe tipuri de SER (energie solară, biogaz produs din biomasă și energie eoliană), pentru perioada 2011-2016 este reprezentată în Figura 2.19. În anul 2016 producția energiei electrice din surse de energii regenerabile a constituit 17,818 mln kWh [59].

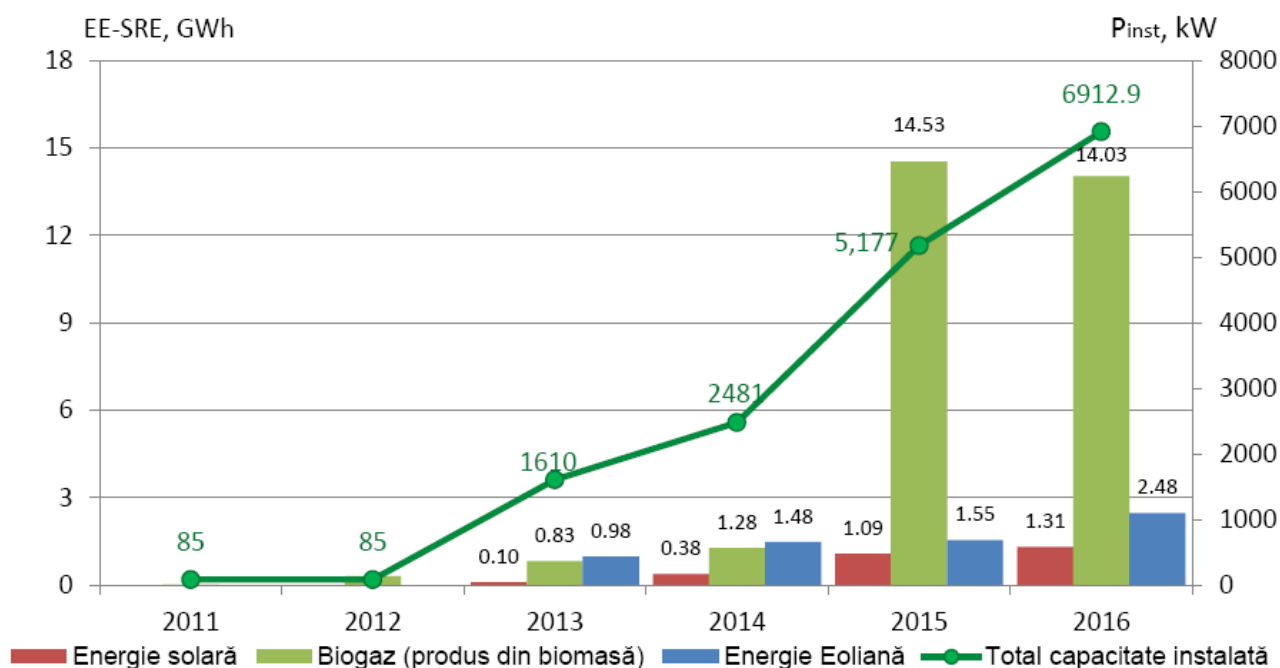


Figura 2.19 Evoluția producția EE divizate pe tipuri de SER și a capacității totale instalate

În Figura 2.20 este prezentată structura producției energiei electrice în anul 2016, care indică faptul că suma importului de energie electrică și a energiei electrice livrate de la CERSM depășește 80%.

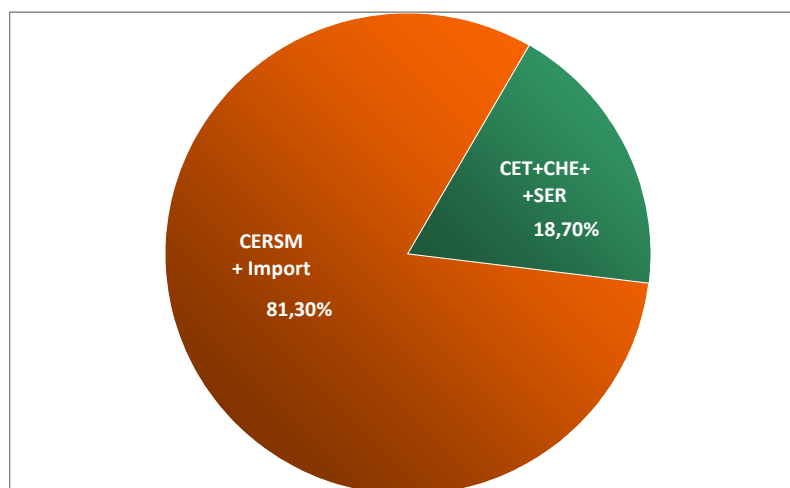


Figura 2.20 Structura producției energiei electrice

În legătura cu aceasta în Strategia Energetică până în anul 2030 se stipulează că capacitatea de producție a energiei electrice instalată în Republica Moldova reprezintă premiza privind crearea unor noi platforme de generare a energiei electrice, ce va contribui la creșterea economică și la echilibrarea consumului în cadrul comunității energetice, condiționată de realizarea integrării reale a pieței de electricitate din Republica Moldova la piața regională [29].

2.4. Interconectarea sistemelor

Interconexiunea dintre SEE al Republicii Moldova cu SEE al României este realizată prin linii electrice 110 kV și 400 kV care funcționează în regim de insulă (Tabelul 2.2).

Tabelul 2.2 Liniile electrice aeriene (LEA) de interconexiune cu SEE al României

Tensiunea nominală	Denumirea LEA
400 kV	Vulcănești - Isaccea
110 kV	Costești - Stînca
110 kV	Ungheni - Țuțora
110 kV	Cioara - Huși
110 kV	Gotești - Fălciu

În schimb interconexiunea dintre SEE al Republicii Moldova cu SEE al Ucrainei este destul de extinsă, realizată prin numeroase linii electrice 110 kV și 330 kV care funcționează în paralel (Tabelul 2.3). Sistemul electroenergetic al Ucrainei funcționează în paralel cu sistemele electroenergetice ale Republicii Belarus, Republicii Moldova, Federației Ruse, cu excepția insulelor „острова Бурштынской электростанции” (se include Бурштынскую ТЭС, Калушскую ТЭЦ și Теремля-Рикском ГЭС), care funcționează sincron cu ENTSO-E. Legăturile electrice dintre aceste sisteme se realizează prin rețele electrice 110-750 kV [3, pag.9].

Conectările interstatale includ 7 LEA 330 kV și 11 LEA 110 kV cu Ucraina, 4 LEA 110 kV și 1 LEA 400 kV cu România.

Acces la LEA interstatale cu SEE al României și capacitatea de transport MD-RO.

Schimbul de energie electrică dintre România și Republica Moldova este limitat de regimul de funcționare insular, deoarece SEE menționate nu pot, în prezent, să funcționeze în paralel. Hotărârea privind accesul la LE interstatale între Republica Moldova și România se adoptă de către CNTEE - Transelectrica S.A. Evoluția exportului de energie electrică din SEE al Republicii Moldova în SEE al României în perioada 2001-2016 este prezentată în Figura 2.21.

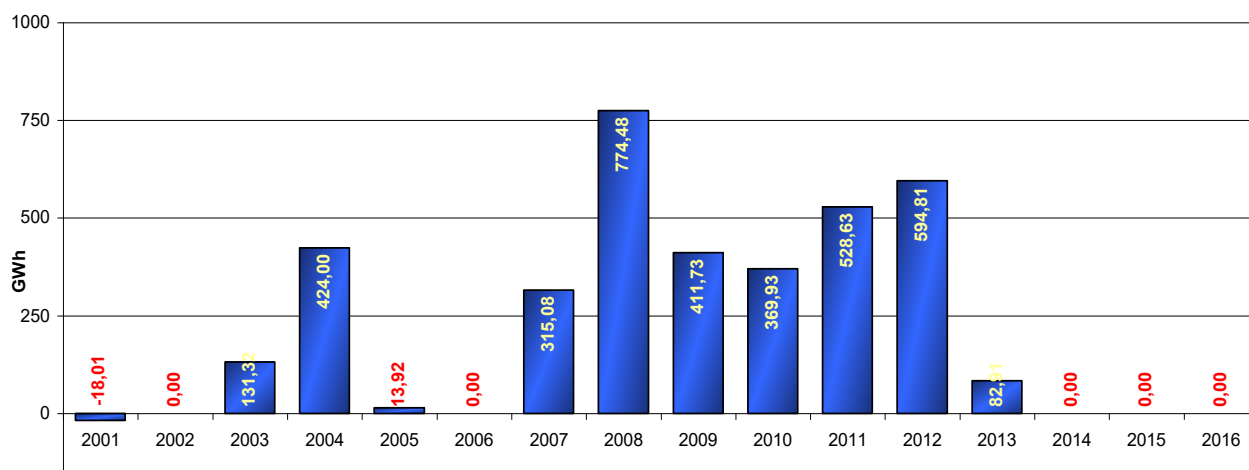


Figura 2.21 Evoluția exportului energiei electrice în SEE al României în perioada 2001-2016

Acces la LEA interstatale cu Ucraina și capacitatea de transport MD-UA.

Capacitatea de transport a importului energiei electrice din SEE al Ucrainei în SEE al Republicii Moldova este determinată de „secțiunea de control”, puterea maximă prin care este limitată de condițiile de funcționare sigură a sistemului electroenergetic. Secțiunea de control include: 4 LEA 330 kV, 3 LEA interne din SEE al Ucrainei, LEA 330 kV Adjalik - Usatovo 1, LEA 330 kV Adjalik - Usatovo 2 și LEA 330 kV Ladijenskaia CET - Kotovsk; și o legătură a LEA Ucraina - Moldova, LEA 330 kV CHE Dnestrovsk - Bălți (Tabelul 2.3).

Prin LEA menționate este posibilă transmiterea energiei electrice atât spre Moldova, cât și spre Ucraina, regiunea Odesa; sau import/export în același timp. Pentru secțiunea de control sunt stabilite puterile maxime din punct de vedere a capacității de transport. Capacitatea de transport a „secțiunea de control” depinde considerabil de topologia LEA 330 kV învecinate și de componența celor 4 linii. Valoarea limită depinde de asemenea și de puterea generată de la CERS Moldovenească și CHE Dnestrovsk. În așa mod, în condițiile de separare a zonelor de import/export pe LEA la granițele interstatale capacitatea de transport admisibilă pentru importul energiei electrice din SEE al Ucrainei în SEE al Republicii Moldova constituie partea remanentă a capacității de transport a „secțiunii de control”, cu excepția puterii pentru regiunea Odesa.

Tabelul 2.3 Liniile electrice aeriene (LEA) de interconexiune cu SEE al Ucrainei

Tensiunea nominală	Denumirea LEA
Sistemul electroenergetic Sud (or. Odesa)	
330 kV	CERS Moldovenească - Novoodeskaia
330 kV	CERS Moldovenească - Usatovo
330 kV	CERS Moldovenească - Podolskaia
330 kV	CERS Moldovenească - Artiz
330 kV	Podolskaia - Rîbnița 1
330 kV	Podolskaia - Rîbnița 2
110 kV	CERS Moldovenească - Beleaevka
110 kV	CERS Moldovenească - Razdelinaia
110 kV	CERS Moldovenească - Starokazacie
110 kV	Vasilievka- Kr. Ocnî
110 kV	Vulcănești - Bolgrad 1
110 kV	Vulcănești - Bolgrad 2
35 kV	Etulia - Nagornaia
Sistemul electroenergetic Sud-Vest (or. Vinița)	
330 kV	Bălți - CHE Dnestrovsk
110 kV	UZ Briceni - CHE Dnestrovsk
110 kV	Ocnița - Șahtî
110 kV	Otaci - Nemia
110 kV	Larga - Nelipovți
110 kV	Poroghi - Soroca
10 kV	Mămăliga - Criva

În prezent, chestiunile privind accesul la LE de interconexiune între Republica Moldova și Ucraina pentru importul energiei electrice în Republica Moldova se rezolvă la nivelul Î.S. „NEK Ucrenergo”. Evoluția importului de energie electrică din SEE al Ucrainei în perioada 2001-2016 este prezentată în Figura 2.22.

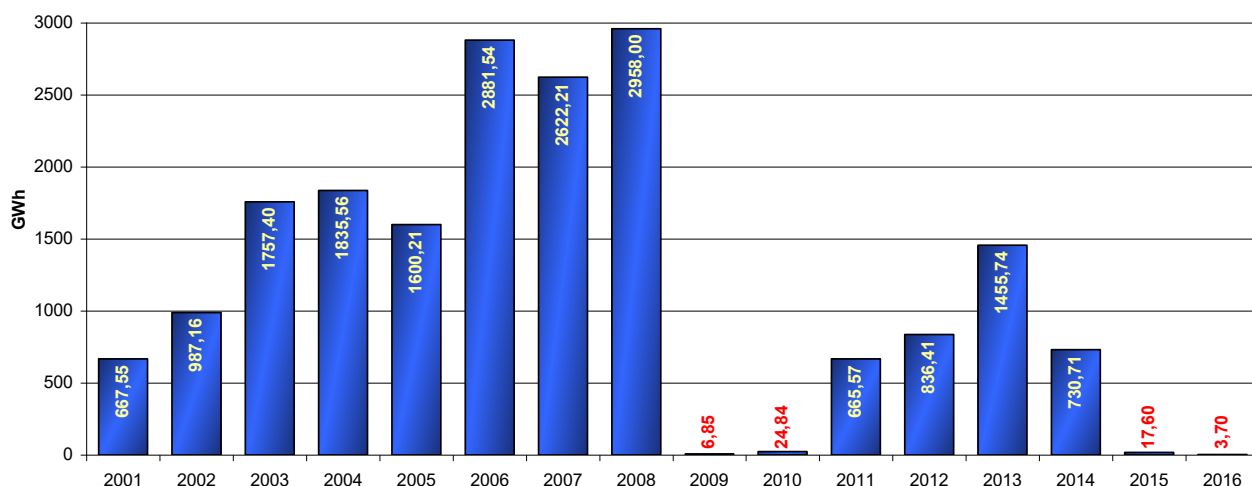


Figura 2.22 Evoluția importului energiei electrice din SEE al Ucrainei în perioada 2001-2016

Evoluția producției, consumului, importului și pierderilor totale de energie electrică în perioada 2001-2016 este prezentată în Tabelul 2.4

Tabelul 2.4 Evoluția producției, consumului, importului și pierderilor totale de energie electrică

Energia electrică, GWh	Perioada							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Livrare netă	4406,0	3914,7	3605,5	3738,8	3763,2	2465,6	3477,5	3632,7
Import din SEE al Ucrainei	667,5	987,2	1757,4	1835,6	1600,2	2881,5	2622,2	2957,9
Export în SEE al României	-18,0	0,0	131,3	423,9	13,9	0,0	315,0	774,5
Consum net	5102,3	4912,4	5237,0	5155,6	5355,3	5351,5	5786,2	5822,2
Energia electrica livrată în RET (malul drept al r.Nistru)	3194,3	3266,5	3367,7	3268,2	3464,3	3661,4	3837,3	3873,6
Energia electrica livrată în RED (malul drept al r.Nistru)	3060,0	3127,5	3241,0	3128,5	3339,5	3534,2	3717,2	3748,9
Pierderi de energie electrica	134,2	139,0	126,8	139,6	124,9	127,2	120,1	124,7

Tabelul 2.4 Evoluția producției, consumului, importului și pierderilor totale de energie electrică (continuare)

Energia electrică, GWh	Perioada							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Livrare netă	5686,3	5517,0	5073,4	5071,9	3785,5	4640,5	5295,6	5091,5
Import din SEE al Ucrainei	6,9	24,8	665,6	836,4	1455,7	730,7	17,6	3,7
Export în SEE al României	411,7	369,9	528,6	594,8	82,9	0,0	0,0	0,0
Consum net	5283,0	5176,2	5214,9	5316,5	5162,3	5386,4	5338,8	5111,6
Energia electrica livrată în RET (malul drept al r.Nistru)	3810,2	3927,8	4008,7	4076,2	4072,8	4118,2	4141,2	4097,0
Energia electrica livrată în RED (malul drept al r.Nistru)	3687,6	3790,9	3877,7	3934,4	3952,3	4005,8	4031,1	3987,0
Pierderi de energie electrica	122,6	137,0	131,0	141,8	120,6	112,5	110,1	110,1

2.5. Adecvanța sistemului

Noțiunea de „adecvanță a sistemului electroenergetic” este nouă pentru Republica Moldova și reprezintă capacitatea sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat [2]. În esență, elementele de bază care caracterizează adecvanța unui sistem electroenergetic sunt capacitățile de producere a energiei electrice, consumul energiei electrice, precum și schimbul de energie electrică la frontierele statale.

Producția grupurilor generatoare din sistem trebuie să acopere în fiecare moment consumul și soldul import/export. Astfel, parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate stările staționare în care se poate afla sistemul în condiții normale. De remarcat că prezența impunătoare a surselor regenerabile de energie în România și în special, a centralelor electrice eoliene, este determinată, în mare măsură, de existența centralele hidroelectrice, realizate în urmă cu 25-40 ani.

Adecvanța SEE al Republicii Moldova a fost calculată pentru zilele caracteristice ale anului 2016 și este prezentată în Tabelul 2.5.

Tabelul 2.5 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină în zilele caracteristice de iarnă și vară, MW

Nr.	Parametru	ziua caracteristică de iarnă	ziua caracteristică de vară
1	Puterea generată	751	514
2	Import	37	23
3	Export	0	0
4	Consum	818	566
5	Capacitate disponibilă [5=1+2-3-4]	-30	-29

2.6. Caracteristici de sistem

2.6.1. Gradul de încărcare a elementelor RET

Gradul de încărcare a LE se evaluează utilizând criteriul tehnic „încălzirea admisibilă”, ceea ce presupune că dacă linia electrică este străbătută de un curent egal cu curentul admisibil ($I=I_{adm}$), atunci se consideră că temperatura conductorului atinge valoarea de 70 grade. În legătură cu aceasta la analiza regimurilor de vară s-a considerat reducerea curentului admisibil cu 20 %.

Analiza gradului de încărcare a liniilor electrice de transport este efectuată pentru diferite scenarii în anul de referință. În Anexa 3 [63] sunt prezentate liniile electrice de transport cu cel mai înalt grad de încărcare evaluat pentru diferite scenarii ale anului de referință. S-a constatat că gradul de încărcare a LE este admisibil.

2.6.2. Nivelul admisibil de tensiune și reglarea tensiunii

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum, este menținut în limite admisibile cu următoarele mijloace:

- Generatoarele sincrone;
- Dispozitive de reglare a tensiunii sub sarcină ale TR și ATR;
- Baterii de condensatoare.

În Tabelul 2.6 este redată informația despre nivelul tensiunilor în nodurile selectate ale RET la vârful de sarcină în ziua caracteristică de iarnă a anului de referință.

Tabelul 2.6 Nivelul tensiunilor în nodurile selectate ale RET

Nr	Denumirea	Unom, kV	U, kV	Delta
34009	KALARASH	110	114,06	-2,09
36023	KOMRAT	110	109,83	-6,41
36025	LEOVO	110	110,73	-6,10
30210	KISHIN.SPP1	110	115,23	-3,21
36038	VULKANES	110	109,78	-4,59
34061	KISHINAU	330	342,29	-1,17
32027	FALESHTI	110	113,10	0,22
31008	DONDUSHENI	110	117,37	5,08
32028	FLORESHT	110	114,12	0,18
34062	STRASHEN	330	343,65	-0,31
30220	KISHIN.SPP2	110	115,33	-3,29
30250	KOSTESHT	110	116,11	3,31
30100	MGRES	330	346,00	-0,50
34022	ORHEI	110	114,93	-2,71
34020	NISPOREN	110	112,67	-2,60
36013	S.CAHUL	110	108,71	-5,92
31023	SOROKA	110	113,12	-1,17
30110	MGRES	110	115,31	-2,87
30240	BALTSISP	110	115,29	2,28
32049	BALTSI	330	347,08	4,32
30120	MGRES	400	395,16	3,07
33091	RIBNITSA	330	347,56	0,04
37041	HBK1	330	345,21	-0,95
36046	VULKANES	400	401,73	0,82
30230	DUBASARI	110	115,64	-2,40

În Anexa 3 [63] sunt prezentate valorile tensiunilor calculate pentru nodurile RET 330 kV, 400 kV, precum și 110 kV aflate la frontierele SEE al Republicii Moldova. S-a observat că nivelul tensiunilor în nodurile RET se încadrează în limite admisibile.

2.6.3. Pierderi de putere și energie electrică

Producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei electrice implică, ca orice proces fizic, un consum suplimentar de putere și energie, denumit pierderi. Pierderile tehnice din rețelele electrice sunt generate de diferite efecte care apar în echipamentele electrice:

- efectul Joule, datorită trecerii curentului electric prin conductoarele liniilor electrice și înfășurările transformatoarelor electrice de putere;
- curenții turbionari și fenomenul de histerezis, datorită prezenței câmpului magnetic în miezul magnetic al transformatoarelor electrice de putere;
- efectul descărcarea Corona, datorită prezenței câmpului electric de intensități mari în izolația liniilor electrice aeriene de foarte înaltă tensiune;
- fenomenelor de ionizare, datorită variației câmpului electric în dielectricul cablurilor electrice de medie și înaltă tensiune.

Nivelul și structura pierderilor se modifică permanent atât datorită modificării producției și consumului din fiecare nod al RET, cât și configurației rețelei ca urmare a lucrărilor de mentenanță sau a incidentelor în rețea, precum și schimbării nivelului de tensiune pe barele SE.

Nivelul pierderilor este influențat de un set de factori:

- circulațiile de putere prin elementele rețelei electrice care sunt influențate de producția și consumul din nodurile rețelei electrice;
- performanțele echipamentelor din rețeaua electrică;
- factorii meteorologici;
- nivelul tensiunilor în nodurile SEN.

Pierderile de energie electrică cresc odată cu volumul de energie electrică transportată, cu distanța dintre instalațiile de producere și locurile de consum și scad odată cu creșterea tensiunii rețelei când umiditatea atmosferică este mică, dar pot crește dacă aceasta este mare.

Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța între centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale.

Evoluția pierderilor totale de energie electrică în RET, în valori procentuale, este prezentată în Figura 2.23.

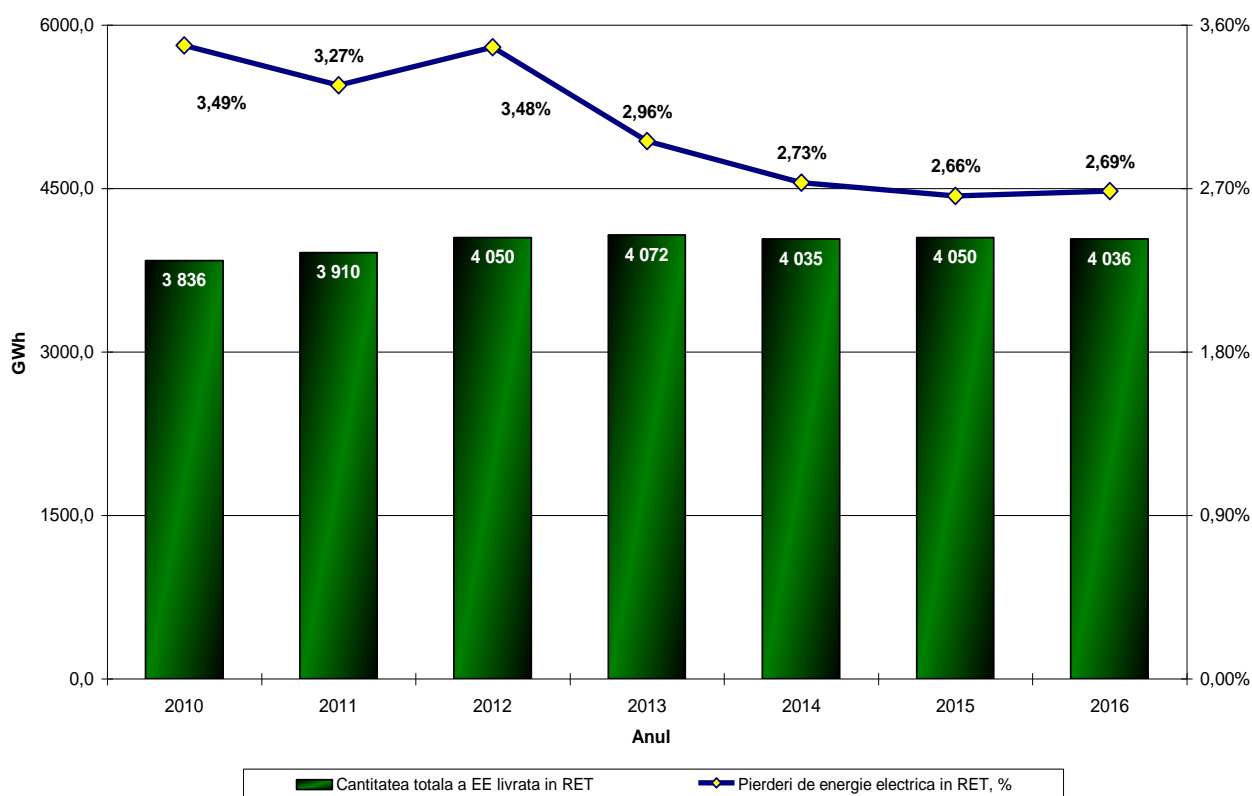


Figura 2.23 Evoluția pierderilor totale de energie electrică în RET

2.7. Verificarea criteriilor de siguranță N-1 și N-2 pentru regimuri de funcționare

Calculul s-a efectuat pentru regimurile permanente ale schemelor electrice în configurația cu N, N-1 și N-2 elemente în funcțiune, privind diferite paliere ale anului de referință. Identificarea configurației schemei electrice cu N-1 (Tabelul 2.7) și N-2 (Tabelul 2.8) elemente în funcțiune s-a efectuat în așa mod, încât să fie obținute cele mai nefavorabile regimuri de funcționare pentru SEE al Republicii Moldova.

Tabelul 2.7 Scenariile identificate pentru schema cu N-1 elemente în funcțiune

Nr.	Elementele deconectate
A.	Deconectarea LEA 400 kV „MGRES – Vulcanesti”
B.	Deconectarea LEA 330 kV „MGRES – Chisinau 1”
C.	Deconectarea LEA 330 kV „Straseni – Chisinau”
D.	Deconectarea LEA 330 kV „Balti – Straseni”
E.	Deconectarea generatoarelor „MGRES”
F.	Deconectarea LEA 330 kV „MGRES – Artiz”
G.	Deconectarea LEA 330 kV „MGRES – Kotovsk”
H.	Deconectarea LEA 330 kV „Ladijensk – Kotovsk”
I.	Deconectarea LEA 330 kV „Adjalik – Usatovo”

Tabelul 2.8 Scenariile identificate pentru schema cu N-2 elemente în funcțiune

Nr.	Elementele deconectate
A+H.	Deconectarea LEA 400 kV „MGRES – Vulcanesti”, Deconectarea LEA 330 kV „Ladijensk – Kotovsk”
C+E.	Deconectarea LEA 330 kV „Straseni – Chisinau”, Deconectarea generatoarelor „MGRES”
D+E.	Deconectarea LEA 330 kV „Balti – Straseni”, Deconectarea generatoarelor „MGRES”
H+I.	Deconectarea LEA 330 kV „Ladijensk – Kotovsk”, Deconectarea LEA 330 kV „Adjalik – Usatovo”

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor permanente în configurația cu N, N-1 și N-2 elemente în funcțiune:

- încărcarea liniilor electrice de transport;
- nivelul tensiunilor în nodurile RET;
- valoarea pierderilor variabile de puteri.

În Anexa 3 [63] sunt prezentate rezultatele calculelor regimurilor permanente ale schemelor electrice în configurația cu N, N-1 și N-2 elemente în funcțiune pentru anul de referință.

2.8. Evaluarea stabilității tranzitorii a SEE

În studiile de planificare operațională a SEE al Republicii Moldova pentru anul de referință s-au efectuat diverse analize de stabilitate tranzitorie.

Modelul dinamic al SEN a inclus date privind echipamentele și sistemele de reglaj ale grupurilor generatoare din centralele electrice. Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate de operatorii de transport în cadrul grupului specializat de lucru al ENTSO-E. S-au modelat dinamic generatoarele din Armenia, Azerbadjan, Belarus, Bulgaria, Estonia, Georgia, Letonia, Lituania, România, Rusia, Turcia, Ucraina și în mod mai simplificat restul rețelei interconectate.

S-au considerat 5 scenarii de scurtcircuit trifazat metalic pe bare și pe linii electrice (Tabelul 2.9).

Tabelul 2.9 Scenariile analizate de scurtcircuit trifazat

Nr.	Descrierea scenariului
1.	Scurtcircuit trifazat metalic pe barele 330 kV ale SE Chișinău 330/110/35 kV
2.	Scurtcircuit trifazat metalic pe barele 330 kV ale SE Bălți 330/110/10 kV
3.	Scurtcircuit trifazat metalic pe barele 110 kV ale SE CET-2 110/35/10 kV
4.	Scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 330 kV „Adjalik - Usatovo” (Ucraina)
5.	Scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 400 kV „MGRES - Vulcănești”

Calculul s-au efectuat cu acționarea automată, utilizând programul ingineresc de calcul și analiza regimurilor PSS/E. Rezultatele obținute în urma simulărilor proceselor tranzitorii cauzate de scurtcircuitul nominalizat sunt redată în formă de oscilograme în Figurile 2.24 – 2.26.

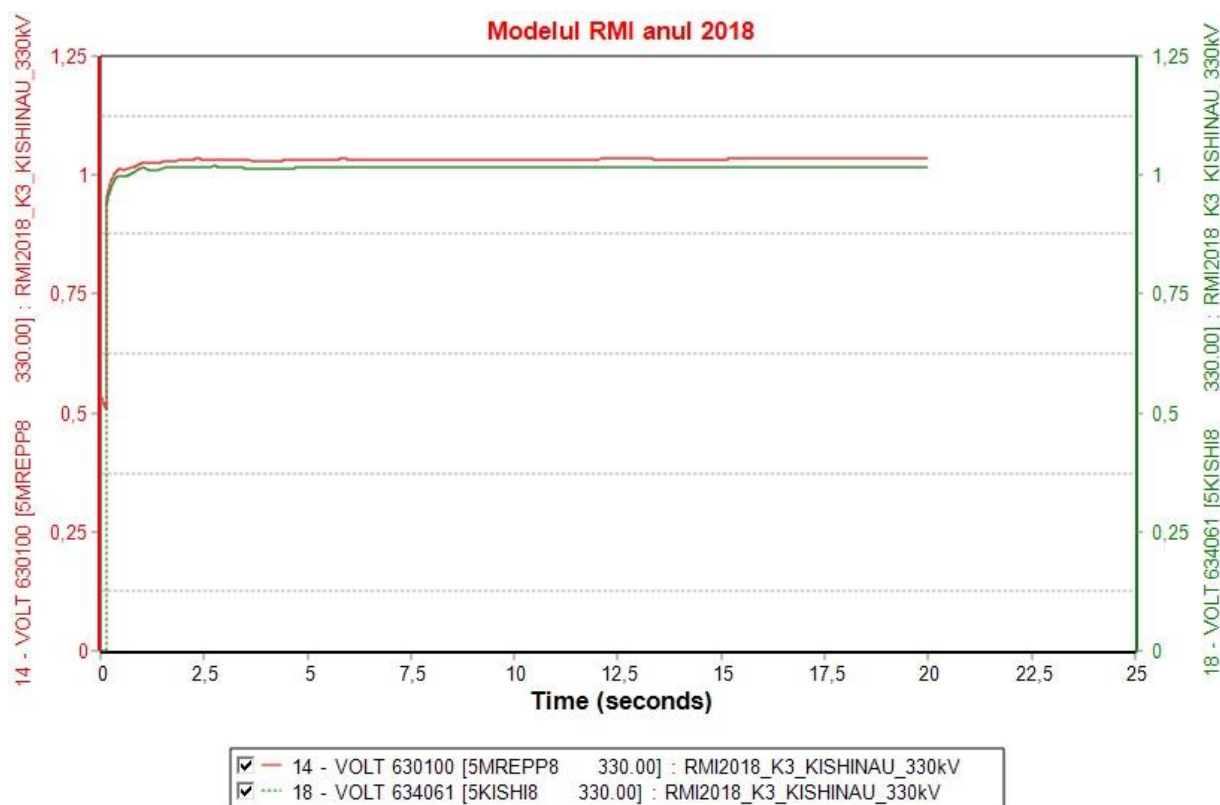


Figura 2.24 Evoluția tensiunilor în noduri

Cercetările demonstrează că pe durata producerii scurtcircuitului (s.c.) tensiunile în nodurile RET scad în plină concordanță cu distanța față de punctul unde are loc s.c. După deconectarea s.c. și reanclanșarea automată a elementului deconectat, tensiunile se restabilesc la valori apropiate celor din regimul permanent anterior apariției s.c. De remarcat că nu s-a identificat nici un caz în care stabilizarea tensiunii să depășească 0,02 ... 0,03 secunde.

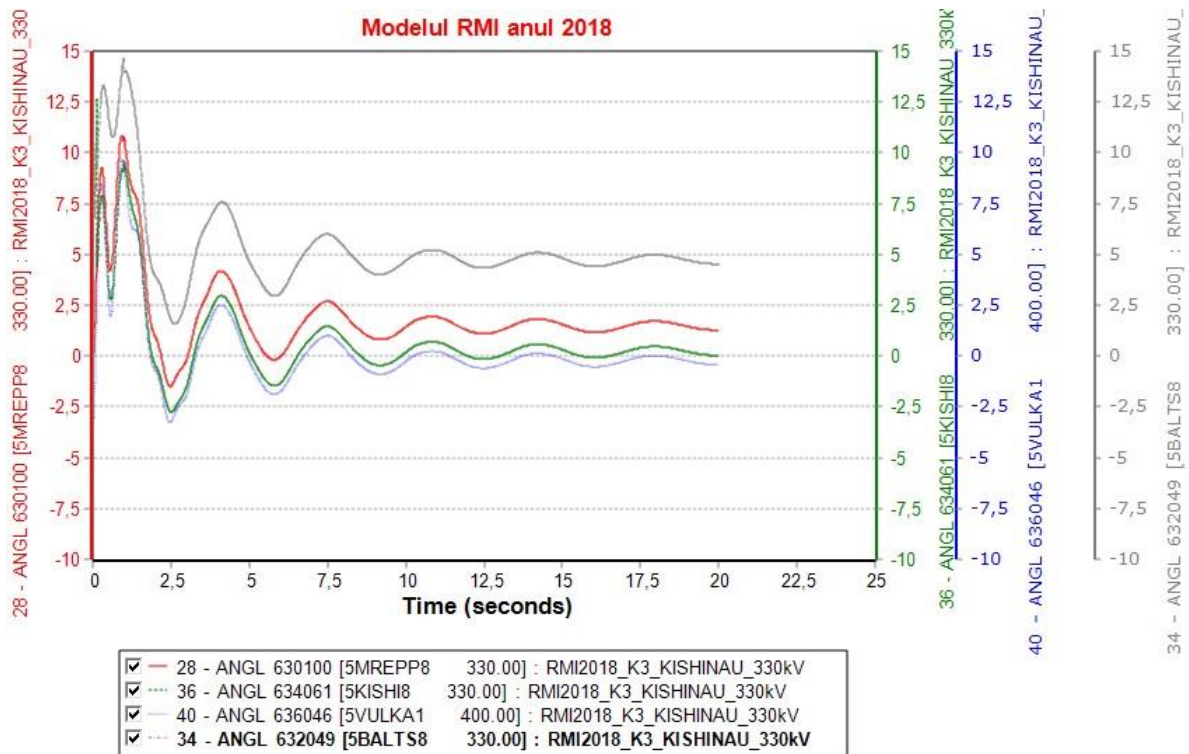


Figura 2.25 Evoluția unghiului de defazaj

Se observă că pe durata producerii scurtcircuitului salturile unghiulare nu depășesc 15 grade. După deconectarea scurtcircuitului și reanclanșarea automată a elementului deconectat (0,06 ... 0,09 s), unghiurile se stabilizează la valorile aferente regimului normal de funcționare precedent.

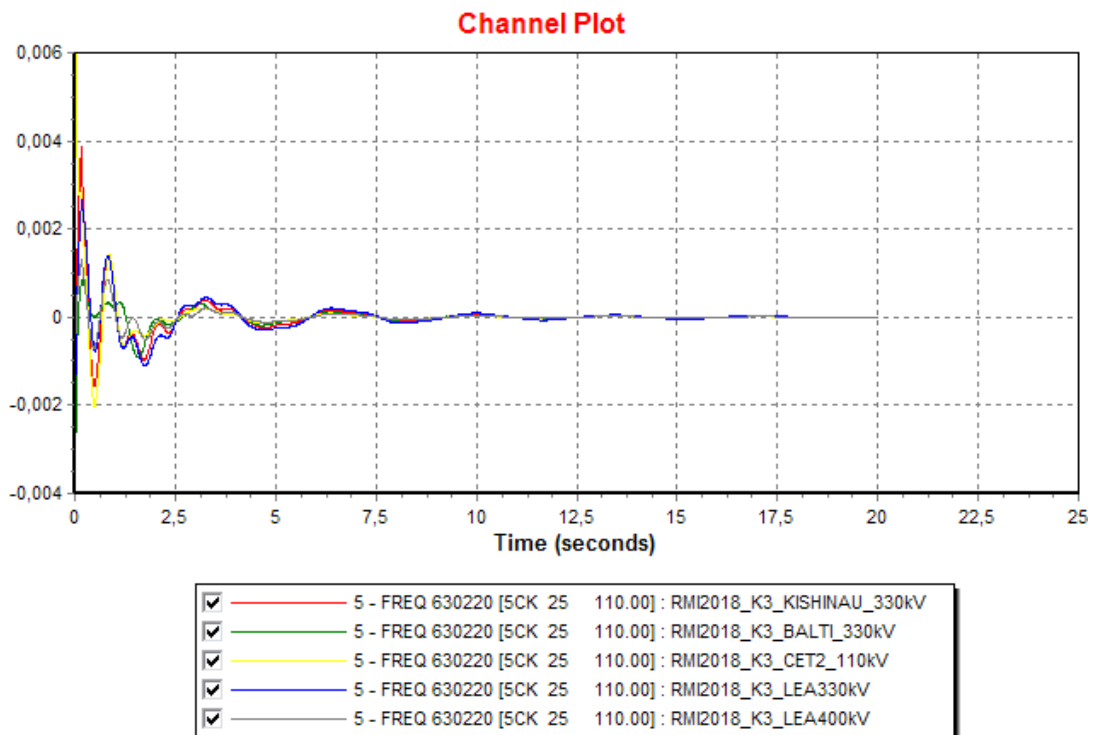


Figura 2.26 Evoluția frecvenței în SEN

Oscilograma frecvenței demonstrează că abaterea frecvenței nu depășește valoarea de 0,1 Hz, iar frecvența se restabilește în timp de 5 secunde.

2.9. Indicatori de performanță

Evaluarea fiabilității și calității alimentării cu energie electrică în Republica Moldova este stipulată în Regulamentul cu privire la calitatea serviciilor de transport și distribuție a energiei electrice [24]. Regulamentul dat stabilește indicii calității serviciilor care reflectă continuitatea aprovizionării cu energie electrică și calitatea relațiilor dintre operatorul sistemului de transport, operatorii rețelelor de distribuție și utilizatorii finali, precum și consecințele nerespectării valorilor stabilite ale acestor indicatori de către operatorul sistemului de transport și operatorii rețelelor de distribuție.

Pentru evaluarea continuității serviciului de transport al energiei electrice operatorul sistemului de transport înregistrează/calculează următorii indicatori generali de calitate (Tabelul 2.10):

- numărul de întreruperi de lungă durată;
- durata totală, exprimată în minute, a întreruperilor de lungă durată;
- cantitatea de energie nelivrată, ENS (Energy Not Supplied), definită ca energia nelivrată consumatorilor finali din cauza întreruperilor;
- durata medie a întreruperilor, AIT (Average Interruption Time), care reprezintă perioada medie de timp, exprimată în minute, în decursul căreia a fost întreruptă furnizarea de energie electrică pe parcursul anului.

Tabelul 2.10 Indicatorii AD, ENS și AIT pentru perioada 2012 – 2016.

Anul	2012	2013	2014	2015	2016
AD, volumul anual de energie electrică transportată, GWh	4219,8	5162,3	5386,4	4031,1	3987,0
ENS, energia nelivrată, MWh	214,7	219,7	260,7	78,0	255,5
ENS, % din volumul total	0,005	0,004	0,006	0,002	0,006
AIT, durata medie a întreruperilor, min/an	26,7	21,99	25,4	10,1	33,7

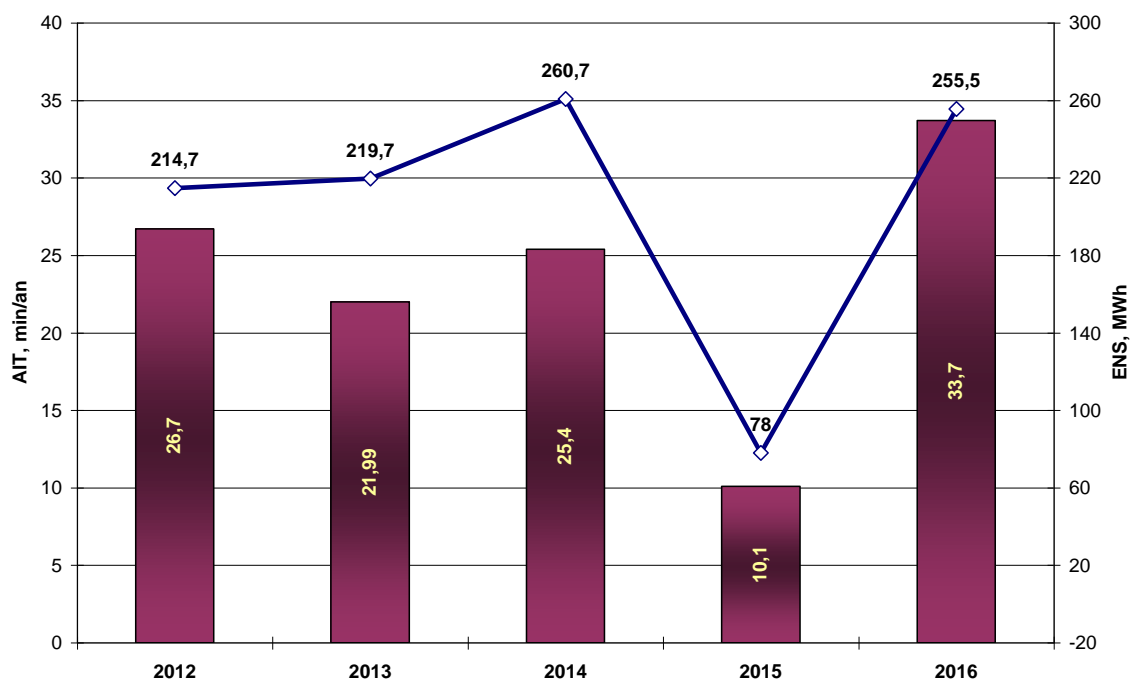


Figura 2.27 Indicatorul de performanță AIT în perioada 2012-2016

În ceea ce privește continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor, trebuie de precizat că pentru stațiile neretehnologizate/nemodernizate menținerea indicatorilor apropiați de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite.

2.10. Descrierea punctelor slabe

Funcționarea sistemului electroenergetic (SEE) este permanent influențată de perturbații lente și violente, cum ar fi: variația sarcinilor electrice, comutația elementelor schemei, variația puterilor active și reactive generate, acestea fiind exemple de perturbații mici, precum și deranjamente de genul scurtcircuitelor, variațiilor mari ale sarcinilor electrice, deconectărilor nesancționate ale utilajului, acestea fiind exemple de perturbații mari. SEE este sensibil sau reacționează la acțiunile perturbațiilor prin variația parametrilor de regim: modulele și argumentele tensiunilor, circulațiile de putere în elementele sistemului, vitezele de rotație ale mașinilor sincrone. Mărimea și diversitatea acestor variații depinde atât de amplitudinea și diversitatea perturbațiilor, cât și de proprietățile SEE – topologia schemei și parametrii ei (rezistențele active, conductanțele laterale, corelația dintre rezistențele active și reactanțele inductive), algoritmurile de reglare, caracteristicile dispozitivelor de reglare, caracteristicile dinamice ale elementelor.

Nodurile și laturile modificarea parametrilor de regim ale cărora determină într-o măsură mai mare reacția SEE la modificările lente și bruște ale stării sale de funcționare normală sunt numite locuri slabe. Drept locuri slabe pot fi considerate:

- *latura*, dacă modificarea impedanței acesteia duce la micșorarea sensibilității sistemului la apariția perturbațiilor;
- *nodul*, în care menținerea modului dorit al tensiunii prin reglarea puterii reactive și/sau modificarea admitanței șuntului conectat în acesta vor asigura același efect;
- *secțiunea*, dacă modificarea simultană a impedanțelor laturilor care intră în componența ei va determina același efect.

Pentru identificarea nodurilor și a elementelor slabe a fost utilizat aparatul de analiză singulară bazată pe descompunerea valorilor singulare (DVS) ale matricii de sensibilitate [63]. Drept matrice de sensibilitate servește matricea Jacobi, elementele căreia determină relația generalizată între elementele SEE și locurile în care apar perturbații.

Indicatorul de majorare a sensibilității SEE constă în micșorarea valorii singulare minime a matricii Jacobi. De aceea este necesar de determinat derivata valorii singulare minime în raport cu un anumit parametru, cum ar fi admitanta laturii sau modulul tensiunii în nod, pentru a estima influența parametrilor regimului și a parametrilor pasivi ai schemei echivalente a rețelei electrice asupra sensibilității nodurilor ei prin identificarea locurilor slabe.

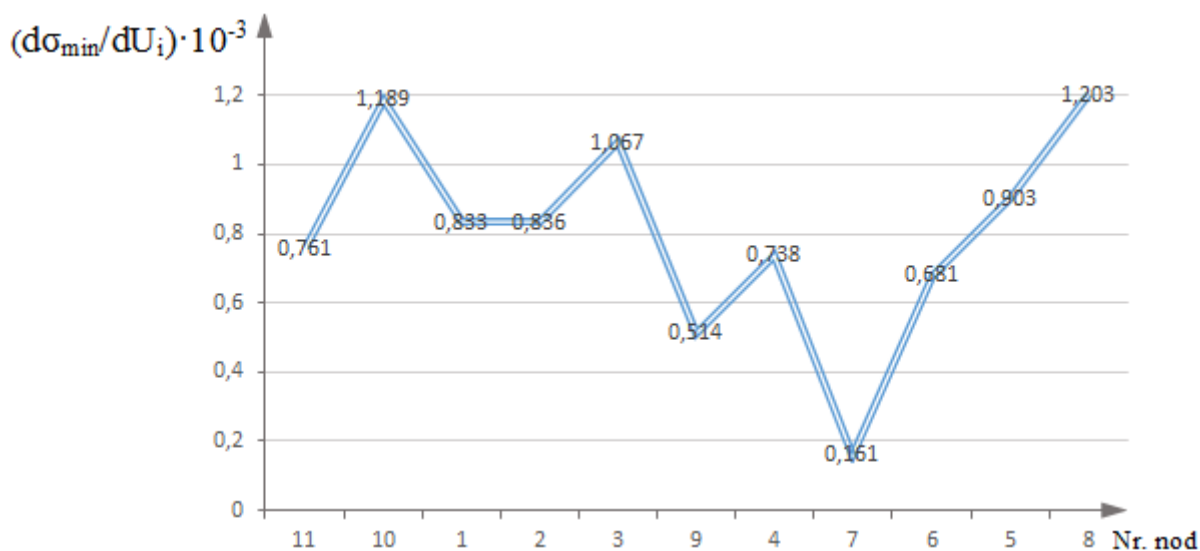


Figura 2.28 Derivatele parțiale ale valorii singulare minime a matricii de sensibilitate în raport cu modulul tensiunilor în nodurile RET

Clasamentul nodurilor slabe identificate în baza valorilor derivatelor ($\partial\sigma/\partial U_i$) pentru rețeaua de transport 330 kV a Republicii Moldova este prezentat în Figura 2.28, iar în Figura 2.29 este prezentat clasamentul liniilor electrice slabe, realizat în baza criteriului de identificare a locurilor slabe enunțat mai sus.

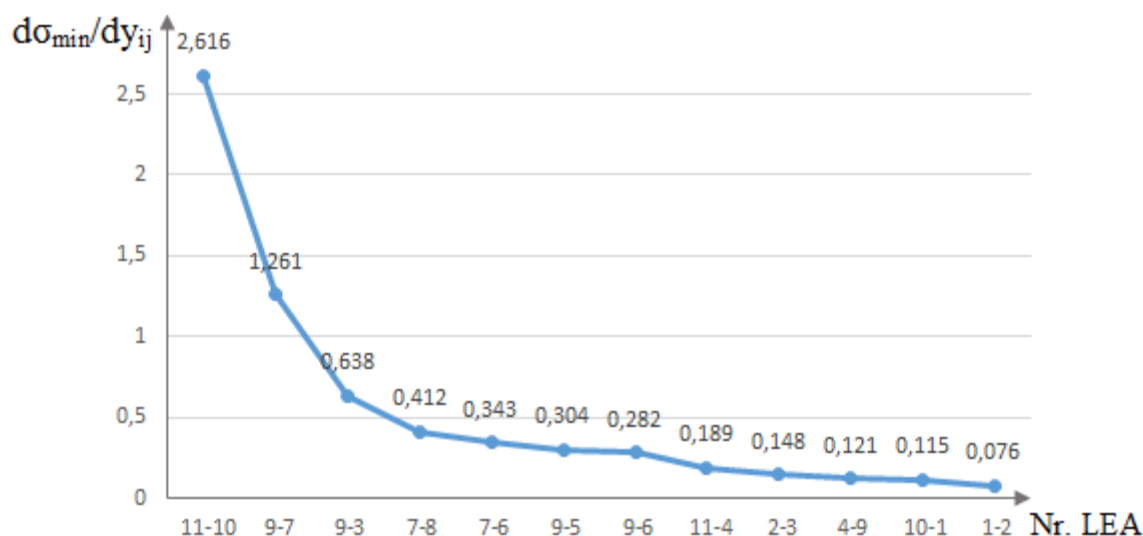


Figura 2.29 Derivatele parțiale ale valorii singulare minime a matricii de sensibilitate în raport cu admitanțele laturilor schemei echivalente a SEE

Analiza rezultatelor obținute denotă faptul că cele mai slabe noduri, în care modificarea modului tensiunii va condiționa o reacție mai mare a SEE al Republicii Moldova la apariția perturbațiilor, sunt nodurile „Chisinau”, „Balti” și „Straseni”, pe când cele mai slabe LEA, în care modificarea parametrilor pasivi și de regim va condiționa o reacție mai mare a SEE al Republicii Moldova la apariția perturbațiilor, sunt liniile electrice „MGRES-Chișinău” și „Chișinău-Strășeni”. Poziția LEA „MGRES-Chișinău” în acest clasament este influențată mai mult de parametrii constructivi ai sistemului, fiind identificată drept ce mai slabă linie a SEE Republicii Moldova.

Clasamentul nodurilor sau a liniilor electrice slabe într-un SEE se poate modifica odată cu îngreunarea regimului de funcționare a lui. Însă în orice SEE există noduri și linii electrice slabe grație parametrilor constructivi sau neomogenității sistemului.

2.11. Sisteme și servicii

2.11.1. Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA

EMS/SCADA se referă la sisteme informaționale de timp-real și toate elementele necesare pentru a sprijini activitățile operaționale relevante și funcțiile utilizate în automatizarea transportului energiei electrice la nivelul centrelor de dispecer și al camerelor de comandă. EMS/SCADA îmbunătățește informațiile puse la dispoziția operatorilor de la centrele de dispecer, a personalului echipelor din teren, pentru management și entitățile conectate la rețelele electrice de transport, cum ar fi operatorii rețelelor de distribuție, producătorii de energie electrică etc.

Sistemul EMS/SCADA asigură următoarele funcțiuni majore pentru OST Î.S. „Moldelectrica”:

- funcțiuni SCADA de monitorizare și control (telecomandă) în timp real;
- aplicații avansate de rețea (funcțiuni de tip EMS), inclusiv de modelare a rețelei;
- managementul mentenanței, inclusiv managementul echipelor de teren și a resurselor;
- managementul lucrărilor.

Sistemul EMS/SCADA are ca suport sistemele de automatizare, protecție și control din stațiile electrice. La centrele de dispecer sunt disponibile, on-line, date și informații privind starea curentă a rețelelor de transport, achiziționate prin intermediul RTU-urilor montate în stațiile din rețeaua electrică de transport.

Managementul riscurilor:

- În viitor ar putea să apară necesitatea unei ajustări suplimentare a aplicațiilor sistemului EMS/SCADA. De asemenea va fi necesar de testat și de ajustat modulul de control automat al generării odată ce vor fi create condițiile de aplicare a acestuia.
- Î.S. „Moldelectrica” trebuie să efectueze testarea și ajustarea protocolului ICCP, precum și schimbul de date cu sistemele electroenergetice vecine.
- Este necesar să se accelereze procesul de testare a protocolului ICCP și să fie organizat schimbul de date între sistemele EMS/SCADA al Î.S. „Moldelectrica” și НЭК „Укрэнегро”.
- Este necesar să fie continuat dialogul cu „CERSM” și ГУП „ГК Днестрэнегро” în vederea realizării măsurilor tehnice suplimentare privind majorarea volumului de telemăsurări ce va fi transmis în sistemul EMS/SCADA al Î.S. „Moldelectrica”, precum și majorarea calității telemăsurărilor (prin instalarea convertizoarelor moderne de măsură cu clasă de precizie ridicată, micșorarea timpului de eșantionare a informației etc).
- Este necesar de aplicat doar protocole de comunicație de tip ICCP pentru a realiza schimbul de date între sistemele EMS/SCADA (IEC 60870-6/NASE.2 – între sisteme electroenergetice; IEC 870-5-104 – între întreprinderile energetice), care au fost livrate împreună cu sistemul EMS/SCADA „Network Manager” conform prevederilor Contractului 3833-A3. Trebuie avute în vedere și standardele de securitate cibernetică.

La centrele de dispecer sunt disponibile, on-line, date și informații privind starea curentă a rețelelor de transport, achiziționate prin intermediul RTU-urilor montate în toate stațiile din rețeaua electrică de transport. Rețeaua electrică de transport este operată și controlată prin intermediul întreruptoarelor telecomandate de la centrele de dispecer. De asemenea, sistemele EMS/SCADA furnizează operatorilor de la centrele de dispecer informații relevante cu privire la fluxurile/circulațiile de putere din rețea, atât în timpul funcționării normale a rețelei electrice, cât și în situații de urgență.

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

Pentru asigurarea funcționalității sistemelor de contorizare a energiei electrice și monitorizarea ei, Î.S. „Moldelectrica” efectuează următoarele sarcini de bază:

1. Deservirea tehnică a componentelor sistemului de măsurare a energiei electrice atât în punctele de delimitare cu SE adiacente ale României, Ucrainei precum și cu ГУП „ГК Днестрэнегро”, cât și la hotarul de delimitare cu RED-urile (actualamente evidența energiei electrice furnizate în rețeaua de distribuție se efectuează la celulele de racordare 10 kV);
2. Controlul corespunderii sistemelor de măsurare a energiei electrice cerințelor prestate în documentele normative;
3. Administrarea sistemelor de măsurare a energiei electrice în scopuri comerciale și tehnice:
 - a) citirea indicațiilor contoarelor;
 - b) calculul și analiza pierderilor de energie în RET a Î.S. „Moldelectrica”:
 - la obiectivele consumatorilor independenți și finali, conectați nemijlocit la RET;
 - la obiectivele producătorilor de energie electrică în componența SEE al Republicii Moldova;
 - la stațiile sistemului energetic al Ucrainei și României, și Î.U.S. „ГК Днестрэнегро” în punctele de racordare cu Î.S. „Moldelectrica”;

c) calculul și analiza valorilor admisibile și de facto a consumului tehnologic de energie electrică condiționat de tranzitarea energiei electrice prin rețeaua Î.S. „Moldelectrica”, în rețelele electrice ale CET-1, CET-2– 2și CET – Nord pe perioada staționării centralelor , precum și în liniile de tensiune medie și joasă, prin care consumatorii finali sînt conectați la RET.

Întru respectarea cerințelor NAIE (ed.VI-VII), a Legii Metrologiei [61], precum și Regulamentului ANRE privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale [62], Î.S. „Moldelectrica” trebuie să aloce investiții necesare și suficiente pentru modernizarea și reconstrucția sistemelor de contorizare a energiei electrice și monitorizarea continuă a calității.

2.11.3. Sistemul de telecomunicații

În prezent rețeaua corporativă de transmitere de date și de IP telefonie este realizată în baza canalelor VPN arendate de la operatori și a liniilor în cablu proprii, confecționate cu conductoare de cupru sau fibră optică. Rețeaua organizată de compania S.A. „Moldtelecom” în baza tehnologiei wireless CDMA servește pentru realizarea canalelor de transmitere de date de la dispozitivele de evidență și sistemele de telemecanică de tip „Гранит-Микро”. Zece stații telefonice asigură comunicarea de dispecer și cea automată. Un sistem de IP telefonie de rezervă a fost organizat pentru a asigura comunicarea de dispecer.

În anul 2016 a fost pus în exploatare complexul Stells Line, constituit din 20 de servere și un ansamblu de ecluze de rețea de comunicație GSM, pentru înregistrarea convorbirilor operative ale dispecerilor din centrele de dispecer de diferite nivele ierarhice. În prezent acest complex asigură înregistrarea convorbirilor de la toate tipurile de terminale (IP, GSM, analogice etc). Totodată, complexul PHOBOS de asemenea se află în exploatare pentru înregistrarea convorbirilor dispecerilor din cadrul Dispeceratului central prin intermediul stației telefonice de dispecer Minicom DX-500.

O sută nouăsprezece unități de telemecanică de tip „Гранит-Микро” și 32 de unități RTU 560 sunt folosite pentru integrarea obiectelor în sistemul de telemecanică și transmitere a datelor în sistemul SCADA. În cadrul întreprinderii se folosește complexul informațional realizat în baza echipamentelor analogice de telemecanică, destinat pentru transmiterea de date prin canale de frecvență înaltă de la întreprinderile comune amplasate pe malul stîng al r. Nistru. Se continuă renovarea și instalarea de noi traductoare digitale pe scară largă în scopul majorării preciziei rezultatelor obținute.

Toate echipamentele digitale de telecomunicație sunt asigurate cu alimentare: instalații UPS online, baterii de acumuloare incorporate la tensiune continuă de 48 V, invertoare și generatoare diesel. În sistem se folosesc adițional instalații de baterii de acumuloare de tip „ELTEC” la tensiune continuă 220 V și instalații de tip KAY50-220 pentru alimentarea utilajului la tensiune continuă.

2.11.4. Serviciile de sistem tehnologice

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

- a) compensarea variației de sarcină în SE, respectiv reglarea frecvenței și a soldului SE;
- b) compensarea diferențelor față de programul de funcționare a SE, respectiv menținerea de capacitate de rezervă de putere activă;
- c) reglarea tensiunilor în RET;

- d) compensarea consumului tehnologic din RET;
- e) restaurarea funcționării SE după un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem tehnologice sunt realizate cu următoarele resurse:

- a) sistemele de reglaj primar a frecvenței;
- b) sistemul de reglaj secundar frecvență-putere;
- c) deconectare automată a sarcinii prin sistemele automate;
- d) sistemele locale de reglare a tensiunii;
- e) sistemele automate de izolare pe serviciile proprii și de autopornire a grupurilor generatoare în vederea restaurării funcționării SE după un colaps total sau al unei zone;
- f) consumatorii dispecerizabili care își reduc sarcina sau pot fi deconectați la dispoziția ORTS în cazul existenței acordului respectiv.

Întrucât valoarea relativă anuală a producției de energie electrică în Republica Moldova față de energia totală produsă în țările CSI și baltice constituie 0,0391, coeficientul de corecție după frecvență atinge valoarea de 82 MW/Hz, rezerva primară anuală indispensabilă trebuie să fie ± 5 MW și respectiv, rezerva de încărcare/descărcare constituie +240 MW / -100 MW [51].

E de remarcat că până în prezent în Republica Moldova nu există cadrul legislativ secundar privind funcționarea pieței de echilibrare, precum și lipsa în partea dreaptă a Nistrului a utilizatorilor RET care pot să furnizeze servicii de sistem. Problema menționată se va acutiza odată cu racordarea la rețelele electrice publice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice. Aceste tipuri de centrale posedă caracteristici tehnice și de exploatare ce le deosebesc semnificativ de celelalte tipuri de centrale electrice, în primul rând, prin aceea că puterea disponibilă în fiecare moment are valori aliorii, care pot varia între 0 și puterea instalată în funcție de factorii meteorologici.

Astfel se poate constata că este necesar:

- de elaborat legislația secundară privind funcționarea pieței de echilibrare;
- de elaborat un studiu privind evaluarea puterii de echilibrare în funcție de puterea totală a CEE și CEF racordate la rețelele electrice publice;
- de susținut agenții economici care doresc să construiască centrale electrice cu turbine cu gaze, timpul de pornire a cărora este foarte rapid (5-30 min).

Este necesar de menționat că în prezent reglajul frecvenței este asigurat de SEE din Rusia și Ucraina, iar reglajul fluxului pe interconexiuni se realizează manual prin dispoziții de dispecer transmise prin telefon. În cadrul sistemului automatizat de conducere există un sistem de reglaj secundar automat, însă în lipsa unor prestatori de serviciu de sistem, acest sistem nu poate fi pus în funcțiune pînă la stabilirea unui mecanism de echilibrare în condițiile pieței de energie electrică. Este de așteptat că la următoare revizuire a Regulilor pieței energiei electrice va fi introdus mecanismul de echilibrare (rezerve de putere și energie de echilibrare), precum și restul componentelor serviciilor de sistem.

În contextul Acordului privind condițiile de interconectare a sistemelor electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova la sistemul ENTSO-E, este necesar îndeplinirea cerințelor Operational Handbook și în special a Politicii nr.1 privind reglajul primar, secundar și terțiar.

Dat fiind faptul că este planificat ca SEE ale Ucrainei și Moldovei să constituie un bloc de control (CONTROL BLOCK) unic, sistemul național va fi considerat ca o zonă de control (CONTROL AREA) și ca urmare pentru reglajul secundar se acceptă de a importa pînă la 50% din necesarul de rezervă din sistemele vecine.

3. SCENARIILE PRIVIND DEZVOLTAREA RET IN PERIOADA 2018-2027

3.1. Principii generale de construire a scenariilor

Planificarea dezvoltării RET urmărește menținerea, în condiții de eficiență economică, a nivelului de calitate a serviciului de transport și de sistem precum și asigurarea siguranței în funcționare a SEE în conformitate cu prevederile și reglementările în vigoare.

Elaborarea scenariilor de perspectivă presupune parcurgerea următoarelor etape de analiză:

- Prognoza cererii de energie electrică pe ansamblul stației electrice
- Prognoza consumului de energie electrică și a puterilor absorbite (activă și reactivă) pe palierile caracteristice ale curbei de sarcină (sarcina maximă și minimă în sezoanele de iarnă și vară) pentru fiecare stație electrică;
- Prognoze de import;
- Evaluarea balanțelor privind puterile active și reactive pe noduri ale RET, la palierile caracteristice ale curbei de sarcină în regimurile minime și maxime;
- Evaluarea pierderilor de putere în RET;
- Asigurarea stabilității tensiunii și a încadrării în limitele admisibile în nodurile RET prin utilizarea mijloacelor de reglaj existente și respectiv prin dezvoltarea acestora;
- Verificarea criteriilor N-1 și N-2 pentru regimurile de funcționare a SEE;
- Evaluarea stabilității tranzitorii la funcționarea SEE pentru diferite perturbații;
- Evaluarea stării tehnice a instalațiilor din RET a OST;
- Calculul indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Stabilirea acțiunilor și întăririlor (proiectelor noi) necesare pentru a asigura adecvanța rețelei și satisfacerea performanțelor normate ale serviciilor de transport;
- Stabilirea soluțiilor optime tehnico-economice de modernizare și dezvoltare a RET și a măsurilor de reducere a impactului asupra mediului înconjurător;
- Stabilirea priorităților și a programelor de realizare a modernizării/dezvoltării RET și a infrastructurii aferente;
- Identificarea surselor de finanțare pentru investițiile din planul de dezvoltare a RET.

Dezvoltarea RET se realizează în concordanță cu cerințele și prioritățile prevăzute în Strategia Energetică până în anul 2030 [29]. Acestea constituie referințele determinate privind identificarea direcțiilor prioritare.

3.2. Modele de calcul

În vederea realizării calculelor și analizei regimurilor de funcționare a RET pentru anul de referință (anul 2018) s-au elaborat modele de calcul caracteristice unor scenarii și anume:

- Regim maxim de iarnă (RMI);
- Regim maxim de vară (RMV);
- Gol minim de vară (GMV).

S-au stabilit câteva orizonturi de perspectivă pentru care vor fi efectuate calculele și analiza regimurilor de funcționare a RET, ca referință utilizând prevederile Strategiei Energetice 2030:

- anul 2020 (An0 + 2);
- anul 2022 (An0 + 4);
- anul 2027 (An0 + 10).

Scenariile utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RET au fost elaborate de experții UTM, după consultările cu specialiștii Î.S. „Moldelectrica”, pornind de la informațiile disponibile de la RET a OST, utilizatorii RET, alte părți interesate, precum și OTS a statelor vecine.

Scenariul de bază reprezintă prognoza de consum, import și producția autohtonă, cea mai plauzibilă informație în contextul datelor deținute la etapa elaborării Planului de Dezvoltare.

Pentru scenariul de bază, se modelează palierele caracteristice de consum pentru anul de referință (RMI, RMV, GMV), iar în scenariile de perspectivă, pentru fiecare orizont de timp analizat, se va utiliza ca referință regimul maxim de iarnă RMI: anul de referință + 2 ani, anul de referință + 4 ani și anul de referință + 10 ani.

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

- rata de creștere a consumului;
- schimbul de energie electrică între SEN și SEE ale țărilor vecine;
- instalarea de capacități de producție noi.

Se ia în considerare un număr rezonabil de scenarii alternative, la anumite paliere de sarcină, care completează concluziile analizei efectuate pentru scenariul de bază. Aceste scenarii au rolul:

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

3.3. Elaborarea scenariilor de perspectivă

3.3.1. Scenarii utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RET

Necesitatea și prioritățile de identificare a proiectelor de investiții reflectate în Planul de dezvoltare pentru 10 ani a OST sunt condiționate de următoarele:

- starea tehnică existentă atât a utilajelor electrice ale SE, cât și a RET (uzura fizică și morală a echipamentelor electrice exploatate de peste 30 ani, ce depășesc 65%);
- urmare a existenței unui parc de utilaje moral și fizic învechite, realizarea unor investiții în modernizarea și completarea aparaturii de diagnosticare, control și măsurare a parametrilor, este o prioritate pentru Î.S. „Moldelectrica”;
- reconstrucția LEA existente, condiționate de modificarea zonelor după presiunea dinamică a vântului și grosimea stratului de chiciură, odată cu aplicarea NAIE ediția 7;
- urmare a unor analize tehnico-economice de identificare a LE ce necesită a fi reconstruite prin înlocuirea unui număr de stâlpi defectați;
- reconstrucția porțiunilor de LEA 110 kV, care traversează sau sunt amplasate pe teritoriul Ucrainei, fapt ce îngreunează accesul pentru verificări periodice și executarea serviciilor tehnice și reparațiilor;
- telemecanizarea în totalitate a tuturor stațiilor electrice a RET;
- majorarea continuă a cheltuielilor pentru exploatarea DPRA pe bază de rele electro-mecanice, care necesită a fi înlocuite cu cele bazate pe microprocesoare;
- modernizarea și reconstrucția sistemelor de măsură și contorizare a energiei electrice, întru respectarea cadrului normativ în domeniul metrologiei și măsurării energiei în scopuri comerciale;
- aspectele ecologice prin care se necesită minimizarea utilizării instalațiilor cu mediu de izolație și răcire a uleiului de transformator (în special întreruptoarele cu ulei mult);

- majorarea continuă a cheltuielilor pentru combustibil, ceea ce implică reînnoirea parcului de transport, utilajelor și mecanismelor speciale;
- minimizarea cheltuielilor de întreținere a clădirilor și construcțiilor prin stabilirea unor programe de eficiență energetică a cădirilor;
- minimizarea cheltuielilor pentru asigurarea mentenanței RET;
- reducerea pierderilor în RET;
- impactul social și asupra mediului înconjurător;
- fezabilitatea soluțiilor tehnice identificate pentru proiectele de investiții.

3.3.2. Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

La elaborarea prognozei privind evoluția consumului de energie electrică în perioada 2018-2027 utilizate în calculele și analizele regimurilor de funcționare ale rețelelor electrice de transport, care stau la baza elaborării planului de dezvoltare pentru următorii 10 ani, s-a luat în considerație prognoza prezentată în strategia energetică până în anul 2030, previziunile macroeconomice disponibile, luând în considerație evoluția PIB [29], evoluția consumului de energie electrică pentru perioada 2001-2016, prezentată de ANRE [52-59], precum și solicitările utilizatorilor RET pe perioada 2018-2027 [45-50].

În Figura 3.1 sunt prezentate scenariile existente privind prognoza evoluției consumului de energie electrică în perioada 2011-2030.

Comparând valorile consumului de energie electrică pentru anul 2016, constatăm că prognoza prezentată în strategia energetică până în anul 2030 diferă considerabil de valoarea reală prezentată în Raportul anual ANRE în anul 2016 [59], diferența constituie 884,7 GWh.

Din aceste considerente se va opta pentru valorile prezentate de ANRE ca bază de formare a scenariului de referință.

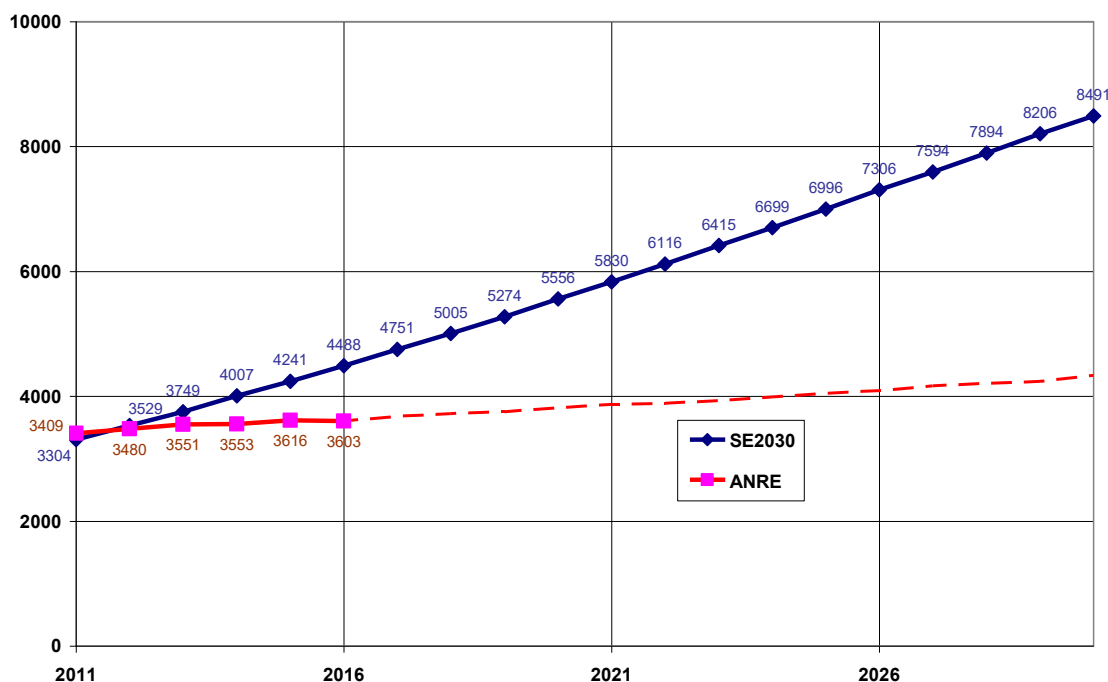


Figura 3.1 Scenariile existente privind evoluția consumului de energie electrică, GWh

Pornind de la scenariul de referință se analizează încă două scenarii privind evoluția consumului de energie electrică (sarcina maximă de iarnă RMI), luând în considerație o posibilă creștere/ diminuare cu 5% față de scenariul de referință (Figura 3.2 și Tabelul 3.1).

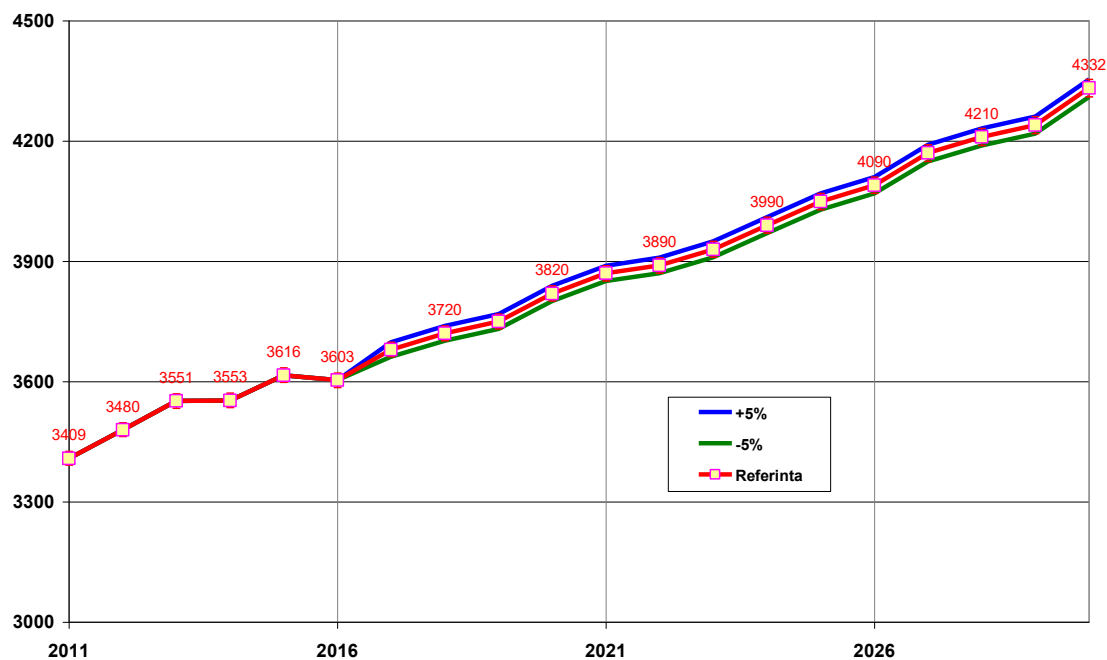


Figura 3.2 Scenarii elaborate privind evoluția consumului de energie electrică, GWh

Tabelul 3.1 Paliere caracteristice

Anul 2020 (An0 + 2)			Anul 2022 (An0 + 4)			Anul 2027 (An0 + 10)		
-5%	Referință	+5%	-5%	Referință	+5%	-5%	Referință	+5%

3.3.3. Scenarii privind evoluția parcului de producție

Din analiza informației prezentate în tabelul 2.4 privind evoluția participării centralelor electrice de pe malul drept al râului Nistru în acoperirea consumului total de energie electrică în perioada 2001 – 2016 rezultă existența pe piața de electricitate a unei pronunțate concentrări a producției prin poziția a doi actori cu cota de participare cumulativă care a variat de la 67,4 % în 2001 până la 81,3 % în anul 2016. Trebuie de menționat că practic toate grupurile energetice existente au durata de viață depășită (Tabelul 3.2).

Tabelul 3.2 Sursele de energie de pe malul drept al Republicii Moldova

Nr.	Sursa de energie electrică	Puterea electrică instalată, MW	Anul PÎF
1.	Centrala de termoficare CET-1, Chișinău	66,0	1951-1961
2.	Centrala de termoficare CET-2, Chișinău	240,0	1976-1980
3.	Centrala de termoficare CET-Nord, Bălți	20,4	1956-1980
4.	Î.S. „Nodul Hidroenergetic Costești”	16,0	1978
5.	Centrale electrice cu termoficare în industria zahărului	97,5	1956-1981
6.	Centrale electrice mici care generează energie din surse regenerabile	6,9	

Ținând cont de cele expuse mai sus în Strategia Energetică a Republicii Moldova până în anul 2030 se menționează că capacitatea de generare a energiei electrice instalată în Republica Moldova reprezintă premiza creării platformei de generare. Obiectivul propus în Strategia Energetică pentru anul 2020 este extinderea capacității existente cu 800 MW. Aceasta se va realiza prin dezafectarea a 250 MW la CET-1 și CET-2 și construcția unor capacități noi cu puterea totală de 1050 MW. Se preconizează construcția unei centrale noi în municipiul Chișinău cu puterea instalată de 650 MW în baza tehnologiilor eficiente de generare a energiei electrice și termice. Se va analiza extinderea puterii instalate a CET-Nord, în funcție de sarcina termică. De menționat că din cei 1050 MW circa 400 MW vor fi bazați pe generarea energiei electrice din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice).

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi (în baza ATR emise de operatorii de rețea) pentru următorii 10 ani conform informațiilor transmise de producătorii existenți la solicitarea Î.S. „Moldelectrica”, acestea însumează o putere netă disponibilă de 1357,26 MW (proiecte SER), iar la CET-Nord se prevede instalarea unor capacități de 13,6 – 16,0 MW.

De menționat că S.A. „Termoelectrica” a solicitat ca planul de modernizare a capacităților existente (capacități noi, modernizarea capacităților existente) să fie prezentat mai târziu, după finalizarea studiului cu privire la strategia de dezvoltare a capacităților de generare [50].

Evoluția surselor de energie regenerabilă

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

Integrarea surselor de energie regenerabilă (în continuare SER) în RET se realizează de Î.S. „Moldelectrica” prin emiterea Avizelor tehnice de racordare (ATR).

Integrarea SER, inevitabil va conduce la majorarea volumelor de energie electrică caracterizate prin generare distribuită, ceea ce conduce după sine la necesitatea de a evidenția și a lua în considerație particularitățile surselor de energie electrică distribuite în cadrul SEE al Republicii Moldova. În acest sens s-au elaborat 3 scenarii privind integrarea treptată a SER la SEN în perioada 2018-2027 (Tabelul 3.3), în baza prevederilor strategiei energetice până în 2030 [29].

Tabelul 3.3 Integrarea sursele de energii regenerabile la SEN

Regiunea \ Anul	2020	2022	2027
Nord	-	50	150
Centru	50	100	150
Sud	150	250	300
TOTAL, MW	200	400	600

Una din sarcinile prioritare a Î.S. „Moldelectrica” în calitate de OTS este asigurarea fiabilității și siguranței în funcționare a sistemului prin integrarea în el a noilor surse distribuite.

Practica mondială la acest subiect dictează necesitatea elaborării și aplicării unor cerințe tipice pentru toate sursele de energie electrică distribuite.

Pe de altă parte, conform legislației naționale, în sarcina și obligațiunile producătorilor de energie regenerabilă este utilizarea pentru generarea distribuită a utilajelor și echipamentelor de tehnologii performante, care satisfac tuturor normelor și cerințelor impuse.

În același timp utilizarea unor utilaje și echipamente învechite fost-folosință poate influența negativ asupra funcționalității SEN, atât pe sectoare separate, cât și în întregime.

Importanța obținerii informațiilor detaliate la capitolul surselor distribuite la emiterea ATR și actualizarea periodică a informațiilor, pentru monitorizarea și estimarea impactului generării distribuite asupra SEN în întregime, conduce la necesitatea solicitării de la companiile de distribuție a energiei electrice a informațiilor despre sursele distribuite racordate la rețelele de distribuție. Informațiile relevante și necesar a fi solicitate de la RED pentru analiză sunt: puterea instalată, tipul instalației, punctul de racordare și altele, pentru sursele distribuite a căror putere instalată depășește 100 kW.

E de remarcat că, actualmente, nu sunt elaborate documentele normative privind SER, de aceea este necesar ca, părțile interesate să se ghideze atât de cerințele OST, cât și de codurile de sistem ale ENTSO-E.

3.3.4. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică

În Strategia Energetică a Republicii Moldova până în anul 2030 diversificarea aprovizionării cu energie electrică se vede în perspectiva accesului țării noastre la piața internă de energie electrică a UE. Pătrunderea pe această piață de electricitate este posibilă numai prin interconectarea SEE al Republicii Moldova cu SEE al României. Beneficiul constă în perspectiva la o piață de electricitate mai mare, participare care nu va fi posibilă pentru Republica Moldova în lipsa interconexiunii asincrone/sincrone a rețelei electrice Î.S. „Moldelectrica” cu sistemul ENTSO-E (sistemul european continental de transport al energiei electrice).

Conexiunea cu UE oferă, pe lângă o securitate sporită și prețuri mai bune pe piață prin perspectiva îmbunătățirii concurenței, ceea ce va rezulta într-un preț final al energiei electrice mai puțin împovărat pentru consumatori. Astfel, există o necesitate majoră pentru alte linii de foarte înaltă tensiune pentru interconexiunea SEE al Republicii Moldova cu SEE al României.

În concordanță cu Strategia Energetică a Republicii Moldova s-au analizat următoarele variante de interconexiune, prin intermediul unor stații Back-to-Back situate la Vulcănești, Bălți și Ungheni:

1. LEA de 400 kV Isaccea – Vulcănești – Chișinău;
2. LEA de 400 kV Bălți – Suceava;
3. LEA de 330 kV Strășeni – Ungheni (este o linie suplimentară destinată majorării tranzitului prin rețeaua electrică internă) și LEA de 400 kV Ungheni – Iași.

De remarcat că, utilizarea la capacitate maximă a proiectului LEA 400 kV „Bălți - Suceava” este condiționată de construcția LEA de 400 kV „Suceava - Gădălin”, care este inclusă în planul de dezvoltare a RET din România [2, p.155].

Congestia pe interconexiunea Moldova – Ucraina limitează importul și tranzitul de energie electrică. Al doilea circuit al LEA de 330 kV „Bălți – CHE Dnestrovsc” ar constitui un proiect suplimentar privind extinderea posibilităților de import din Ucraina. La această etapă acest proiect nu este inclus în planul de dezvoltare pe următorii 10 ani deoarece, în primul rând Ucraina n-a inclus acest proiect în planul său de dezvoltare a SEE pentru perioada 2016-2025 și, în al doilea rând, luînd în considerație Studiul elaborat de colaboratorii catedrei EE a UTM [30], unde s-a demonstrat că conectarea circuitului doi al liniei „Bălți – CHE Dnestrovsc” practic nu îmbunătățește regimul de funcționare a RET a OST.

În urma celor prezentate mai sus și ținînd cont de prioritățile stipulate în Strategia Energetică a Republicii Moldova până în anul 2030 [29] în planul de dezvoltare a RET a OST pentru următorii 10 ani s-au inclus următoarele proiecte de investiții la capitolul „Interconectarea Sistemelor Învecinate”.

Tabelul 3.4 Proiecte de investiții pentru interconectarea sistemelor învecinate

Nr.	Proiecte de investiții pentru interconectarea sistemelor învecinate
1.	Stație tip BtB cu o putere de 600 MW la SE Vulcănești 400 kV
2.	Reconstrucția IDE 400 kV la SE Vulcănești 400 kV
3.	Construcția IDE 400 kV cu reconstrucția IDE 330 kV la SE Chișinău 330 kV
4.	Construcția LEA 400 kV Vulcănești - Chișinău
5.	Construcția LEA 400 kV Bălți - Suceava

**Figura 3.3** Scenarii elaborate privind construcția liniilor de interconexiune

3.3.5. Regiuni de perspectivă pentru noi puteri generate

Identificarea regiunilor de perspectivă pentru noi puteri generate, termeni de realizare și locul de amplasare, poate fi realizată luând în considerație următoarele aspecte:

- Consumul local și posibilitatea de acoperire a acestuia;
- Rata de creștere a consumului pentru o perioadă de 10 ani;
- Numărul ATR emise pentru fiecare nod al RET;

- „Rețele de acces” (cu un cost minim de construcție).

În Figura 3.4 sunt prezentate regiunile de interes pentru construcția centralelor electrice în baza surselor de energii regenerabile, reieșind din numărul ATR emise de către Î.S. "Moldelectrica".

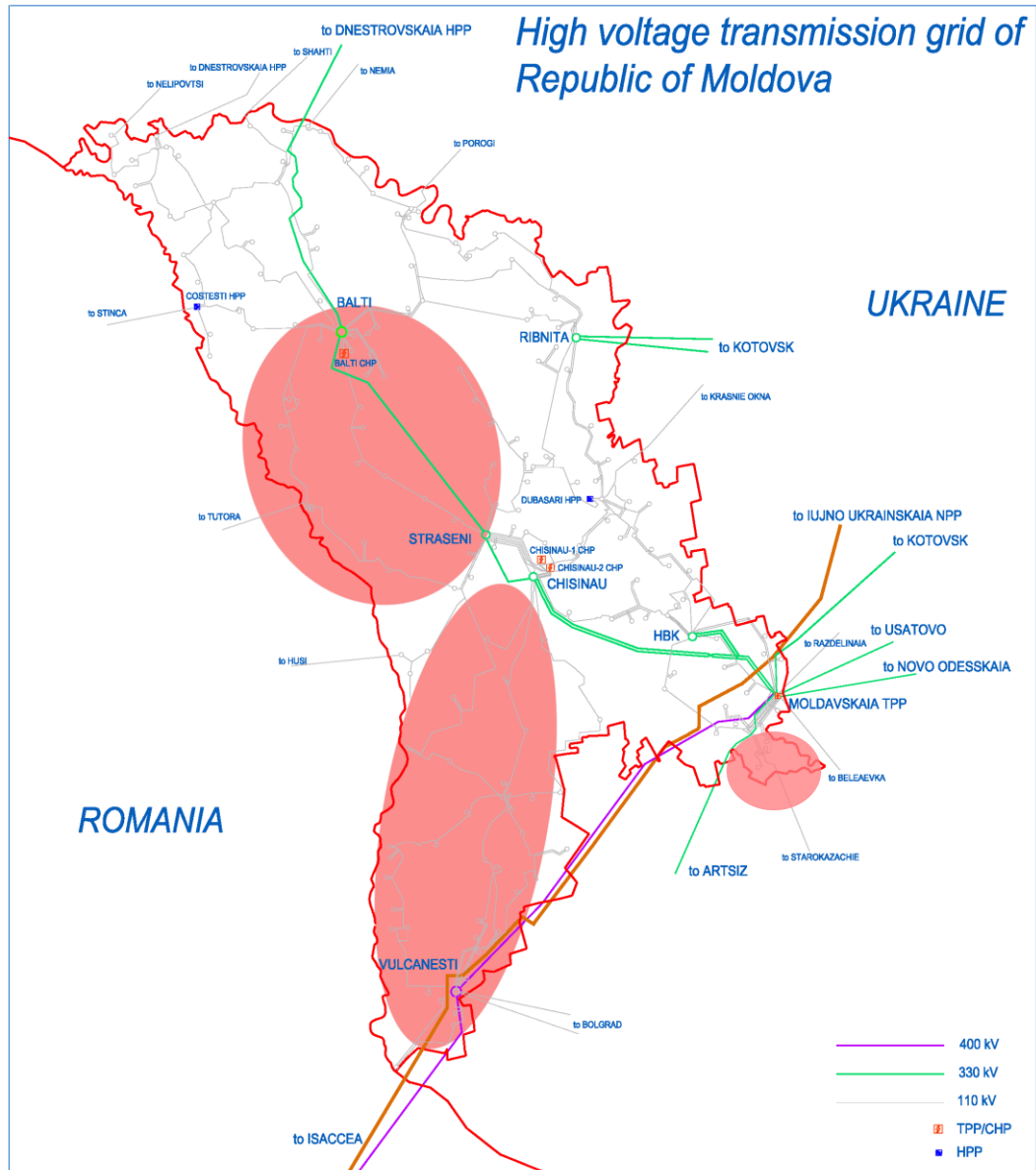


Figura 3.4 Zone de interes pentru racordarea surselor de energii regenerabile

4. ANALIZA REGIMURILOR PERSPECTIVE DE FUNCȚIONARE A RET

4.1. Calculul regimurilor staționare

Pentru a identifica necesitățile de dezvoltare a RET, au fost realizate studii privind verificarea încadrării regimurilor de funcționare a RET a Republicii Moldova în condițiile normate pe perioada 2018 – 2027. Trebuie de menționat că au fost luate în considerație scenariile privind dezvoltarea parcului de producție, interconectarea cu țările vecine, precum și dezvoltarea RET.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcționare:

- încărcarea liniilor electrice RET în schema electrică cu N, N-1 și N-2 elemente în funcțiune;
- nivelul de tensiune în nodurile RET în schema electrică cu N, N-1 și N-2 elem. în funcțiune;
- nivelul pierderilor de putere activă în RET;
- verificarea criteriilor de siguranță N-1 și N-2;
- evaluarea stabilității tranzitorii a SEE.

Calculul regimurilor permanente s-au realizat considerând funcționarea interconectată sincron cu sistemul IPS/UPS (nemijlocit cu SEE al Ucrainei) și prin intermediul stațiilor Back-to-Back cu sistemul european continental ENTSO-E (nemijlocit cu SEE al României).

4.2. Adecvanța sistemului

Adecvanța SEE al Republicii Moldova a fost estimată pentru scenariile descrise în compartimentul 3.2 și este prezentată în Tabelele 4.1 – 4.2.

Tabelul 4.1 Adecvanța sistemului pentru diferite scenarii corespunzătoare anului 2018, MW

Nr.	Parametru	RMI	RMV	GMV
1	Puterea generată la:	1256	976	378
1.1	Centrala termoelectrică (CTE)	956	904	306
1.2	Centrale electrice cu termoficare (CET)	256	37	37
1.3	Centrale hidroelectrice (CHE)	44	35	35
2	Consum (fără pierderi)	1220	943	348
3	Capacitate disponibilă (fără import/export) [3=1-2]	36	33	30

Tabelul 4.2 Adecvanța sistemului pentru scenariul RMI ale anilor 2020, 2022 și 2027, MW

Nr.	Parametru	2020	2022	2027
1	Puterea generată:	1284	1018	911
1.1	Centrala termoelectrică (CTE)	784	318	11
1.2	Centrale electrice cu termoficare (CET)	256	256	256
1.3	Centrale hidroelectrice (CHE)	44	44	44
1.4	Centrale electrice care utilizează SER	200	400	600
2	Consum (fără pierderi)	1252	1283	1363
3	Import (prin stații BtB)	-	300	500
4	Capacitate disponibilă [4=1-2+3]	32	35	48

Analizând datele de mai sus se poate concluziona că în regimurile de referință SEE al Republicii Moldova poate fi unul adecvat, iar capacitatea disponibilă ar putea acoperi pierderile de energie.

4.3. Caracteristici de sistem

4.3.1. Gradul de încărcare a elementelor RET

Evaluarea gradului de încărcare a liniilor electrice de transport s-a efectuat în mod similar calculelor realizate în compartimentul 2, utilizând criteriul tehnic „încălzirea admisibilă”.

Din analiza rezultatelor obținute se constată că există un set de linii electrice, care au tendința de supraîncărcare peste nivelul admisibil în majoritatea scenariilor de calcul. Informația detaliată, cu marcarea elementelor supraîncărcate, este prezentată în Anexa 4 [63], iar în Tabelul 4.3 se prezintă informația aferentă unor linii electrice pentru palierele caracteristice.

Tabelul 4.3 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport, %

Anul <i>LEA \ Scenariul</i>	2020			2022			2027		
	-5%	Ref.	+5%	-5%	Ref.	+5%	-5%	Ref.	+5%
XU1BOLGR - UBOLGR51	75,7	74,7	73,8	95,1	93,9	92,8	102,5	101,3	100,1
_CHOKANA - KISHIN.SPP2	60,4	61,7	63,0	56,6	57,8	59,0	62,9	64,3	65,6
_HOLODMA - STRASHEN	48,8	51,2	53,6	46,7	49,1	51,5	56,7	59,3	61,9
IALOVENI - KISHINAU	42,7	45,2	47,6	44,7	47,3	49,8	46,2	48,9	51,6
NISPOREN - BOBEIKA	39,3	38,4	37,6	40,3	39,5	38,8	55,3	54,7	54,0

Trebuie avut în vedere, faptul că, în exploatare, regimurile de funcționare se pot îndepărta semnificativ de cele analizate, ca urmare a modificării permanente a consumului, producției, soldurilor pe liniile de interconexiune, precum și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

De asemenea, este obligatorie o rezervă, deoarece elementele RET trebuie să poată prelua în orice moment sarcina suplimentară, în cazul apariției perturbațiilor în SEN.

4.3.2. Nivelul admisibil de tensiune și reglarea tensiunii

Efectuând calculul regimurilor permanente de funcționare pentru palierele caracteristice s-a constatat că nivelul tensiunilor în nodurile RET se încadrează în limite admisibile. Pentru a confirma această afirmație au fost selectate un set de noduri din SEN pentru diferite nivele de tensiune, prezentate în Tabelul 4.4.

Tabelul 4.4 Nivelul tensiunilor în nodurile selectate ale RET, kV

Anul <i>Nod \ Scenariul</i>	2020			2022			2027		
	-5%	Ref.	+5%	-5%	Ref.	+5%	-5%	Ref.	+5%
BALTSI 330 kV	348,0	347,4	346,7	349,4	349,0	348,6	349,1	348,7	348,3
MGRES 330 kV	346,4	346,1	345,8	346,7	346,6	346,4	342,3	342,1	341,8
VULKANES 400 kV	408,3	408,1	407,8	408,1	408,0	407,7	403,7	403,4	403,1
KISHIN.SPP2 110 kV	115,7	115,4	115,1	116,0	115,8	115,5	115,2	114,9	114,7

Rezultatele privind valorile tensiunilor calculate pentru nodurile RET 330kV, 400kV, precum și 110kV aflate la frontierele SEN pentru scenariile de perspectivă sunt prezentate în Anexa 4 [63].

4.3.3. Pierderi de putere și energie electrică

Pierderile variabile de putere și energie în diferite regimuri de funcționare pot varia mult față de cele calculate pentru regimurile de referință, datorită modificării circulațiilor de puteri prin elementele RET. Rezultatele prezentate pentru scenariile de referință demonstrează că odată cu creșterea consumului, nemijlocit are loc și creșterea pierderilor variabile de putere în RET, iar o posibilă creștere/diminuare a consumului cu 5 % față de regimul de referință prognozat, duce la o modificare diferită a pierderilor variabile în rețelele de transport de pe malul stâng și drept al râului Nistru (Figura 4.1).

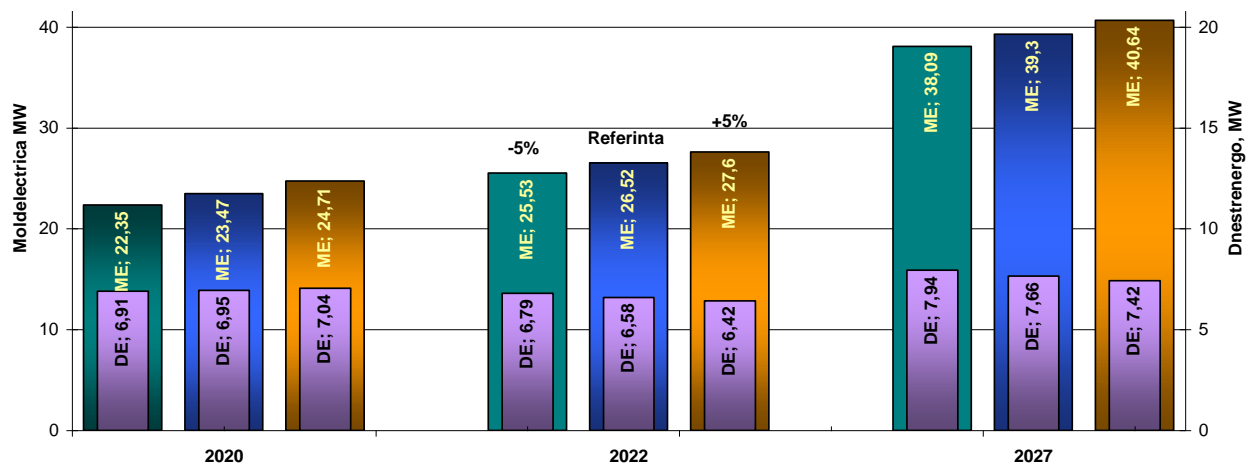


Figura 4.1 Evoluția pierderilor variabile de putere activă în RET

În Anexa 4 [63] sunt prezentate pierderile variabile de putere în elementele RET din filialele OST pentru diferite scenarii de perspectivă.

4.4. Verificarea criteriilor de siguranță N-1 și N-2 pentru regimuri de funcționare

În Figurile 4.2 – 4.4 sunt redate rezultatele calculului regimurilor permanente în schemele electrice cu configurația N-1 elemente în funcțiune, iar în Tabelele 4.5 – 4.7 sunt prezentate rezultatele calculului regimurilor permanente în schemele electrice cu configurația N-2 elemente în funcțiune.

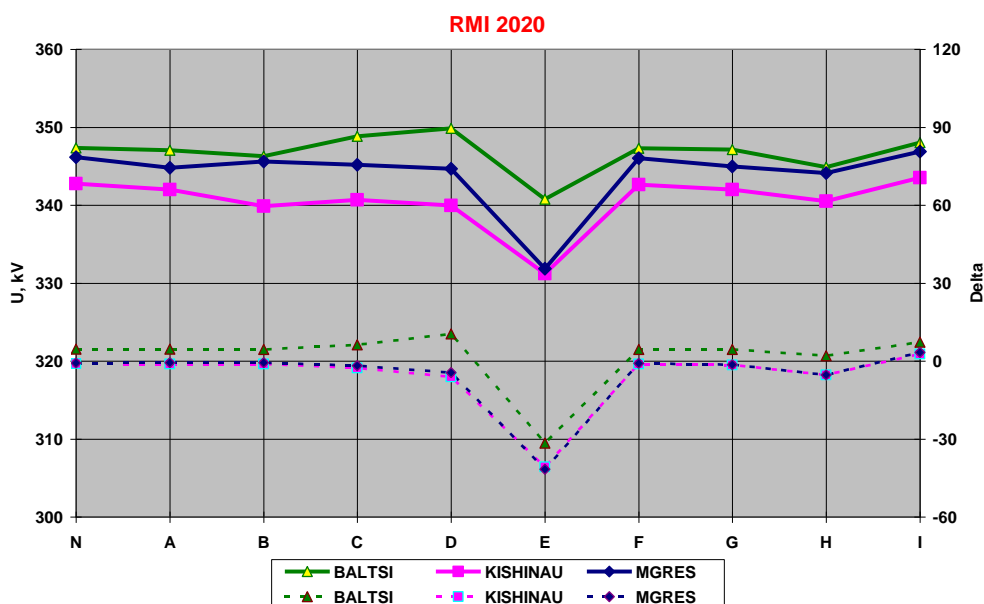


Figura 4.2 Evoluția tensiunilor și a unghiurilor de defazaj în nodurile RET în schema N-1 elemente în funcțiune pentru modelul de calcul din anul 2020

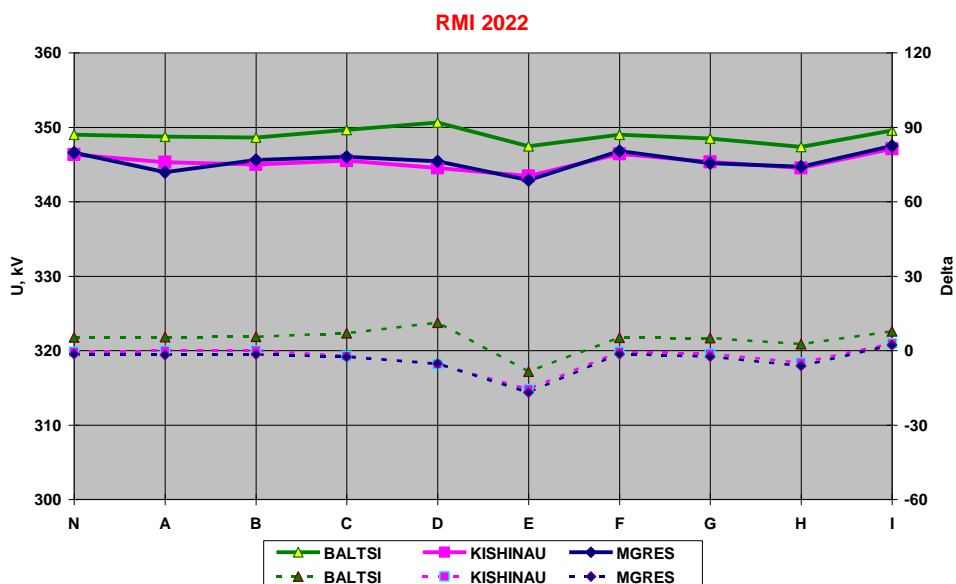


Figura 4.3 Evoluția tensiunilor și a unghiurilor de defazaj în nodurile RET în schema N-1 elemente în funcțiune pentru modelul de calcul din anul 2022

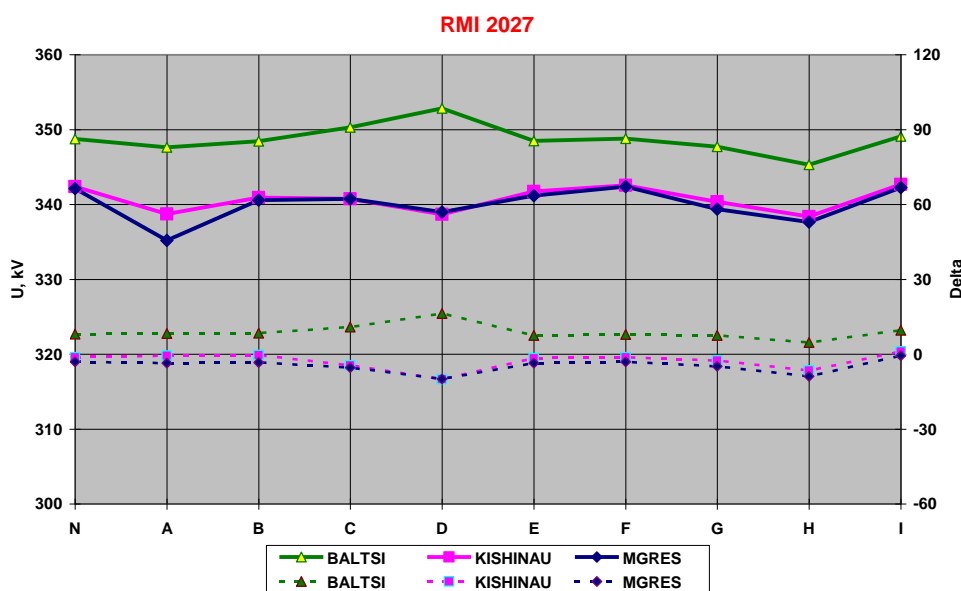


Figura 4.4 Evoluția tensiunilor și a unghiurilor de defazaj în nodurile RET în schema N-1 elemente în funcțiune pentru modelul de calcul din anul 2027

Tabelul 4.5 Evoluția tensiunilor și a unghiurilor de defazaj în nodurile RET în schema N-2 elemente în funcțiune pentru modelul de calcul din anul 2020

Scenariul			A+H		C+E		D+E		H+I	
Nr. nod.	Denumirea nodului	Unom, kV	U, kV	Delta	U, kV	Delta	U, kV	Delta	U, kV	Delta
34061	KISHINAU	330	339,71	-5,37	321,97	-44,46	310,60	-51,42	340,62	-4,34
30100	MGRES	330	342,77	-5,29	323,60	-44,21	311,93	-49,94	344,15	-4,34
32049	BALTSI	330	344,58	1,94	343,55	-29,14	345,13	-24,38	345,12	2,69
36046	VULKANES	400	429,74	-10,42	380,22	-45,17	366,29	-51,31	407,01	-1,28
32028	FLORESHT	110	112,10	-3,75	111,72	-34,75	110,00	-34,37	112,32	-2,91

Tabelul 4.6 Evoluția tensiunilor și a unghiurilor de defazaj în nodurile RET în schema N-2 elemente în funcțiune pentru modelul de calcul din anul 2022

Scenariul			A+H		C+E		D+E		H+I	
Nr. nod.	Denumirea nodului	Unom, kV	U, kV	Delta	U, kV	Delta	U, kV	Delta	U, kV	Delta
34061	KISHINAU	330	343,17	-4,53	341,41	-17,97	339,78	-22,12	344,49	-4,73
30100	MGRES	330	341,67	-6,57	341,10	-18,52	339,41	-21,88	344,61	-6,04
32049	BALTSI	330	346,83	2,69	348,74	-6,32	350,29	-1,75	347,37	2,65
36046	VULKANES	400	411,87	3,63	402,01	-13,71	400,54	-17,47	406,60	-0,23
32028	FLORESHT	110	114,85	-2,07	115,50	-10,29	115,50	-9,11	115,24	-2,00

Tabelul 4.7 Evoluția tensiunilor și a unghiurilor de defazaj în nodurile RET în schema N-2 elemente în funcțiune pentru modelul de calcul din anul 2027

Scenariul			A+H		C+E		D+E		H+I	
Nr. nod.	Denumirea nodului	Unom, kV	U, kV	Delta	U, kV	Delta	U, kV	Delta	U, kV	Delta
34061	KISHINAU	330	332,29	-6,25	339,73	-5,05	337,49	-10,62	334,92	-10,23
30100	MGRES	330	327,56	-9,59	339,53	-5,89	337,50	-10,46	333,48	-12,8
32049	BALTSI	330	342,97	4,85	350,20	10,38	352,72	15,78	343,11	2,18
36046	VULKANES	400	403,60	2,73	400,60	-0,50	398,78	-5,60	396,19	-6,68
32028	FLORESHT	110	111,99	-1,25	115,50	5,01	115,23	6,13	112,43	-4,13

4.5. Evaluarea stabilității tranzitorii a SEE

În studiile de planificare operațională a SEE al Republicii Moldova pentru palierele caracteristice s-au efectuat diverse analize de stabilitate tranzitorie. S-au considerat 5 scenarii de scurtcircuit trifazat metalic pe bare și pe linii electrice (Tabelul 2.9).

Rezultatele obținute în urma simulărilor proceselor tranzitorii cauzate de scurtcircuitele nominalizate sunt redată în formă de oscilograme în Figurile 4.5 – 4.11.

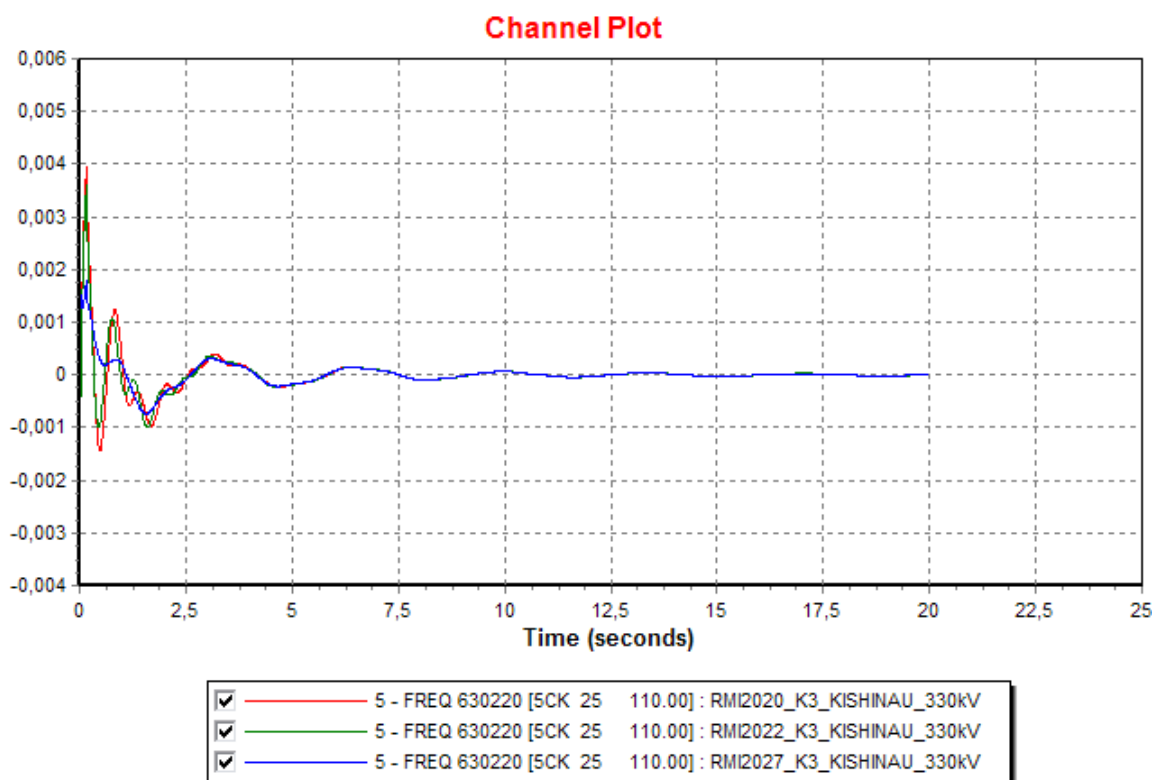


Figura 4.5 Evoluția frecvenței în SEN pentru paliere caracteristice

Oscilograma frecvenței demonstrează că abaterea frecvenței nu depășește valoarea de 0,2 Hz, iar frecvența se restabilește în timp de 5 secunde.

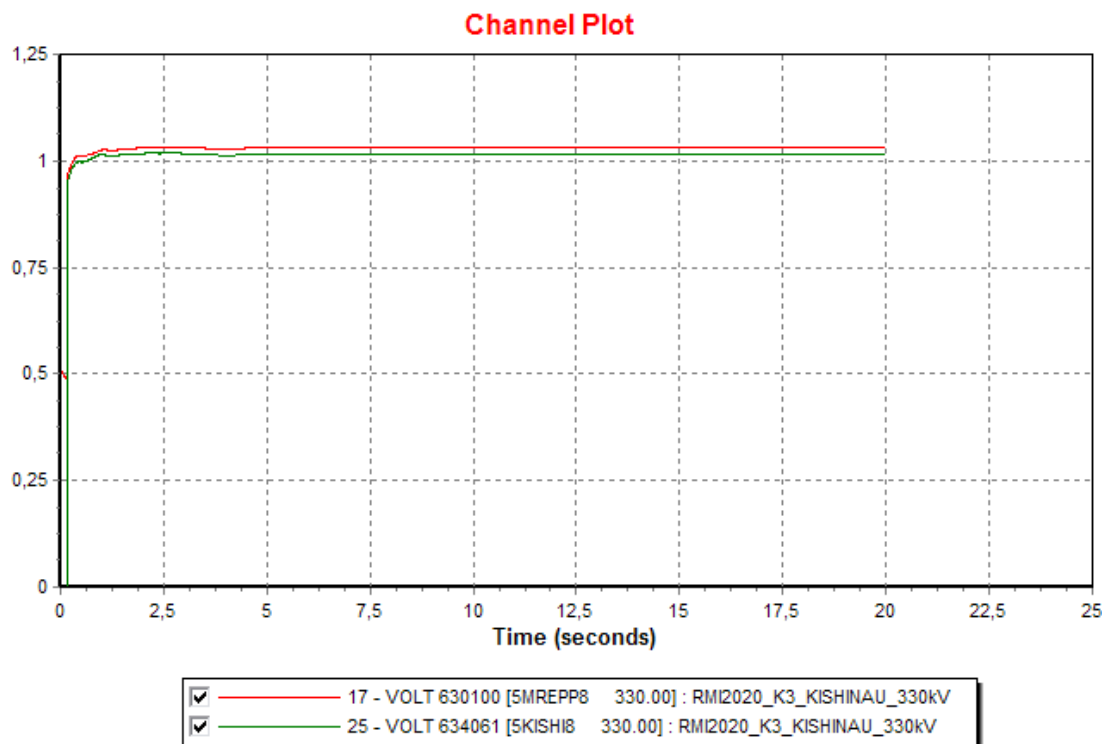


Figura 4.6 Evoluția tensiunilor în noduri pentru scenariul de referință (anul 2020)

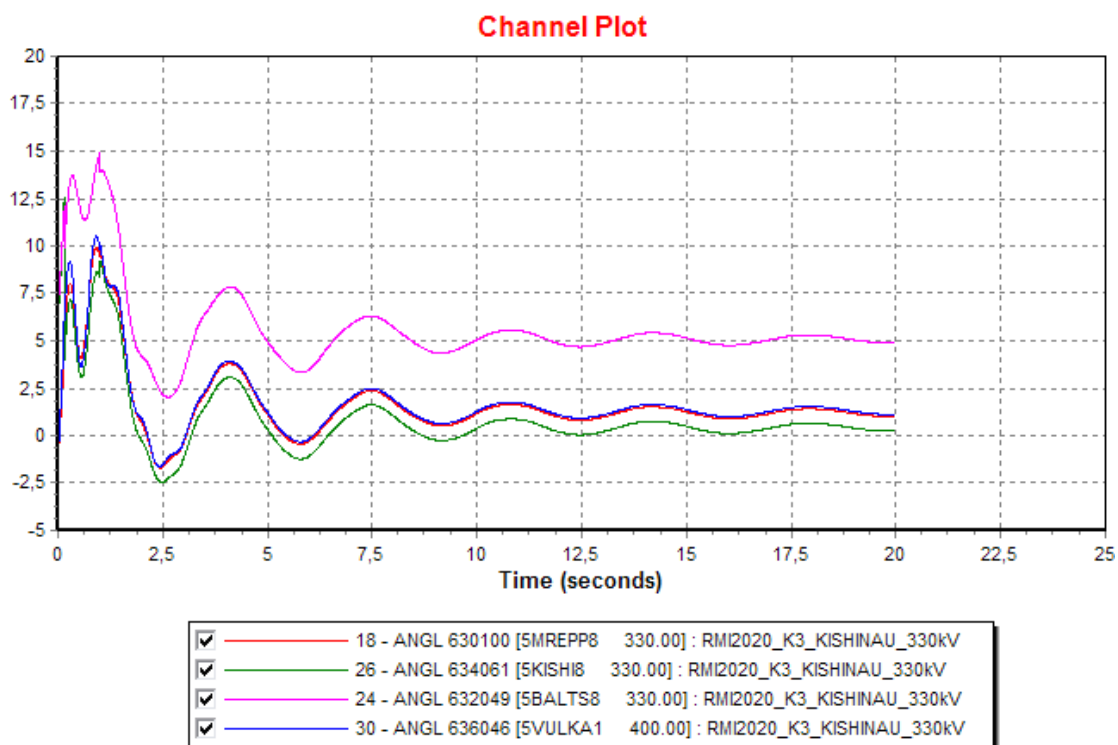


Figura 4.7 Evoluția unghiului de defazaj pentru scenariul de referință (anul 2020)

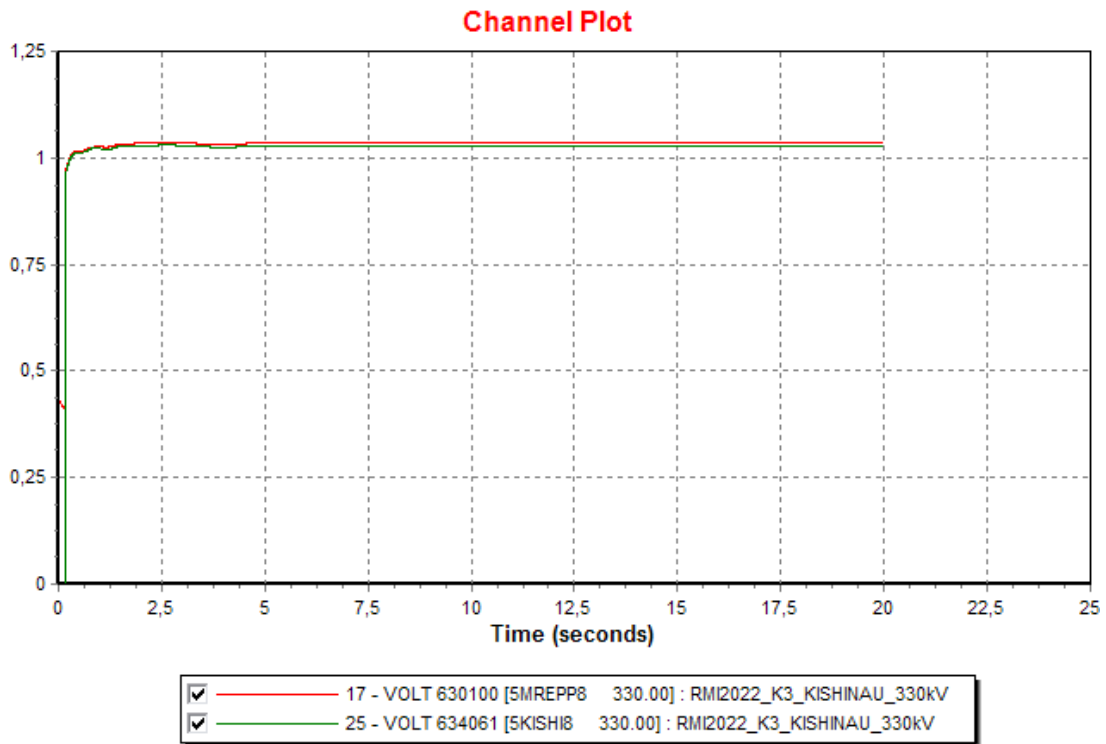


Figura 4.8 Evoluția tensiunilor în noduri pentru scenariul de referință (anul 2022)

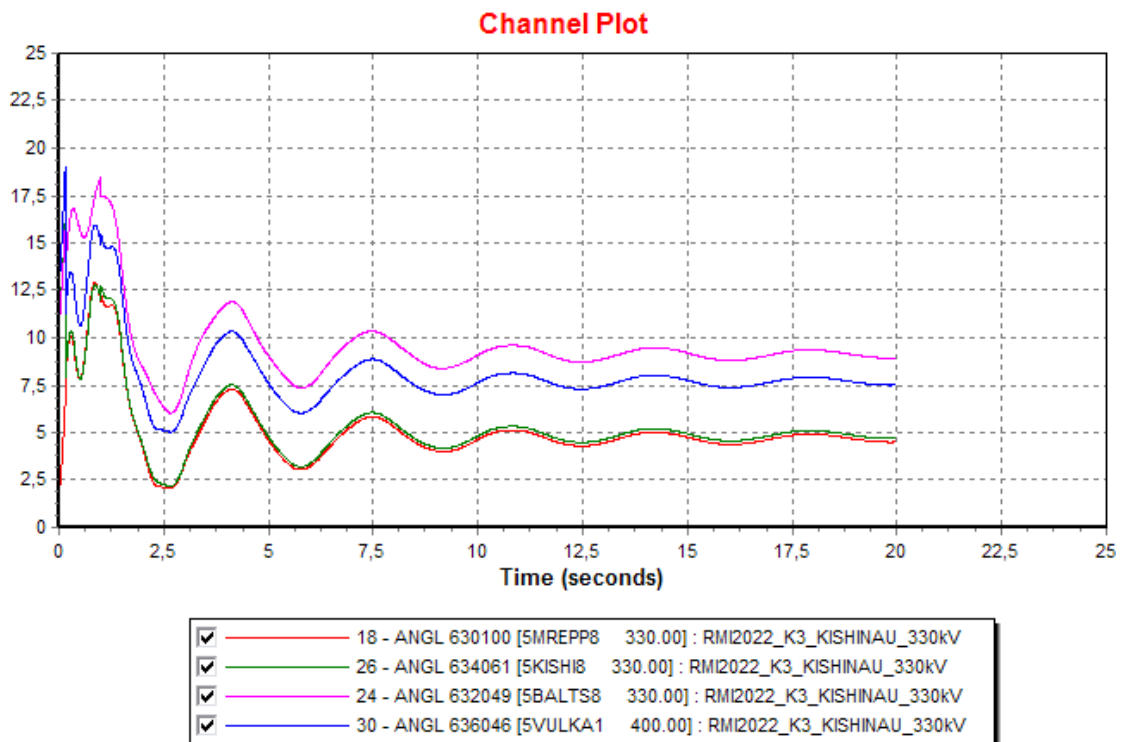


Figura 4.9 Evoluția unghiului de defazaj pentru scenariul de referință (anul 2022)

Cercetările demonstrează că pe durata producerii scurtcircuitului (s.c.) tensiunile în nodurile RET scad în plină concordanță cu distanța față de punctul unde are loc s.c. După deconectarea s.c. și reanclanșarea automată a elementului deconectat, tensiunile se restabilesc la valori apropiate celor din regimul permanent anterior apariției s.c. De remarcat că nu s-a identificat nici un caz în care stabilizarea tensiunii să depășească 0,02 ... 0,03 secunde.

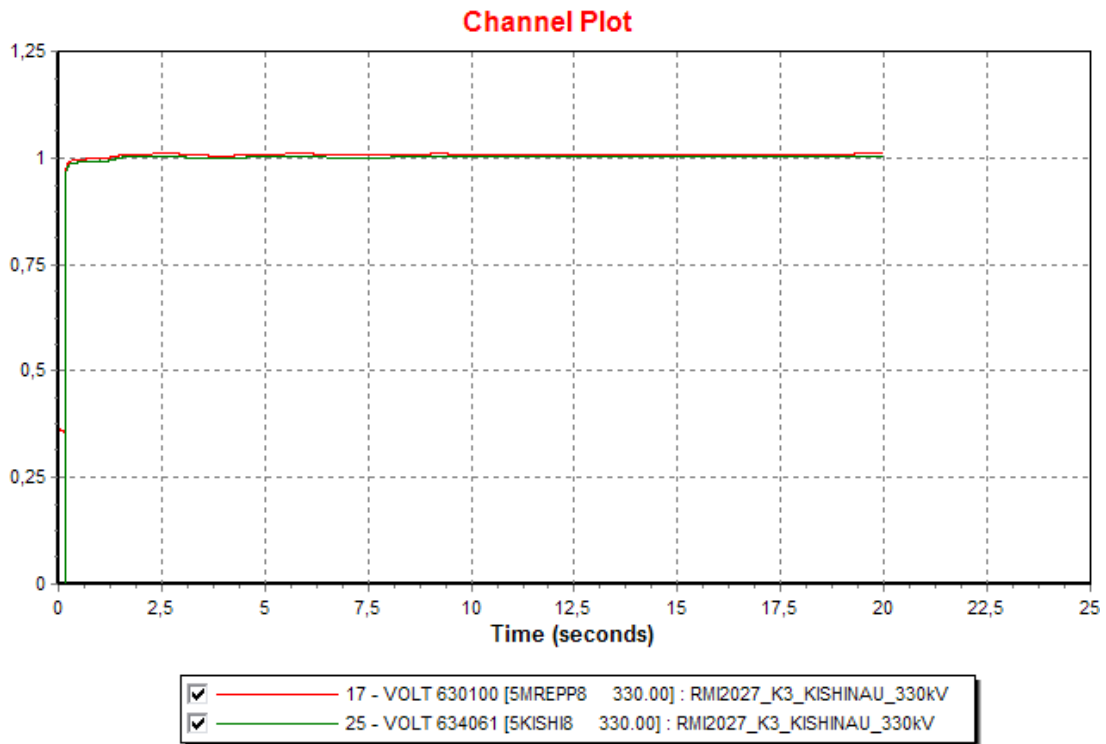


Figura 4.10 Evoluția tensiunilor în noduri pentru scenariul de referință (anul 2027)

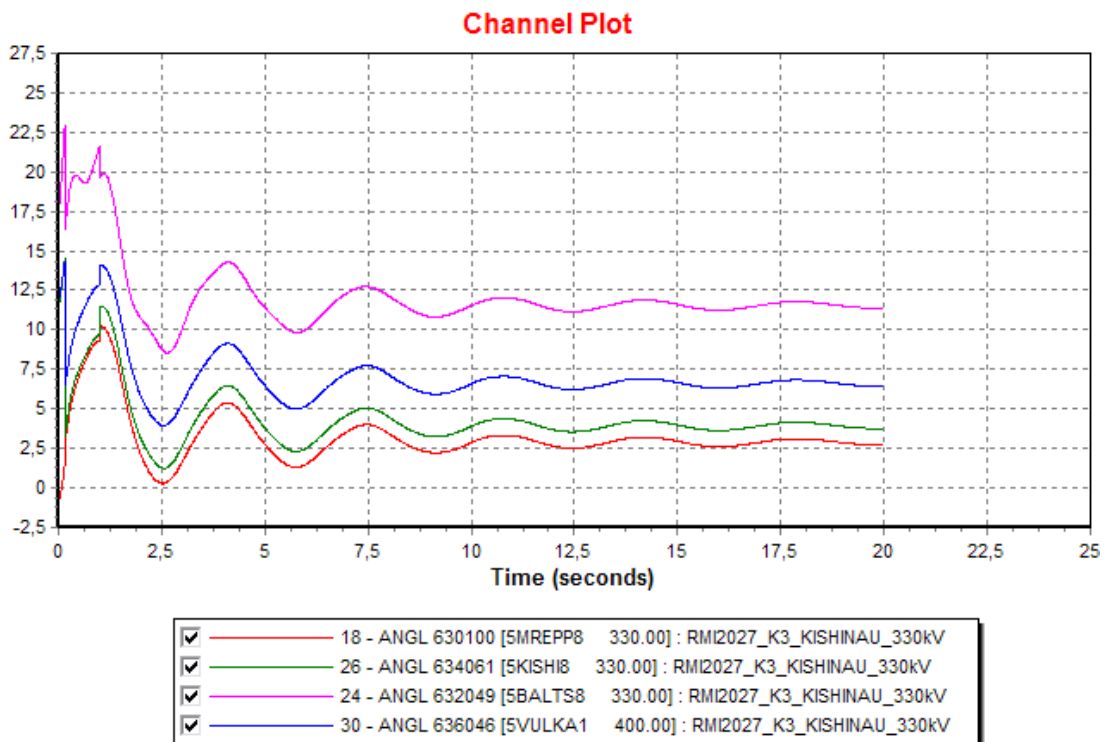


Figura 4.11 Evoluția unghiului de defazaj pentru scenariul de referință (anul 2027)

Se observă că pe durata producerii scurtcircuitului salturile unghiulare nu depășesc 25 grade. După deconectarea scurtcircuitului și reanclanșarea automată a elementului deconectat (0,06 ... 0,09 s), unghiurile se stabilizează la valorile aferente regimului normal de funcționare precedent.

5. ESTIMAREA INVESTIȚIILOR

5.1. Dezvoltarea structurii RET

5.1.1. Politica existentă de realizare a investițiilor

Politica investițională a Î.S. „Moldelectrica” se realizează prin identificarea necesităților investiționale anuale, care se conturează în Planul anual de investiții.

Accentul principal în realizarea investițiilor de către întreprindere se pune pe realizarea investițiilor strict necesare, în mare parte condiționate de necesitățile exploataționale și principiile de asigurare a mentenanței instalațiilor RET. Aceasta se datorează în mare măsură propriilor posibilități financiare, care sunt reglementate și au un impact semnificativ asupra tarifului atât la serviciul de transport al energiei electrice, cât și la tariful condumatorului final.

Mijloacele financiare alocate la compartimentul investițiilor s-au dovedit a fi insuficiente pentru remedierea situației tehnice existente a utilajelor electroenergetice aflate la balanța întreprinderii, informații prezentate în compartimentul 2.1. De remarcat că, în compartimentul dat nu este reflectată informația privind starea existentă a clădirilor și construcțiilor, precum și starea tehnică existentă a mijloacelor de transport și utilajelor, care însă au fost analizate și stabilite necesitățile de realizare a investițiilor pentru compartimentele nominalizate.

Această discrepanță este condiționată atât de insuficiența surselor financiare alocate pentru realizarea investițiilor, fenomen condiționat de tariful la serviciul de dispecerizare și transport a energiei electrice, cât și de posibilitățile tehnice de realizare a investițiilor datorate de imposibilitatea deconectării instalațiilor pe o durată îndelungată de timp, precum și capabilității antreprenoriale a pieței de a asigura realizarea obiectivelor investiționale anuale propuse.

Mai mult ca atât, în contextul în care Republica Moldova a stabilit clar prioritatea majoră de integrare a SEN la ENTSO-E, alocarea investițiilor în modernizarea, reconstrucția și retehnologizarea utilajelor electrice ale SE, precum și reconstrucția de amplasare a LEA 35-400 kV, este din ce în ce tot mai actuală.

Un alt aspect ce trebuie menționat este realizarea proiectului „Reabilitarea rețelelor electrice de transport ale Î.S. „Moldelectrica””, proiect cofinanțat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (20 mln. USD), Banca Europeană pentru Investiții (17 mln. euro) și Fondul Investițional pentru Vecinătate (grant NIF în sumă de 8 mln. euro). Proiectul dat este estimat cu o perioadă de realizare de până la 4 ani, fiind destinat în special pentru înlocuirea utilajelor învechite și reconstrucției/construcții de LEA 110 și stații electrice 110 kV.

5.1.2. Perspectiva dezvoltării RET

Programele investiționale anuale ale Î.S. „Moldelectrica” sunt reglementate de Regulamentul privind planificarea, aprobarea și efectuarea investițiilor [60].

Planurile de investiții anuale ale întreprinderii trebuie să fie elaborate în conformitate cu prevederile Planului de dezvoltare pe 10 ani, ceea ce implică identificarea programelor investiționale și proiectelor de investiții, care trebuie să se regăsească nemijlocit în programele anuale de investiții ale Î.S. „Moldelectrica”.

Astfel, se vor precăuta proiecte de investiții reflectate prin prisma următoarelor categorii:

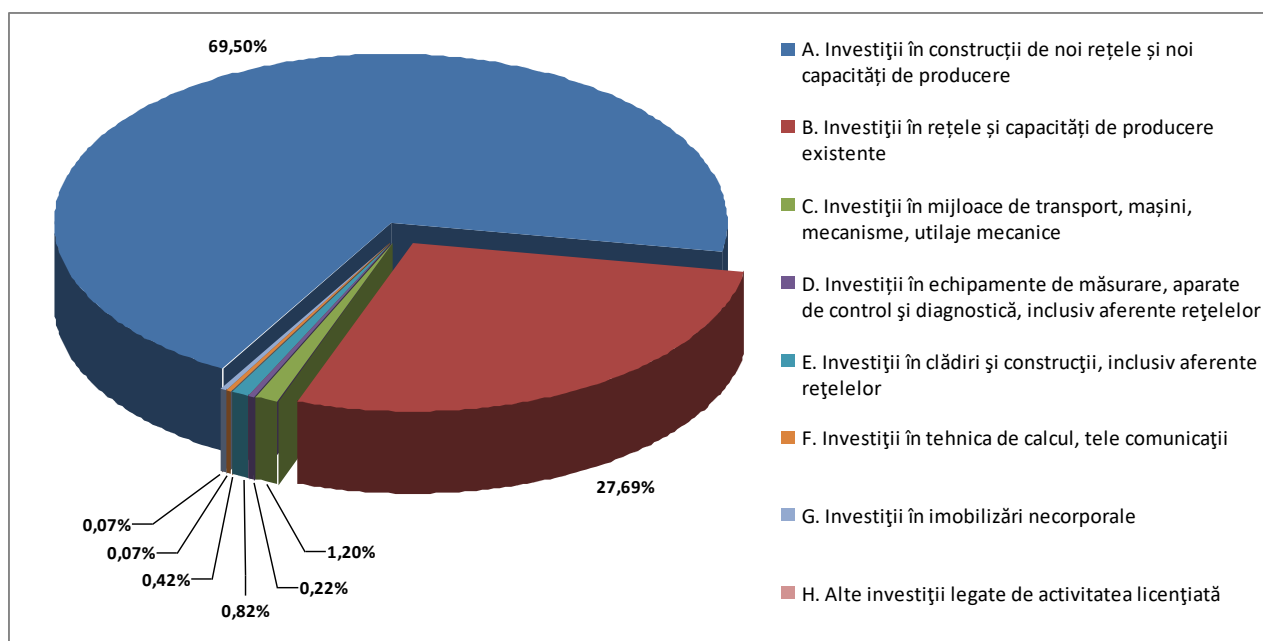
1. *Categoria A:* Investiții în construcția de noi rețele și noi capacități de producere;
2. *Categoria B:* Investiții în rețele și capacități de producere existente (*reconstrucție, modernizare și re tehnologizare, efectuarea reparațiilor capitale a rețelelor, a instalațiilor de producere*);
3. *Categoria C:* Investiții în mijloace de transport, mașini, mecanisme, utilaje mecanice;
4. *Categoria D:* Investiții în echipamente de măsurare, aparate de control și diagnostică, inclusiv aferente rețelelor;
5. *Categoria E:* Investiții în clădiri și construcții, inclusiv aferente rețelelor;
6. *Categoria F:* Investiții în tehnică de calcul, telecomunicații;
7. *Categoria G:* Investiții în imobilizări necorporale (programe, licențe etc.);
8. *Categoria H:* Alte investiții legate de activitatea licențiată.

Tabelul 5.1 Lista proiectelor investiționale pentru perioada 2018-2027

A	Investiții în construcții de noi rețele și noi capacități de producere	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Stația BtB la SE Vulcănești 400kV cu puterea 600MW										
2	Construcția LEA 400 kV Vulcănești - Chișinău										
3	Construcția IDE 400 kV cu reconstrucția IDE 330 kV la SE Chișinău 330 kV										
4	Construcția LEA 400 kV Bălți - Suceava										
5	Construcția LEA 35-110 kV (Șoldănești-Ignăței)										
6	Reconstrucția SE 110 kV Otaci și Caușeni cu suplینirea unei celule 110 kV										
7	Reconstrucția IDE 110 kV prin suplینirea unei celule 110 kV la SE (SE Gotești și Edineț)										
8	Transformator de putere suplimentar și celulă de racordare la SE Ialoveni 110 kV, inclusiv circuit. DPRA										
B	Investiții în rețele și capacități de producere existente	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Reconstrucția LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești cu montarea conductorului de garda OPGW										
2	Reconstrucția LEA 330-400 kV										
3	Reconstrucția LEA 35-110 kV										
4	Construcția IDE 400 kV cu reconstrucția IDE 330 kV la SE Bălți 330 kV										
5	Reconstrucția IDE 400kV la SE Vulcănești 400 kV										
6	Reconstrucția ID 35 kV la SE Chișinău 330 kV										
7	Înlocuire reactoare 400 kV										
8	Înlocuire transformatoare supravoltoare 35 kV 63MVA										
9	Înlocuire transformatoare de putere 35-110 kV										
10	Înlocuire Întreruptoare 110 kV tip BMT și MMO pe SF6										
11	Înlocuire Întreruptoare 110 kV tip Y, МКП, BBH și BBШ pe SF6										
12	Înlocuire TC și TT 330 kV										
13	Transformatoare de măsură de curent și tensiune 110kV										
14	Înlocuire separatoare 110 kV pe separatoare telecomandate										
15	Reconstrucția ID 10 kV prin înlocuirea IDP										
16	Modernizarea ID 110 kV prin înlocuirea SA și SC pe întreruptoare cu SF6										
17	Modernizarea ID 35 kV prin înlocuirea SA și SC pe întreruptoare, inclusiv ÎL, ÎCT, ÎCL										
18	Modernizarea DPRA a AT 400 kV și LEA 400 kV										
19	Modernizarea DPRA a AT 330 kV										
20	Modernizarea DPRA a LEA 110kV și a barelor 110-330kV										
21	Modernizarea DPRA a TR de putere 35-110 kV										
22	Înlocuire PSP, DCO, BA la SE										

Tabelul 5.1 Lista proiectelor investiționale pentru perioada 2018-2027 (continuare)

C	Investiții în mijloace de transport, mașini, mecanisme, utilaje mecanice	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Transport și tehnică specializată										
2	Transport pentru echipele operative și reparații										
3	Autoturisme pentru deplasarea la SE										
D	Investiții în echipamente de măsurare, aparate de control și diagnostică, inclusiv aferente rețelelor	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Aparataj de măsură, inclusiv contoare de e.e. și reconstrucții a sistemelor de evidență (TC, TT 10 kV)										
2	Instalații de control și diagnostică a utilajului										
E	Investiții în clădiri și construcții, inclusiv aferente rețelelor	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Reparații capitale a clădirilor										
2	Reconstrucția acoperișurilor prin înlocuirea foilor de ardezie pe țiglă metalică în special la PDS										
3	Reconstrucția IDE 35-330 kV prin înlocuirea construcțiilor din b/a										
4	Măsuri de eficiență energetică a clădirilor										
F	Investiții în tehnica de calcul, tele comunicații	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Telemecanizarea fiderilor 10 kV pe baza RTU										
2	Telemecanizarea SE pentru integrare în SCADA										
3	Reconstrucția LET din conductor de Cu pe fibră optică										
4	Surse de alimentare de rezervă, accesorii de interconectare a sistemelor, etc										
5	Tehnică de calcul										
G	Investiții în immobilizări necorporale	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Studii, softuri, programe, licențe pentru SCADA, software pentru SAMEE și activitatea de producere										
H	Alte investiții legate de activitatea licențiată	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Sisteme de securitate și infrastructuri critice										
2	Măsuri privind interconectarea SEE al Republicii Moldova și Ucrainei la ENTSO-E CE										

**Figura 5.1** Structura investițiilor pentru perioada 2018-2027

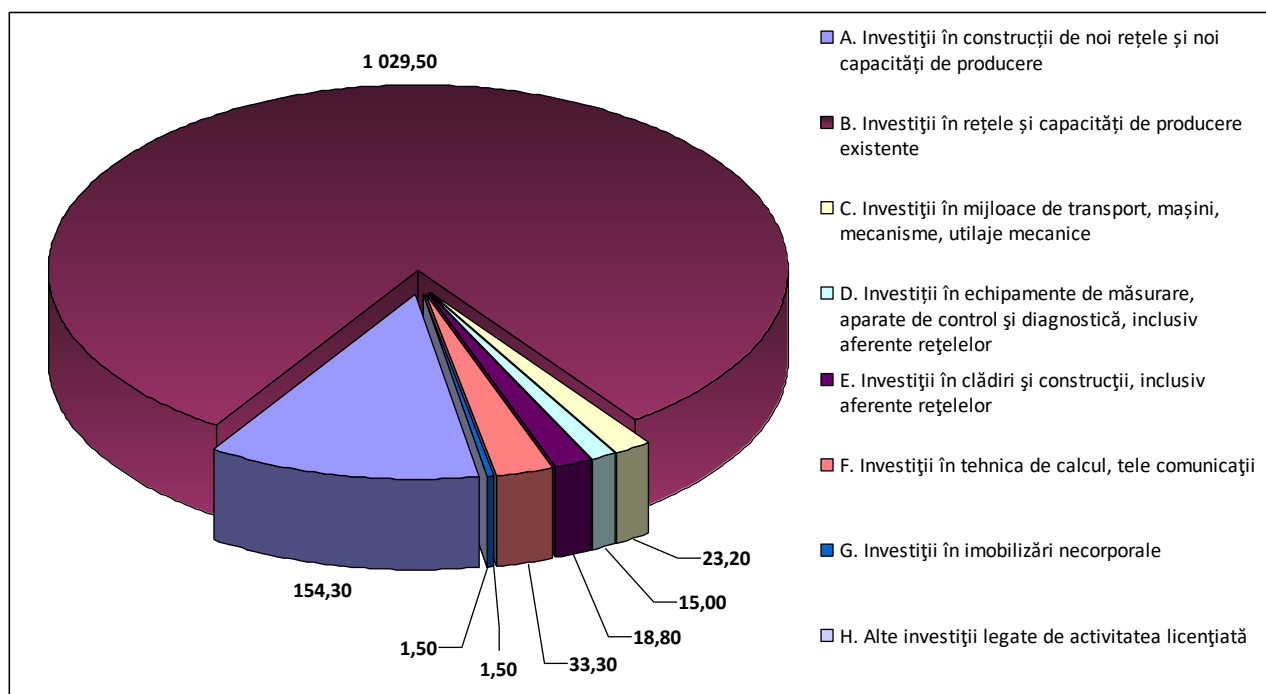


Figura 5.2 Repartizarea investițiilor pentru perioada 2018-2020, mln. lei

Tabelul 5.2 Lista proiectelor investiționale pentru perioada 2018-2020, categoria A

Nr.	Denumirea investiției	Investiții detaliate ale OTS pentru următorii 3 ani			2018		2019		2020		Argumentare și obiectele de investiții prioritare
		Total cant.	Total, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		
			PIN*	PICR**	PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	
A	Investiții în construcții de noi rețele și noi capacități de producere	154,30	18,30	136,00	3,00	-	15,30	78,50	-	57,50	
1	Construcția LEA 35-110 kV (Șoldănești-Ignăței), km	22	-	18,50				18,50			Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul D
2	Reconstrucția SE 110 kV Otaci și Caușeni cu suplینirea unei celule 110 kV, SE	2	-	117,50				60,00		57,50	Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul C
3	Reconstrucția IDE 110 kV prin suplینirea unei celule 110 kV la SE (SE Gotești și Edineț), celule	2	6,00	-	3,00		3,00				Reconstrucția SE Gotești 110 kV, condiționată de asigurarea funcționalității LEA 110 kV Gotești-Fălcu, și reconstrucția SE Edineț 110 kV, condiționată de necesitatea racordării la SE separate a derivației LEA 110 kV Edineț-Cuconești-Burlănești
4	Transformator de putere suplimentar și celulă de racordare la SE Ialoveni 110 kV, inclusiv circuitele DPRA, buc	1	12,30	-			12,30				Majorarea capacității de transformare la SE Ialoveni 110 kV

* PIN – proiecte investiționale noi,

** PICR – proiecte investiționale în curs de realizare.

Tabelul 5.3 Lista proiectelor investiționale pentru perioada 2018-2020, categoria B

Nr.	Denumirea investiției	Investiții detaliate ale OTS pentru următorii 3 ani			2018		2019		2020		Argumentare și obiectele de investiții prioritare
		Total cant.	Total, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		
			PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	
B	Investiții în rețele și capacități de producere existente	1029,50	310,20	719,30	112,70	386,75	94,70	280,75	102,80	51,80	
1	Reconstrucția LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești cu montarea conductorului de garda OPGW, km	37	-	30,80						30,80	Odată cu construcția stației BtB la SE Vulcănești 400 kV, este necesar de asigurat transmiterea informațiilor prin sistemele SCADA a României și Republicii Moldova, ceea ce presupune înlocuirea conductorului de gardă pe OPGW
2	Reconstrucția LEA 330-400 kV, km	6	7,80	-	2,50		2,60		2,70		Înlăturarea negabaritelor LEA 330-400 kV identificate urmare verificărilor periodice a LEA și reconstrucția LEA conform cerințelor NAIE 7, ceea ce presupune înlocuirea sau suplینirea stâlpilor, fiind micșorate lungimile tronsoanelor
3	Reconstrucția LEA 35-110 kV, km	267	144,90	94,50	49,50	44,50	39,60	50,00	55,80		Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", care prevede reconstrucția LEA 110 kV cu montarea OPGW cu lungimea totală de 106 km (LEA 110 kV Drochia-Șuri-Dondușeni, LEA 110 kV Chișinău 330 kV-Hîncești-Cneazevca). Investiții prioritare din surse proprii se identifică 161 km (LEA 110 kV Bălți 330 kV-Biliceni 29 km, LEA 110 kV Dondușeni-Lencăuți cu OPGW 26 km, LEA 110 kV Dondușeni-Edineț cu OPGW 27 km, LEA 110 kV Cneazevca-Leova cu OPGW 44 km, LEA 110 kV Chișinău 330 kV-Singera-Anenii Noi cu OPGW 33 km, Intrările LEA 110 kV Anenii Noi-Căușeni 2 km)
4	Reconstrucția IDE 400 kV la SE Vulcănești 400 kV, celule	2	-	51,00				30,00		21,00	Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul C
5	Reconstrucția ID 35 kV la SE Chișinău 330 kV, celule	11	-	25,50				25,50			Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul C
6	Înlocuire reactoare 400 kV, buc	3	-	47,50		47,50					Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul A2
7	Înlocuire transformatoare supravoltoare 35 kV 63 MVA la SE Chișinău 330 kV, buc	2	-	23,50		23,50					Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul A1
8	Înlocuire transformatoare de putere 35-110 kV, buc	10	-	102,50		71,75		30,75			Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul A1.
9	Înlocuire Întreruptoare 110 kV tip BMT și MMO pe SF6, inclusiv modernizarea dispozitivelor de dirijare și automată, buc	50	2,70	29,00	2,0	19,00	0,70	10,00			Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul B, inclusiv, din surse proprii, inclusiv modernizarea dispozitivelor de dirijare și automată.
10	Înlocuire Întreruptoare 110 kV tip Y, МКП, BBH și BBШ pe SF6, buc	119	7,60	19,50	1,50	10,00	1,50	9,50	4,60		Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul B

Tabelul 5.3 Lista proiectelor investiționale pentru perioada 2018-2020, categoria B (continuare)

Nr.	Denumirea investiției	Investiții detaliate ale OTS pentru următorii 3 ani			2018		2019		2020		Argumentare și obiectele de investiții prioritare
		Total cant.	Total, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		
			PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	
B	Investiții în rețele și capacități de producere existente	1029,50	310,20	719,30	112,70	386,75	94,70	280,75	102,80	51,80	
11	Înlocuire TC și TT 330 kV, buc	9	4,50	-	1,50		1,50		1,50		În special înlocuirea TC-330 kV tip AT-4 la care imprevizibil și rapid se înrăutățesc caracteristicile (la SE Bălți 330 kV celula 330Î1S, la SE Chișinău 330 kV celulele 330Î24 și 330Î15)
12	Transformatoare de măsură de curent și tensiune 110 kV, buc	123	0,00	22,50		12,50		10,00			Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul B
13	Înlocuire separatoare 110 kV pe separatoare telecomandate, buc	177	0,00	32,00		17,00		15,00			Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul B
14	Reconstrucția ID 10 kV prin înlocuirea IDP, buc	17	24,30	241,00	8,00	141,00	8,10	100,00	8,20		Realizarea proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul E. Inclusiv reconstrucția ID-10 kV prin înlocuirea IDPE-10 kV în special la SE Ialoveni 110 kV
15	Modernizarea ID 110 kV prin înlocuirea SA și SC pe întreruptoare cu SF6, set	2	5,40	-	1,70		1,80		1,90		Înlocuirea separatoarelor automate și scurtcircuitoarelor din celulele transformatoarelor înlocuite conform proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul A1, în special la SE Bălți Centrală 110 kV
16	Modernizarea DPRA a AT 400 kV, reactoare 400 kV și LEA 400 kV, set	5	9,00	-	1,80				7,20		Investiție conexă realizării proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul C
17	Modernizarea DPRA a LEA 110 kV și a barelor 110-330 kV, set	65	92,30	-	40,30		35,00		17,00		Investiție conexă realizării proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul B, în special ÎL-110 kV la SE Vulcănești 400 kV, SE Chișinău 330 kV, SE Strășeni 330 kV
18	Modernizarea DPRA a trafo de putere 35-110 kV, set	9	7,20	-	2,40		2,40		2,40		Investiție conexă realizării proiectului "Reabilitarea rețelelor electrice de transport", Pachetul A1, la SE Bălți Centrală 110 kV, SE Gotești 110 kV, SE Călărași 110 kV, SE Vatra 110 kV, SE Cioropcani 110 kV, SE Colicauti 110 kV, SE Beleaveneti 110 kV.
19	Înlocuire PSP, DCO, BA la SE, set	3	4,50	-	1,50		1,50		1,50		Înlocuirea panourilor de servicii proprii, dulapurilor de curent operativ și bateriilor de acumulare cu termen moral și fizic depășit la care se atestă înrăutățirea caracteristicilor tehnice, în special la SE Strășeni 330 kV și Florești 110 kV

Tabelul 5.4 Lista proiectelor investiționale pentru perioada 2018-2020, categoriile C, D, E

Nr.	Denumirea investiției	Investiții detaliate ale OTS pentru următorii 3 ani			2018		2019		2020		Argumentare și obiectele de investiții prioritare
		Total cant.	Total, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		
			PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	
C	Investiții în mijloace de transport, mașini, mecanisme, utilaje mecanice	23,20	23,20		7,60		7,70		7,90		
1	Transport și tehnică specializată, buc	6	12,15	-	4,00		4,05		4,10		Achiziționarea tehnicii specializate (autospeciale) cu durata de exploatare moral și fizic depășite, rebutate urmare reviziilor tehnice și prescripțiilor organelor abilitate
2	Transport pentru echipele operative și reparații, buc	12	8,55	-	2,80		2,85		2,90		Prelungirea campaniei investiționale de modernizare a parcului auto a formațiunilor de întreținere operativă și echipele de reparații, necesar pentru micșorarea duratei de deplasare pentru intervenții și remedieri a defectunilor. Înlocuirea unităților de transport moral și fizic depășite care au și consum de combustibil considerabil
3	Autoturisme pentru deplasarea la SE, buc	9	2,50	-	0,80		0,80		0,90		
D	Investiții în echipamente de măsurare, aparate de control și diagnostică, inclusiv aferente rețelelor	13,50	13,50		3,50		4,50		5,50		
1	Aparataj de măsură, inclusiv contoare de e.e. și reconstrucții a sistemelor de evidenta (TC, TT 10 kV)	-	13,50	-	4,00		4,50		5,00		Inițierea campaniei investiționale de asigurare a cerințelor tehnice minime și cadrul regulatoriu pentru sistemele de evidență comercială a energiei electrice, înlocuirea TC și TT rebutate atât tehnic, cât și neacceptate din punct de vedere metrologic
2	Instalații de control și diagnostică a utilajului	-	1,50	-	0,50		0,50		0,50		În cazul existenței unui parc de utilaje cu termenul de exploatare moral și fizic depășit (actualmente cota atinge peste 65%), investițiile în instalațiile moderne de control și diagnostică a utilajelor reprezintă a prioritate
E	Investiții în clădiri și construcții, inclusiv aferente rețelelor	18,80	18,80		3,50		3,60		11,70		
1	Reparații capitalizate a clădirilor, buc	3	3,15	-	1,00		1,05		1,10		Reparațiile capitale și reconstrucțiile încăperilor clădirilor administrative și posturilor de dirijare cu stațiile sunt condiționate de starea fizică și optimizarea utilizării încăperilor
2	Reconstrucția acoperișurilor prin înlocuirea foilor de ardezie pe țiglă metalică în special la PDS, buc	6	6,15	-	2,00		2,05		2,10		Starea fizică nesatisfăcătoare, scurgeri frecvente, inclusiv excluderea utilizării foilor de ardezie, măsuri de protecție a mediului la nivel național
3	Reconstrucția IDE 35-330 kV prin înlocuirea construcțiilor din b/a, SE	1	8,00	-					8,00		Investițiile în reconstrucția părților constructive ale IDE 35-330 kV sunt condiționate de înrăutățirea stării portalurilor din b/a, în special este necesară finalizarea reconstrucției IDE-110 kV la SE Bălți 330 kV prin înlocuirea structurilor din b/a la sistemele de bare 110 kV (portalurile de primire și sistemul de bare de ocolire au fost deja reconstruite)
4	Măsuri de eficiență energetică a clădirilor	-	1,50	-	0,50		0,50		0,50		Contribuția și respectarea Programelor naționale de eficiență energetică, inclusiv măsuri pentru micșorarea cheltuielilor de întreținere a clădirilor

Tabelul 5.5 Lista proiectelor investiționale pentru perioada 2018-2020, categoriile F, G, H

Nr.	Denumirea investiției	Investiții detaliate ale OTS pentru următorii 3 ani			2018		2019		2020		Argumentare și obiectele de investiții prioritare
		Total cant.	Total, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		Sursa, mln. lei		
			PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	PIN	PICR	
F	Investiții în tehnica de calcul, tele comunicații	33,30	33,30		8,60		10,50		14,20		
1	Telemecanizarea fiderilor 10 kV pe baza RTU, SE	15	3,70	-	1,00		1,20		1,50		Investiții conexe Proiectului realizat Energy II, componenta A3 prin care au fost telemecanizate 28 stații a OST și 4 surse, excepție fiind telemecanizarea fiderilor 10 kV, care nu au fost incluse în sistemul SCADA. OST a modernizat deja 5 stații, astfel încât trebuie asigurată continuitatea proiectului de investiții inițiat
2	Telemecanizarea SE pentru integrare în SCADA, SE	28	8,80	-	5,00		1,70		2,10		Pentru telemecanizarea a întregului SEN și integrarea în sistemul SCADA existent, din 183 stații electrice a OST au rămas a fi telemecanizate încă 28, ceea ce și se planifică a fi realizat în următorii 3 ani
3	Reconstrucția LET din conductor de Cu pe fibră optică, km	125	19,00	-	2,00		7,00		10,00		Reconstrucția LET cu cablu din Cu pe fibră optică, cu o durată de exploatare depășită, în special asigurarea fiabilității și siguranței transmiterii de date în SCADA între dispeceratul național - SOD Vatra - SE Strășeni 330 kV
4	Surse de alimentare de rezervă, accesorii de interconectare a sistemelor, etc	-	0,90	-	0,30		0,30		0,30		Investiții conexe realizării investițiilor în telemecanizarea SE și reconstrucția LEA cu montarea OPGW.
5	Tehnică de calcul	-	0,90	-	0,30		0,30		0,30		Investiții condiționate de modernizarea tehnicii de calcul pentru asigurarea compatibilității softurilor și programelor utilizate, acceptabilitatea parametrilor minimi, inclusiv înlocuirea tehnicii de calcul moral și fizic depășite
G	Investiții în imobilizări necorporale	1,50	1,50		0,50		0,50		0,50		
1	Studii, softuri, programe, licențe pentru SCADA, software pentru SAMEE și activitatea de producere	-	1,50	-	0,50		0,50		0,50		Investiții în studii, softuri, programe, licențe, în special pentru SCADA, ce au drept scop optimizarea activității de producere și asigurarea funcționalității în cazul necesităților de modernizare sau majorarea posibilităților și/sau potențialului
H	Alte investiții legate de activitatea licențiată	1,50	1,50		0,50		0,50		0,50		
1	Sisteme de securitate și infrastructuri critice	-	1,50	-	0,50		0,50		0,50		Investițiile în securitate și infrastructurile critice, inclusiv securitatea cibernetică. Ca prioritate este reconstrucția sistemului de supraveghere video la SE Vulcănești 400 kV

Valorile sumare ale investițiilor anuale pentru perioada 2018-2020 sunt redade în Figura 5.3.

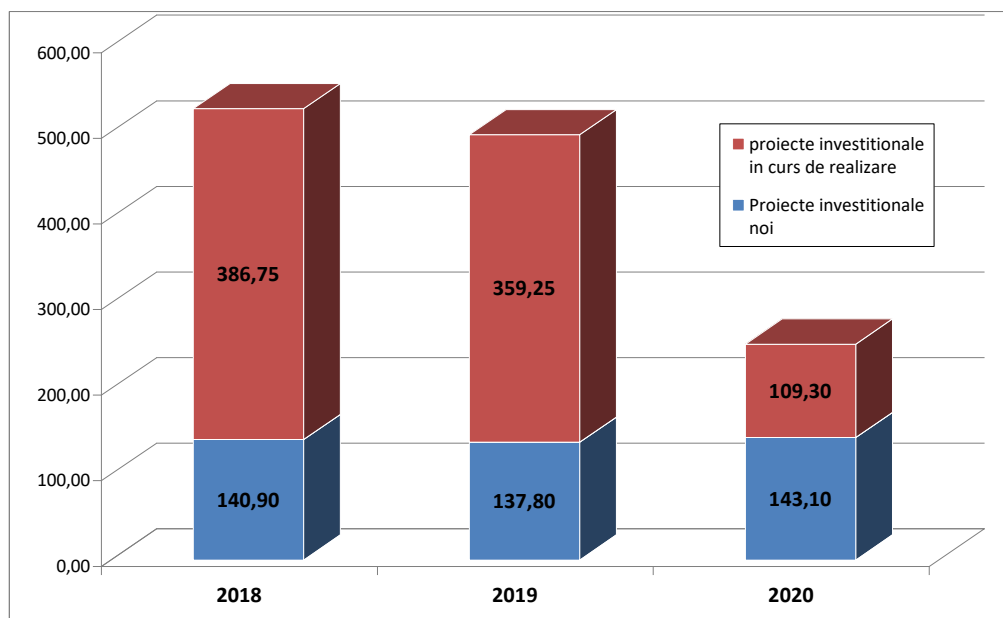


Figura 5.3 Investițiile anuale necesare pentru dezvoltarea RET în perioada 2018-2020, mln. lei

În Figura 5.4 și 5.5 sunt prezentate informațiile privind repartizarea mijloacelor financiare (în valori absolute și procentuale) pe direcțiile prioritare de dezvoltare ale OST pentru perioada 2018-2020.

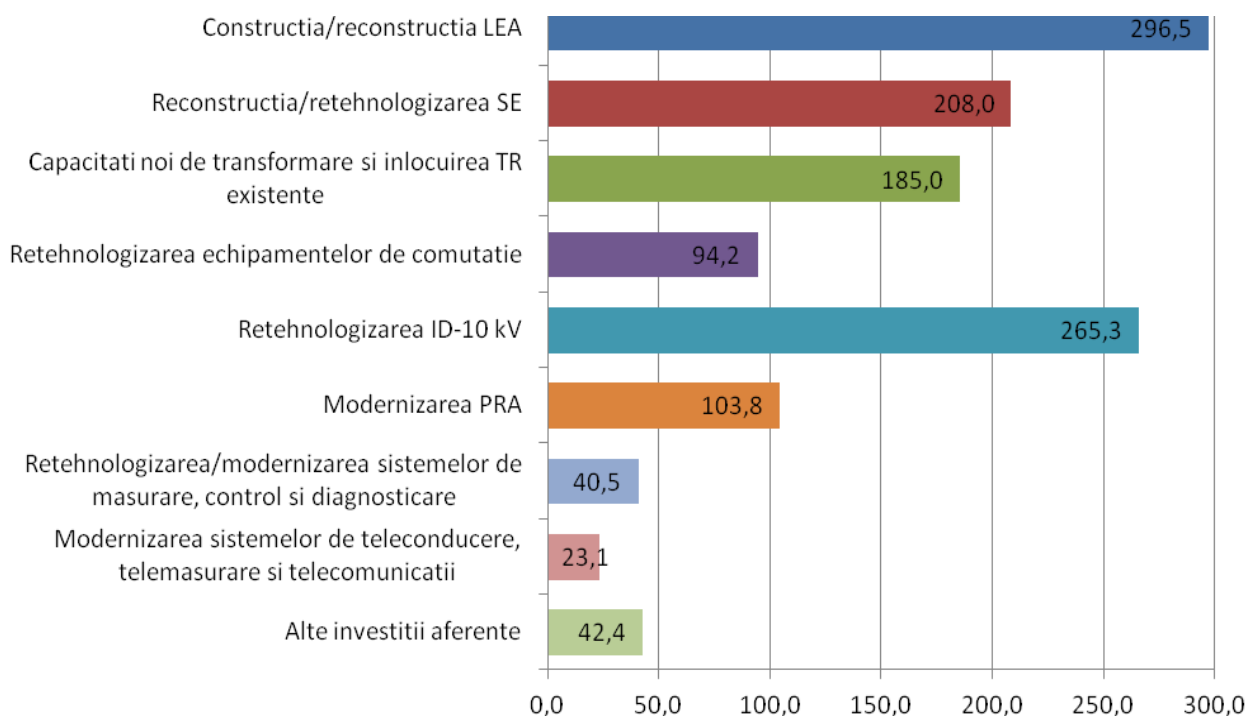


Figura 5.4 Repartizarea investițiilor pe direcțiile prioritare de dezvoltare ale OST pentru perioada 2018-2020, mln. lei

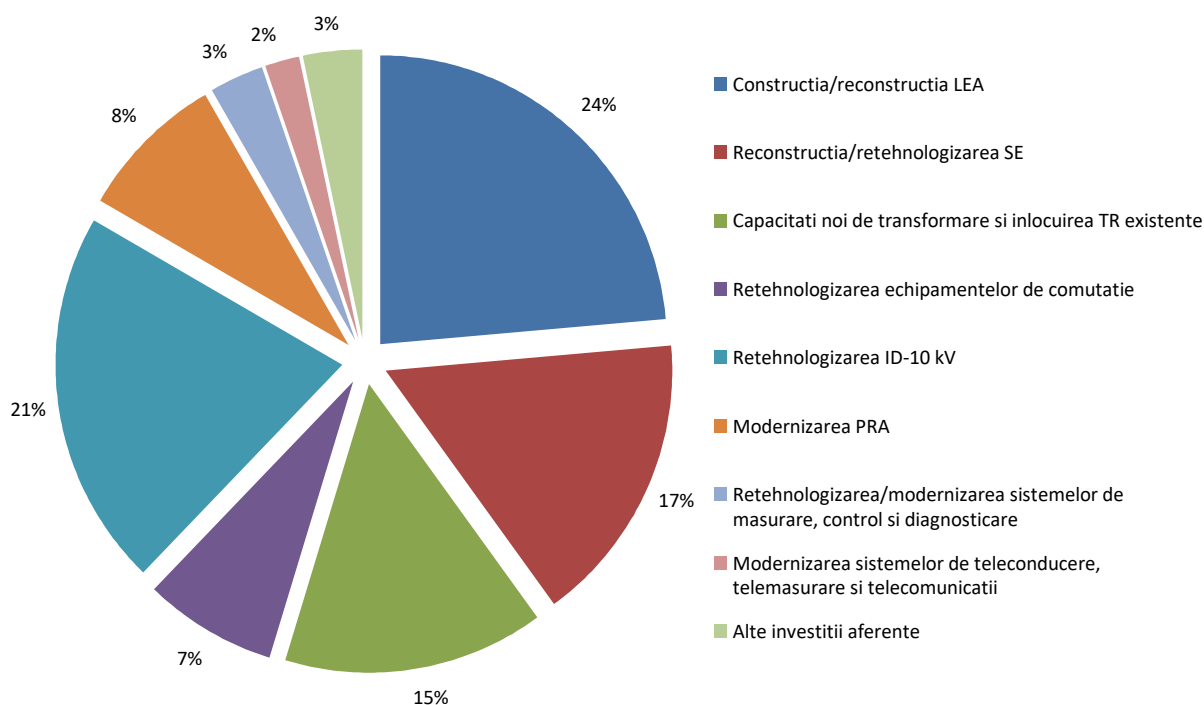


Figura 5.5 Repartizarea investițiilor pe direcțiile prioritare de dezvoltare ale OST pentru perioada 2018-2020

De remarcat că investițiile în circuitele secundare (PRA, sisteme de evidență, telemăsurare, telesemnalizare și teleconducere) nu se limitează doar în cuantumul investițiilor stabilit în direcțiile separate pentru acestea, dar se regăsesc și în investițiile planificate atât pentru retehnologizarea/modernizarea SE, cât și pentru retehnologizarea ID-10kV.

5.2. Integrearea surselor regenerabile de energie

Până în prezent OST a satisfăcut 28 de solicitări de racordare a SER, fiind eliberate ATR pentru o putere totală de racordare la rețeaua de transport de 959,66 MW, inclusiv 75,32 MW din centrale electrice cu panouri fotovoltaice.

Totodată, se menționează că doleanțele de racordare a SER la rețeaua electrică de transport persistă în continuare, astfel încât se pot aștepta încă 10 solicitări de racordare cu o putere totală de 397,6 MW, care vor putea fi examinate de OST numai după apariția în regiunile solicitate a posibilităților de racordare reșind din capacitatea de transport al elementelor RET.

Cele mai solicitate regiuni la care sunt depuse cereri de racordare a CEE sau CEF sunt: tranzitul LEA 110kV Comrat – Baimaclia - Gotești, regiunile nodurilor Vulcănești 400kV și SE Ștefan Vodă 110kV.

Astfel, pentru utilizarea rezonabilă în continuare a capacității de transport al RET, la fel ca culegerea de date și actualizarea informațiilor privind realizarea proiectelor pentru ATR emise, Î.S. „Moldelectrica” permanent trebuie să actualizeze informația despre pașii parcurși de către deținătorii ATR. Mai des sunt obținute informațiile actualizate de rigoare privind atribuirea terenurilor, etapele de realizare a proiectelor tehnice, astfel încât se atestă acțiuni concrete și active ale deținătorilor de ATR. Aceste măsuri, evident la solicitarea potențialului producător de SER sau, în cazurile impuse de OST, prin coordonarea reciprocă, au condus și/sau pot conduce la:

- revizuirea spre micșorare a puterii unitare instalate a instalațiilor de generare, respectiv a puterii totale în ATR;
- anularea ATR, condiționată de imposibilitatea construcției CEE sau CEF;

- revizuirea puterii totale și a punctelor de racordare a centralelor cu emiterea noului ATR;
- anularea ATR, ca consecință a ignorării solicitărilor și adresărilor OST către deținătorul ATR.

În pofida emiterii în ultimii ani a unui număr impunător de ATR pentru integrarea SER, nici-un deținător de ATR nu a beneficiat în totalitate de această oportunitate, astfel încât progresele obținute practic nu au condus la inițierea lucrărilor efective de construcție, cu excepția instalațiilor eoliene de 1,1 MW (utilaj fost-folosință) din s. Bratușeni și 0,5 MW centrală electrică cu panouri fotovoltaice de la Ungheni, racordate la RET și puse în funcțiune.

Totuși, pe parcursul ultimilor ani se atestă o scădere privind solicitările înaintate către OST pentru obținerea ATR-urilor de racordare la RET a centralelor pe SER. Aceasta împiedică considerabil procesul de intergrare a SER și se explică prin următoarele:

1. Atingerea cotei maxime a capacităților de transport a RET, în cadrul infrastructurii existente (în continuare emiterea noilor ATR nu poate fi acceptată fără majorarea capacităților și/sau fortificarea RET);
2. Incertitudinea cadrului regulatoriu la subiectul racordării și funcționării capacităților de generare a SER și a codului de sistem;
3. Existența contradicțiilor și incertitudinilor în Normele tehnice ale Rețelelor de transport;
4. Inexistența în Republica Moldova a unei piețe funcționale de balansare a puterii;
5. Lipsa tarifelor zonale pentru energia electrică produsă din SER.

Necesitatea de investiții considerabile pentru construcția centralelor electrice bazate pe surse regenerabile de energie, cât și imperfecțiunea bazei legislative la capitolul promovării și integrării SER în țară, se răsfrânge negativ asupra procesului de realizare a proiectelor ambițioase privind utilizarea SER.

Impedimentul de bază în promovarea utilizării și integrarea SER este lipsa unor tarife aprobate pentru energia produsă din SER pe o perspectivă durabilă de 10-15 ani, la fel ca și dificultățile de atribuire a terenurilor și schimbarea destinației pentru construcție.

Totodată, pe parcursul anului 2016, au fost emise în total 226 de garanții de origine, pentru o cantitate totală de energie electrică produsă din surse regenerabile de 17,8 GWh [59]. De remarcat că cea mai mare cantitate de energie electrică produsă din SER este datorată funcționării centralei electrice pe biomasă cu o putere instalată de 2,4 MW, ce aparține Î.M. Sudzucker Moldova" S.A din or. Drochia. Energia electrică produsă din biogaz deține cea mai mare pondere în cantitatea totală de energie electrică, produsă din SER în anul 2016 urmată de energia electrică eoliană și, respectiv, energia electrică fotovoltaică (Figura 5.6).

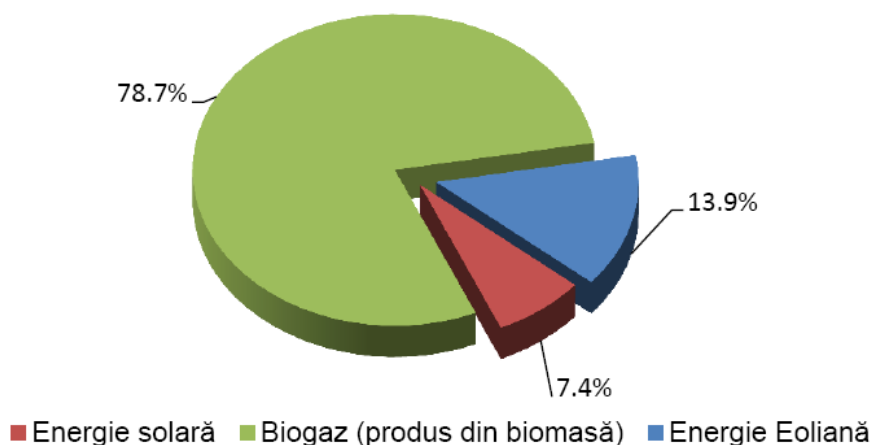


Figura 5.6 Contribuția fiecărei SER în cantitatea totală de energie electrică produsă din SER

5.3. Interconectarea sistemelor învecinate

În Strategia Energetică 2030 [29] diversificarea aprovizionării cu energie electrică se vede în perspectiva accesului țării noastre la piața internă de energie electrică a UE, prin intermediul unor stații Back-to-Back situate la Vulcănești, Bălți și Ungheni, ce se vor utiliza în special pentru dirijarea fluxurilor de putere și reglarea tensiunii, măsură necesară pentru minimizarea pierderilor în SEN.

Totodată se conștientizează că există necesitatea de a extinde interconexiunea cu România în scopul creșterii siguranței în funcționare și majorării capacității de transport a interfeței.

Conexiunea cu UE oferă, pe lângă o securitate sporită și prețuri mai bune pe piață prin perspectiva îmbunătățirii concurenței, ceea ce va rezulta într-un preț final al energiei electrice mai puțin împovăraător pentru consumatori.

Congestia pe interconexiunea Moldova – Ucraina limitează impactul și tranzitul de energie electrică. Al doilea circuit al LEA de 330 kV „Bălți – CHE Dnestrovsc” ar constitui un proiect suplimentar privind extinderea posibilităților de import din Ucraina. La această etapă acest proiect nu este inclus în planul de dezvoltare pe următorii 10 ani deoarece, în primul rând Ucraina n-a inclus acest proiect în planul său de dezvoltare a SEE pentru perioada 2016-2025 și, în al doilea rând, luând în considerație Studiul elaborat de colaboratorii catedrei EE a UTM [45], unde s-a demonstrat că conectarea circuitului doi al LEA 330 kV „Bălți – CHE Dnestrovsc” practic nu îmbunătățește regimul de funcționare a RET a OST.

Se estimează că Ucraina și Republica Moldova, ar putea parcurge un scenariu optimist de integrare la ENTSO-E, astfel încât aceasta din urmă s-ar putea realiza pe parcursul următorilor 6-8 ani. E de menționat că primul pas a fost realizat, întrucât la data de 06.07.2017 a fost acceptat și semnat Acordul privind interconectarea Ucrainei și Moldova la funcționarea sincronă cu partea continentală a ENTSO-E, proiectul de investiții privind construcția LEA de 400 kV „Bălți – Suceava”, estimat la 36,89 mln euro (pe teritoriul Republicii Moldova), este inclus la etapa finală a planului de dezvoltare pentru următorii 10 ani, iar proiectul LEA „Strășeni – Ungheni – Iași” nu este inclus, întrucât Transelectrica n-a stabilit toate aspectele legate de racordare.

În urma celor prezentate mai sus și ținând cont de prioritățile stipulate în Strategia Energetică a R.M. până în anul 2030 în planul de dezvoltare a RET a OST pentru următorii 10 ani s-au inclus următoarele proiecte de investiții la capitolul „Interconectarea Sistemelor Învecinate” (Tabelul 5.6).

Tabelul 5.6 Proiecte de investiții pentru interconectarea sistemelor învecinate

	Denumirea proiectelor de investiții	Cant.	Total, mln. lei
1	Stație tip BtB cu o putere 600 MW la SE Vulcănești 400 kV, SE	1	4 514,4
2	Reconstrucția IDE 400 kV la SE Vulcănești 400 kV	1	50,2
3	Construcția IDE 400 kV cu reconstrucția IDE 330 kV la SE Chișinău 330 kV, IDE	1	351,1
4	Construcția LEA 400 kV Vulcănești - Chișinău, km	158	1128,6
5	Construcția LEA 400 kV Bălți – Suceava (cu extinderea SE Bălți 330 kV), km	52	750,0

Eventuale proiecte de investiții care obligatoriu necesită a fi examinate detaliat la ulterioare rectificări a Planului de dezvoltare sunt caracterizate prin intensificarea legăturilor cu Sistemul electroenergetic al Ucrainei și intensificarea SEN pentru majorarea capacităților de tranzitare a energiei electrice prin RET a OST, fiind necesară existența unor studii de fezabilitate.

5.4. Surse de finanțare

Î.S. „Moldelectrica” realizează principalele venituri din tariful reglementat pentru serviciul de transport și dispecerizare a sistemului electroenergetic de transport a energiei electrice.

Activitatea OST are caracter de monopol natural reglementat și conform metodologiilor stabilite de reglementările în vigoare, doar serviciul de transport și componenta de servicii de dispecerizare sunt generatoare de profit.

Finanțarea dezvoltării RET ale Republicii Moldova are următoarele componente:

- Surse proprii ale Î.S. „Moldelectrica” caracterizate prin fluxul de numerar generat în operațiunile de bază (în principal prin tariful pentru serviciul de transport și dispecerizare);
- Surse externe ale Î.S. „Moldelectrica” caracterizate ca nerambursabile (granturi, posibil fonduri europene, etc) și rambursabile (împrumuturi bancare, altele) recuperate prin tarif.

Din totalul veniturilor companiei, doar veniturile obținute din tariful reglementat pentru serviciul de transport și tariful reglementat pentru serviciile de dispecerizare generează surse de finanțare a investițiilor.

6. PROTECȚIA MEDIULUI ÎNCONJURĂTOR ȘI A INSTALAȚIILOR ELECTRICE

6.1. Impactul RET asupra mediului înconjurător

Creșterea consumului de energie electrică este o tendință durabilă și se manifestă de la începutul utilizării acestei forme de energie. Simultan cu dezvoltarea surselor de energie electrică crește și necesitatea de instalații de transport și distribuție, creșterea care va continua atât timp cât schema tradițională a sistemelor electroenergetice va fi soluția optimă atât din punct de vedere tehnic cât și economic.

Impactul RET asupra mediului ambiant poate fi privit din cel puțin două puncte de vedere:

- influența rețelelor electrice asupra mediului ambiant;
- influența mediului ambiant asupra rețelelor electrice;

Rețelele electrice de transport au un anumit impact negativ asupra mediului pe parcursul întregii lor durate de viață, începând cu etapa „construcție - montaj” (Tabelul 6.1) și respectiv continuând cu etapa „exploatare - mentenanță” (Tabelul 6.2), până la etapa finală privind scoaterea din funcțiune a RET.

Tabelul 6.1 Efectele de manifestare la diferite tipuri de impacte generate de activitățile de construcție-montaj ale Î.S. „Moldelectrica”

Impact Fizic
<ul style="list-style-type: none"> • deschiderea unor căi de acces, decopertări și excavații ale solului; • afectarea florei (prin defrișări) și faunei (prin fragmentarea habitatului); • ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite; • generarea de deșeuri (metale, material ceramic, sticlă, materiale plastice, ulei electroizolant, beton, moloz, ambalaje etc.).
Impact Chimic
<ul style="list-style-type: none"> • utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solvenți, reactivi etc.); • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice din echipamente; • emisii de gaze de ardere (Cox, Sox, Nox, COV, pulberi) în atmosferă de la instalațiile de încălzire sau mijloace de transport; • emisii de hexafluorură de sulf în atmosferă datorită neetanșeităților echipamentelor
Impact Sonor
<ul style="list-style-type: none"> • zgomotele generate de activitatea de construcții-montaj a instalațiilor electrice, de funcționarea echipamentelor și de mijloacele de transport.
Impact Socio-economic
<ul style="list-style-type: none"> • perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutații de populație.

Tabelul 6.2 Efectele de manifestare la diferite tipuri de impacte generate de activitățile de exploatare – mentenanță a instalațiilor electrice ale Î.S. „Moldelectrica”

Impact Fizic
<ul style="list-style-type: none"> • ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor; • defrișarea sistematică a vegetației; • afectarea habitatului faunei sălbatice; • obstacole în calea zborului păsărilor; • potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări; • efectele sonore și luminoase ale fenomenului descărcarea corona; • perturbații ale sistemelor radio și televiziune; • influențe asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea; • efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii.
Impact Vizual
<ul style="list-style-type: none"> • deteriorarea peisajului.
Impact Sonor
<ul style="list-style-type: none"> • zgomotele produse de funcționarea sau vibrații ale elementelor RET (conductoarelor) și în special a transformatoarelor și autotransformatoarelor de putere; • zgomote produse de descărcarea corona pe liniile electrice de înaltă și foarte înaltă tensiune.
Impact Psihic
<ul style="list-style-type: none"> • teama provocată de apropierea de rețelele electrice și de efectele vizuale și sonore ale acestora.
Impact Chimic
<ul style="list-style-type: none"> • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice; • poluarea aerului prin emisii de la : instalații de încălzire, mijloace de transport, baterii de acumulare, hexafluorură de sulf; • generarea de ozon și oxizi de azot prin efect descărcarea corona la înaltă și foarte înaltă tensiune.
Impact Mecanic
<ul style="list-style-type: none"> • pericol potențial de coliziune cu aparate de zbor; • pericol de cădere în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri etc.; • pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată.

6.2. Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de Î.S. „Moldelectrica”

Principalele reglementări naționale privind protecția mediului, aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea RET sunt:

- Legea pentru aderarea Republicii Moldova la Convenția privind conservarea vieții sălbatice și a habitatelor naturale în Europa [30];
- Legea pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare de apă african-euroasiatice [31];
- Legea apelor cu modificările respective [32];
- Legea cu privire la regimul produselor și substanțelor nocive [33];
- Legea privind protecția mediului înconjurător, cu modificările respective [34];
- Standardul ISO 14001:2006 „Sistemul de management al mediului înconjurător” [35];
- Legea privind protecția aerului atmosferic, cu modificările respective [36];
- Legea privind deșeurile de producție și menajere, cu modificările respective [37];
- Regulament cu privire la controlul ecologic în sfera de producție la Î.S. „Moldelectrica” [38];
- Regulament privind valorificarea deșeurilor în sferile de producție și consum la Î.S. „Moldelectrica” [39];
- Regulament privind administrarea mediului ambiant la toate etapele de implementare a Proiectului de Reabilitare a RET a Î.S. „Moldelectrica” [40];
- Regulament privind administrarea mediului ambiant la Î.S. „Moldelectrica” [41];

În conformitate cu legislația Republicii Moldova de mediu, armonizată la cea a UE, funcționarea RET este permisă numai pe bază de autorizație de mediu.

6.3. Măsurile pentru reducerea impactului RET asupra mediului înconjurător

Documentele privind executarea lucrărilor de investiții și mentenanță vor conține un capitol cu referire la protecția mediului ambiant, aspectele și măsurile pentru diminuarea impactului asupra mediului, care vor fi evidențiate fizic și valoric. Aceste măsuri vor fi prezentate într-un plan „Plan de management de mediu” care va include acțiuni de diminuare a impactului asupra mediului și de monitorizare a factorilor de mediu atât la etapa de construcții cât și la etapa de exploatare – mentenanță. Pentru fiecare măsură va fi estimată valoarea fondurilor necesare:

- Devizele generate pentru investiții/mentenanță vor conține cheltuielile pentru protecția mediului;
- Se va îmbunătăți managementul de mediu și în special managementul deșeurilor și al apelor uzate rezultate din activitățile Î.S. „Moldelectrica”;
- O atenție deosebită se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică;
- Se va continua monitorizarea parametrilor câmpului electromagnetic și în special la LEA din zonele populate precum și măsurarea/monitorizarea zgomotului la periferiile stațiilor electrice;
- Se va continua îmbunătățirea funcționării sistemului de management de mediu și se va urmări menținerea certificării acestuia conform cerințelor standardului ISO 1400;
- În vederea îmbunătățirii continue a performanțelor de mediu ale Î.S. „Moldelectrica” vor trebui folosite toate posibilitățile de informare și schimb de experiență în domeniul protecției mediului ambiant cu partenerii naționali și internaționali;
- Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu se va edita anual „Raportul de mediu” al Î.S. „Moldelectrica”.

6.4. Securitatea instalațiilor

În contextul internațional marcat de intensificarea acțiunilor teroriste, trebuie luat în considerare riscul de țară al Moldovei – din perspectiva securității naționale, ca posibilă țintă a organizațiilor de tip terorist.

Prin efectele pe care le poate avea un atac terorist asupra obiectivelor Î.S. „Moldelectrica”, pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate (localități izolate) și mergând până la perturbarea întregului SEN, cu efecte dezastruoase atât pentru populație, cât și asupra economiei în ansamblu, instalațiile RET operate de Î.S. „Moldelectrica” reprezintă o țintă a unor posibile acțiuni teroriste.

În lumina celor expuse mai sus, Î.S. „Moldelectrica” a creat, în cadrul structurii sale organizaționale un serviciu „Serviciul infrastructurilor critice” responsabil pentru securitatea și managementul situațiilor de urgență, care are ca obiectiv protejarea instalațiilor RET și a sistemelor informatice aferente, împotriva diferitelor amenințări de tip terorist sau infracțional și organizarea activităților de răspuns în cazul unor dezaastre naturale, în conformitate cu sarcinile legale, și anume:

- Hotărîre cu privire la programul de securitate cibernetică a Republicii Moldova pentru anii 2016-2020 [42];
- Legea cu privire la protecția civilă, cu modificările respective [43];
- Legea privind apărarea împotriva incendiilor, cu modificările respective [44].

Așadar, principalele misiuni ale serviciului infrastructurilor critice responsabil pentru securitate și managementul situațiilor de urgență sunt:

- asigurarea unui nivel de securitate a instalațiilor electrice corespunzător cerințelor și amenințărilor asupra funcționării SEN;
- asigurarea capacității de apărare a Î.S. „Moldelectrica” împotriva unor factori perturbatori de natură fizică sau informatică;
- organizarea și coordonarea activităților de management al situațiilor de urgență (protecție civilă și prevenire și stingere a incendiilor);
- organizarea și desfășurarea activității de protecție a informațiilor clasificate;
- implementarea proiectelor de investiții specifice de securizare fizică și informatică.

În momentul de față, protecția fizică a obiectivelor Î.S. „Moldelectrica” se realizează în special prin pază, executată de către firme specializate.

În vederea protecției informațiilor, Î.S. „Moldelectrica” aplică principiul nevoii de a cunoaște, acordând drepturi de acces în funcție de postul și calificarea personalului. Accesul în rețeaua de calculatoare a Î.S. „Moldelectrica” se face pe bază de utilizator și parolă, ceea ce conduce la posibilitatea de vizionare numai a anumitor zone și aplicații necesare desfășurării în bune condiții a activității personalului.

CONCLUZII

Operatorul Sistemului de Transport Î.S. „Moldelectrica” planifică dezvoltarea rețelelor electrice de transport, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și, în funcție de necesitate, actualizează Planul de dezvoltare pentru următorii zece ani succesivi, cu aprobarea de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică a Republicii Moldova.

La elaborarea Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport s-a ținut cont de cerințele și prioritățile prevăzute în Strategia energetică până în anul 2030, precum și de cadrul normativ în vigoare. Acestea constituie referințe determinante pentru identificarea direcțiilor prioritare și pentru prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei electrice.

La baza întocmirii Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pe perioada 2018-2027 au stat analize privind regimurile de funcționare în configurația actuală și de perspectivă, luând în considerație evoluția consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine.

În prezent se constată un grad înalt de uzură fizică și morală a utilajelor din stațiile electrice (mai mult de 60% au o durată de exploatare de peste 30 ani) și a liniilor electrice din rețelele electrice de transport a Republicii Moldova (67,5% sunt în exploatare mai mult de 40 de ani).

În urma analizei rezultatelor calculului regimurilor permanente de funcționare ale rețelelor electrice de transport pentru perioada 2018-2027 s-a constatat că nici o linie electrică de transport nu se supraîncarcă.

Deconectarea generatoarelor de la CERSM în regimurile de încărcare maximă de iarnă și vară în anul 2018 nu duce la supraîncărcarea liniilor electrice de transport, însă duce la o diminuare a nivelului de tensiune în unele noduri ale rețelei electrice de transport, în mod deosebit, în zona de sud a sistemului electroenergetic național.

Integrarea planificată a surselor de energii regenerabile (începând cu anul 2020), precum și interconectarea cu sistemul electroenergetic al României prin stații Back-to-Back (începând cu anul 2022), duce la îmbunătățirea nivelului de tensiune în nodurile rețelei electrice, atât în regimul normal de funcționare, cât și în regimurile permanente ale schemelor electrice în configurația cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune.

Sistemul electroenergetic al Republicii Moldova este interconectat sincron cu sistemul electroenergetic al Ucrainei (IPS/UPS) prin intermediul a 7 LEA-330 kV și 11 LEA-110 kV și în regim insular cu sistemul electroenergetic al României (ENTSO-E) prin 1 LEA-400 kV și 4 LEA-110 kV.

Proiectele investiționale principale identificate pentru realizare în perioada 2018-2027 constituie un plan de acțiuni ce include:

- 69,5% investiții în construcții de noi rețele și noi capacități de producere;
- 27,7% investiții în rețele și capacități de producere existente.

Pentru perioada 2018-2020 se propune alocarea investițiilor în următoarele direcții:

- Construcția/reconstrucția liniilor electrice aeriene (24%);
- Retehnologizarea ID-10 kV (21%);
- Reconstrucția/retehnologizarea stațiilor electrice (17%);
- Capacități noi de transformare și înlocuirea transformatoarelor existente (15%);
- Modernizarea selectivă PRA (8%);
- Retehnologizarea echipamentelor de comutație (7%).

Suma totală necesară și planificată pentru realizarea programului investițional al OST pentru perioada 2018-2020 este constituită din 33% proiecte investiționale noi și 67% proiecte în curs de realizare.

În prezent Republica Moldova nu dispune de cadrul legislativ secundar privind funcționarea pieței de echilibrare (este necesar de elaborat un studiu privind evaluarea puterii de echilibrare în funcție de puterea totală a centralelor electrice eoliene și centralelor electrice fotovoltaice racordate la rețelele electrice publice), precum și lipsa în partea dreaptă a Nistrului a utilizatorilor rețelelor electrice de transport care pot să furnizeze servicii de sistem.

Dezvoltarea parcului de producție local, prin integrarea surselor de energii regenerabile, precum și construcția stațiilor Back-to-Back duc la creșterea securității energetice a Republicii Moldova.

BIBLIOGRAFIE

1. Lege nr. 107 din 27.05.2016, cu privire la energia electrică.
2. Planul de dezvoltare a RET – perioada 2014 – 2023, elaborat de „Transelectrica” și aprobat la 13.03.2014.
3. Proiectul Planului de Dezvoltare a SEE al Ucrainei în perioada 2016-2025, elaborat de ДП «НЕК «Укренерго» la 21.01.2016.
4. Lista titularilor de licență pe piața energiei electrice, ANRE 26.10.2015, <http://anre.md/ro/content/lista-titularilor-de-licen%C5%A3%C4%83-pe-pia%C5%A3a-energiei-electrice>
5. Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport, Hotărâre ANRE nr. 266 din 20 Noiembrie 2007.
6. Lege nr. 124 din 23.12.2009, cu privire la energia electrică.
7. Lege nr. 239-XVI din 13.11.2008, privind transparența în procesul decizional.
8. Lege nr. 160-XVI din 12.07.2007, energiei regenerabile.
9. Lege nr.1525-XIII din 19.02.98, cu privire la energetică.
10. Lege nr.10 din 26.02.2016, privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.
11. Hotărâre nr.454 din 21.06.2017, pentru implementarea unor prevederi ale Legii nr.107 din 27 mai 2016 cu privire la energia electrică și ale Legii nr.108 din 27 mai 2016 cu privire la gazele naturale.
12. Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE.
13. Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/C.
14. Regulamentul (CE) NR. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.
15. Directiva 2005 / 89/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 18 ianuarie 2006 privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructuri.
16. Hotărâre de Guvern nr.409 din 16.05.2015, cu privire la Foaia de parcurs pentru sectorul electroenergetic din Republica Moldova.
17. Regulile pieței energiei electrice nr. 212 din 09 Octombrie 2015.
18. Normele tehnice ale rețelelor electrice de distribuție, Hotărâre ANRE nr. 267 din 20 Noiembrie 2007.
19. Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, Hotărâre ANRE nr. 520 din 30 Mai 2013.
20. Regulamentul privind garanțiile de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie, Hotărâre ANRE nr. 330 din 03 Aprilie 2009.
21. Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie și biocombustibil, Hotărâre ANRE nr. 321 din 22 Ianuarie 2009.
22. Regulamentul privind funcționarea în paralel cu sistemul electroenergetic a centralelor electrice destinate uzului intern, Hotărâre ANRE nr. 227 din 29 Noiembrie 2006.
23. Instrucțiune pentru calcularea consumului tehnologic de energie electrică în rețelele electrice, Hotărâre ANRE nr. 190 din 30 August 2005.
24. Regulamentul cu privire la calitatea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice, Hotărâre ANRE nr. 406 din 25.02.2011.
25. Generarea, consumul și importul real de energie electrică în sistemul energetic al Republicii Moldova, http://moldelectrica.md/ro/electricity/annual_forecast
26. Sursele de energie din Republica Moldova, http://moldelectrica.md/ro/electricity/energy_sources
27. Racordarea la rețeaua electrică, <http://moldelectrica.md/ro/network/access>
28. Cerințe tehnice suplimentare față de Sursele Regenerabile de Energie, <http://moldelectrica.md/files/docs/cerinte-tehnice-fata-de-centralele-electrice-regenerabile.pdf>
29. Strategia Energetică până în anul 2030.
30. Legea nr.1546 – XII pentru aderarea RM la Convenția privind conservarea vieții sălbatice și a habitatelor naturale în Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979.

Cod: 2017.12.revA	Planul de dezvoltare RET în anii 2018-2027	Î.S. „Moldelectrica”
-------------------	--	----------------------

31. Legea nr.1244 – XIV din 28.09.2000, pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare de apă african- euroasiatice, adoptată la Haga în 1995.
32. Legea apelor nr.3271 din 22.12.2000 cu modificările respective.
33. Legea nr.1236 – XIII din 03.07.1997 cu privire la regimul produselor și substanțelor nocive.
34. Legea nr.1515 – XII din 16.06.1993 privind protecția mediului înconjurător, cu modificările respective.
35. Standardul Moldav SMEN ISO 14001:2006 „Sistemul de management al mediului înconjurător”.
36. Legea nr.1422 – XIII din 17.12.1997 privind protecția aerului atmosferic, cu modificările respective.
37. Legea nr.1347 DIN 09.10.1997 privind deșeurile de producție și menajere, cu modificările respective.
38. Regulament cu privire la controlul ecologic în sfera de producție la Î.S. „Moldelectrica”, aprobat prin ordinul directorului general.
39. Regulament privind valorificarea deșeurilor în sferile de producție și consum la Î.S. „Moldelectrica”, aprobat prin ordinul directorului general.
40. Regulament privind administrarea mediului ambiant la toate etapele de implementare a Proiectului de Reabilitare a RET a Î.S. „Moldelectrica”, aprobat prin ordinul directorului general nr. 09 din 05.02.2015.
41. Regulament privind administrarea mediului ambiant la Î.S. „Moldelectrica”, aprobat prin ordinul directorului general.
42. Hotărâre cu privire la programul de securitate cibernetică a Republicii Moldova pentru anii 2016-2020, nr.811 din 29.10.2015.
43. Legea nr. 271 din 09.11.1994 cu privire la protecția civilă, cu modificările respective.
44. Legea nr.267 din 09.11.1994 privind apărarea împotriva incendiilor, cu modificările respective.
45. Scrisoarea Î.C.S. RED UNION FENOSA S.A nr. 0504/15379 din 02.03.17.
46. Scrisoarea Î.U.S. ГК ДНЕСТРЭНЕПГО nr. 01-12/220 din 03.03.17.
47. Scrisoarea МОЛДАВСКАЯ ГРЭС nr. 01-00-00/129-20-2133 din 07.03.17.
48. Scrisoarea S.A. CET-NORD nr. 04-14/204 din 15.03.17.
49. Scrisoarea S.A. RED NORD nr. 03/324 din 17.03.17.
50. Scrisoarea TERMOELECTRICA S.A. nr. 79/493 din 22.03.17.
51. Протокол №1/2016/З заочного решения Коммисии по оперативной технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) от 27 апреля 2016.
52. Raport despre activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2009. Chișinău, 2010, 55p.
53. Raport despre activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2010. Chișinău, 2011, 36p.
54. Raport privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2011. Chișinău, 2012, 58p.
55. Raport privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2012. Chișinău, 2013, 69p.
56. Raport privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2013. Chișinău, 2014, 65p.
57. Raport privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2014. Chișinău, 2015, 86p.
58. Raport anual de activitate a Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2015. Chișinău, 2016, 103p.
59. Raport anual de activitate a Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2016. Chișinău, 2017, 121p.
60. Regulamentul privind planificarea, aprobarea și efectuarea investițiilor, aprobat prin Hotărârea ANRE nr.283/2016 din 15.11.2016.
61. Legea Metrologiei nr.19 din 04.03.2016.
62. Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale, Hotărâre ANRE nr. 382 din 02.07.2010.
63. Raport științific: Elaborarea planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport în perioada anilor 2018-2027. Chișinău, 2017.

ECHIPA DE LUCRU

1. Stratan Ion, prof.univ.dr., șef DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
2. Pogora Victor, conf.univ.dr., decan FEIE, Universitatea Tehnică a Moldovei
3. Macovei Ilie, conf.univ.dr., DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
4. Gropa Victor, lect.sup.dr., prodecan FEIE, Universitatea Tehnică a Moldovei
5. Radilov Tudor, lect.sup.dr., DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
6. Pripa Marin, lect.univ., DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
7. Dobrea Ina, lect.sup., DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
8. Vasilos Elena, lect.univ., DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
9. Terteza Ghenadie, lect.univ., DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
10. Cebotova Olga, ing., DEEET, Universitatea Tehnică a Moldovei
11. Zastavnețchi Veaceslav, Vicedirector general, Dispecer principal, Î.S. „Moldelectrica”
12. Moldovan Valeriu, Inginer Șef, Î.S. „Moldelectrica”
13. Pastușac Serghei, Șef DA, Î.S. „Moldelectrica”
14. Păduraru Ion, Inginer Șef-adjunct, Șef STP, Î.S. „Moldelectrica”
15. Cazacu Iurie, Șef SRE, Î.S. „Moldelectrica”
16. Certovschih Svetlana, Șef CD, Î.S. „Moldelectrica”
17. Marcenco Alexei, Șef SCPRA, Î.S. „Moldelectrica”
18. Stratan Ion, Șef SCTT, Î.S. „Moldelectrica”
19. Aghenii Iurii, Șef SESTMEE, Î.S. „Moldelectrica”
20. Suharev Dmitri, Șef SLE, Î.S. „Moldelectrica”
21. Bîțca Vitalie, Șef SS, Î.S. „Moldelectrica”
22. Prisejaniuc Valeriu, Șef SECC, Î.S. „Moldelectrica”
23. Ușurelu Victor, Șef BP, Î.S. „Moldelectrica”
24. Basoc Ruslan, Șef SATM, Î.S. „Moldelectrica”