



PLANUL DE DEZVOLTARE A REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT ÎN PERIOADA 2025-2034

Acest raport a fost realizat cu sprijinul poporului american, prin intermediul Agenției Statelor Unite pentru Dezvoltare Internațională (USAID). Conținutul acestei publicații reprezintă exclusiv responsabilitatea Tetra Tech ES, Inc. și nu reflectă în mod necesar punctele de vedere ale USAID sau ale Guvernului Statelor Unite ale Americii.

PLANUL DE DEZVOLTARE A REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT ÎN PERIOADA 2025-2034

Elaborat cu suportul MOLDOVA ENERGY SECURITY
ACTIVITY, finanțat de USAID

Elaborat pentru:
Î.S. Moldelectrica
Chișinău, Moldova

Prezentat de către:
Tetra Tech ES, Inc.
1515 North Courthouse Road, Suite 1000
Arlington, VA 22201
Tel. +1-703-387-2100
www.tetrattech.com

Acest raport a fost elaborat de către Tetra Tech ES, Inc.

DISCLAIMER. Acest raport a fost realizat cu sprijinul poporului american, prin intermediul Agenției Statelor Unite pentru Dezvoltare Internațională (USAID). Conținutul acestei publicații reprezintă exclusiv responsabilitatea Tetra Tech ES, Inc. și nu reflectă în mod necesar punctele de vedere ale USAID sau ale Guvernului Statelor Unite ale Americii.

CUPRINS

LISTA FIGURILOR	IV
LISTA TABELELOR	VI
ACRONIME ȘI ABREVIERI	VIII
SUMAR EXECUTIV	11
1 SCOPUL ȘI OBIECTIVELE PLANULUI DE DEZVOLTARE A REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU 10 ANI	14
1.1 MISIUNEA ȘI STRATEGIA DE DEZVOLTARE A MOLDELECTRICA	14
1.2 SCOPUL ȘI OBIECTIVELE PLANULUI DE DEZVOLTARE A REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU 10 ANI	15
1.3 PRINCIPIILE UTILIZATE LA ELABORAREA PLANULUI DE DEZVOLTARE A REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU 10 ANI (TYNDP)	16
2 SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA ȘI PERSPECTIVELE DE DEZVOLTARE	18
2.1 SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA	18
2.2 CADRUL DE REGLEMENTARE	23
3 PREZENTAREA GENERALĂ A SITUAȚIEI ACTUALE DIN SISTEMUL ENERGETIC	25
3.1 STRUCTURA REȚELEI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE	25
3.1.1 DATE GENERALE	25
3.1.2 STAREA TEHNICĂ ACTUALĂ A UTILAJULUI PRIMAR	26
3.1.3 STAREA TEHNICĂ ACTUALĂ A REȚELELOR ELECTRICE	28
3.1.4 STAREA TEHNICĂ A SISTEMELOR PROTECȚIILOR PRIN RELEE, AUTOMATIZĂRILOR ȘI ECHIPAMENTELOR DE TELEMECANICĂ	29
3.1.5 SECURITATEA CIBERNETICĂ ȘI DIGITALIZAREA	30
3.1.6 INTERCONECTAREA SISTEMELOR	31
3.2 PROVOCĂRILE ACTUALE ALE REȚELEI DE TRANSPORT	32
3.3 DEZVOLTARE SISTEMULUI DE TRANSPORT DIN ULTIMII CINCI ANI	34
3.4 PROIECTE ÎN DERULARE ÎN SISTEMUL DE TRANSPORT AL ENERGIEI	35
3.5 MIXUL ENERGETIC	37
3.6 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI	39
4 CEREREA DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI PROGNOZA SARCINII	40
4.1 ANALIZA NIVELULUI DE CORELAȚIE ÎNTRE GRUPURILE INDIVIDUALE DE DATE	40
4.2 EVOLUȚIA TENDINȚEI CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ PER CAP DE LOCUITOR	41
4.3 TENDINȚELE EVOLUȚIEI PIB-ULUI	44
4.4 CORELAȚIA DINTRE CONSUMUL DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI FACTORII DE CREȘTERE A ACESTUIA	47
4.5 PROGNOZA CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU MALUL DREPT AL RÂULUI NISTRU	47
4.6 PROGNOZA CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ LA NIVEL NAȚIONAL	51
4.7 PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET DE ENERGIE ELECTRICĂ	55
4.8 PROGNOZA CONSUMULUI DE ENERGIE PENTRU VEHICULE ELECTRICE	62
4.9 PROGNOZA CERERII ORARE NETE	67
5 ELABORAREA SCENARIILOR	70
5.1 PRINCIPII GENERALE DE CONSTRUIRE A SCENARIILOR	70

5.1.1	ETAPELE DE ELABORARE A SCENARIILOR	70
5.1.2	FACTORI/TENDINȚE RELEVANTE ÎN ELABORAREA SCENARIILOR	71
5.2	METODOLOGIA APLICATĂ LA ELABORAREA SCENARIILOR	74
5.3	REZULTATELE ELABORĂRII SCENARIILOR	75
5.3.1	EVOLUȚIA MIXULUI DE ENERGIE	75
5.3.2	REZULTATELE PROGNOZEI CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ	78
5.3.3	EVOLUȚIA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE CU ȚĂRILE VECINE	79
5.4	VALIDAREA SCENARIILOR	79
6	ANALIZA ADECVANȚEI SISTEMULUI	81
6.1	DATE DE INTRARE	81
6.1.1	PREZENTARE GENERALĂ A DATELOR DE INTRARE	81
6.1.2	DATE DE INTRARE SPECIFICE MODELULUI	97
6.2	METODOLOGIA APLICATĂ	98
6.2.1	INTRODUCERE	99
6.2.2	ANALIZA ADECVANȚEI SISTEMULUI	100
6.2.3	ANALIZA DISPECERIZĂRII ECONOMICE A SURSELOR DE GENERARE	100
6.3	REZULTATELE ANALIZEI	100
6.3.1	REZULTATELE STUDIULUI DE ADECVANȚĂ A SISTEMULUI ELECTROENERGETIC	101
6.3.2	REZULTATELE ANALIZEI DISPECERIZĂRII ECONOMICE	108
6.4	CONCLUZII ȘI PRINCIPALELE CONSTATĂRI	117
7	DEZVOLTAREA MODELELOR DE REȚEA ȘI ANALIZA REȚELEI	120
7.1	DATE DE INTRARE	121
7.1.1	DATE PRIVIND REȚEAUA	121
7.1.2	DATE PRIVIND SARCINA	128
7.1.3	DATE PRIVIND UNITĂȚILE DE GENERARE	134
7.2	METODOLOGIA APLICATĂ LA STUDIUL DE REȚEA	137
7.3	STUDIUL REȚELEI DE TRANSPORT	137
7.3.1	PREGĂTIREA MODELULUI ȚINTĂ DE REȚEA	137
7.3.2	REZULTATELE ANALIZEI REȚELEI	138
7.4	CONCLUZIE ȘI PRINCIPALELE CONSTATĂRI	146
8	DETERMINAREA PROIECTELOR DE DEZVOLTARE NECESARE ȘI A CELOR SUPLIMENTARE	148
8.1	PREZENTAREA GENERALĂ A PROIECTELOR NECESARE	148
8.1.1	PROIECTE CE URMEAZĂ A FI IMPLEMENTATE PÂNĂ ÎN ANUL 2028	148
8.1.2	PROIECTE CE URMEAZĂ A FI IMPLEMENTATE PÂNĂ ÎN ANUL 2033	149
8.2	PROIECTELE DE DEZVOLTARE CU IMPACT TRANSFRONTALIER	150
8.3	PROIECTE DE DEZVOLTARE SUPLIMENTARE	151
8.4	PROIECTE DATORATE ECHIPAMENTELOR ÎNVECHITE	152
8.5	PROIECTE DE DEZVOLTARE CE REZULTĂ DIN CERINȚELE CATALOGUL DE MĂSURI	153
8.6	PROIECTE IDENTIFICATE CONFORM UNOR ANALIZE SUPLIMENTARE REALIZATE ÎN COMUN CU PĂRȚI TERȚE	156
8.6.1	LINIA ELECTRICĂ AERIANĂ DE 330 KV BALTI-DNESTROVSK CHE-2 (UA)	157
8.6.2	STAȚIE ELECTRICĂ NOUĂ 400/300/110 KV ÎN APROPIERE STEFAN VODA	157
8.6.3	PROIECTE PENTRU INTEGRAREA SURSELOR DE ENERGIE REGENERABILĂ	158
8.7	CALCULUL CHELTUIELILOR INVESTIȚIONALE (CAPEX) NECESARE DE ASIGURAT PENTRU FINANȚAREA PROIECTELOR DE DEZVOLTARE	158
8.8	ANALIZA COST-BENEFICIU PENTRU SELECTAREA PROIECTELOR CU IMPACT TRANSFRONTALIER	170

8.8.1	ANALIZA COST-BENEFICIU SIMPLIFICATĂ	170
8.8.2	ANALIZA COST-BENEFICIU ENTSO-E	170
8.8.3	DATE DE INTRARE PENTRU ANALIZA COST-BENEFICIU	171
8.8.4	BENEFICII OFERITE DE REDUCEREA PIERDERILOR DE ENERGIE NIVELUL REȚELEI DE TRANSPORT A ENERGIEI ELECTRICE	172
8.8.5	BENEFICII DE PIAȚĂ PENTRU ANALIZA COST-BENEFICIU ENTSO-E	176
8.9	REZULTATELE ANALIZEI COST-BENEFICIU	181
8.10	CONCLUZII	184
8.11	PLANUL DE INVESTIȚII, INCLUSIV CALENDARUL ȘI COSTURILE	186
8.12	RECOMANDĂRI PENTRU EFCIENTIZAREA PROCESULUI DE ELABORARE A TYNDP	202

LISTA FIGURILOR

Figura 1 : Zona sincronă Europa Continentală.....	18
Figura 2: Curba sarcinii de consum brut de energie electrică pentru zilele din sezonul de iarnă/vară.....	22
Figura 3: Harta RET a Republicii Moldova.....	25
Figura 4: Duratele de funcționare ale stațiilor electrice ale Moldelectrica.....	27
Figura 5: Analiza SWOT a rețelelor electrice de transport.....	34
Figura 6: Traseul LEA 400 kV Bălți-Suceava pe teritoriul Republicii Moldova.....	36
Figura 7: Proiectul LEA de 400 kV Strășeni-Gutinas [RO].....	37
Figura 8 Evoluția tendinței consumului per cap de locuitor pe malul drept al râului Nistru.....	42
Figura 9 Evoluția tendinței consumului per cap de locuitor pe întreg teritoriul RM.....	42
Figura 10 Tendințele de evoluție a PIB-ului pe malul drept al râului Nistrului.....	44
Figura 11 Trei scenarii de evoluție a PIB-ului pe malul drept al Nistrului.....	45
Figura 12: Tendințele de evoluție a PIB-ului pe întreg teritoriul al R.....	45
Figura 13: Trei scenarii de evoluție a PIB-ului pe întreg teritoriul al RM.....	46
Figura 14: Dependența consumului total de energie electrică de consumul per capita -malul drept al râului Nistru.....	48
Figura 15: Dependența consumului de energie electrică de evoluția PIB-ului pe malul drept al râului Nistru.....	48
Figura 16: Dependența consumului de energie electrică de consumul înregistrat din anul precedent pentru malul drept al râului Nistru.....	49
Figura 17: Prognoza a consumului de energie electrică pentru malul drept al râului Nistru.....	51
Figura 18: Diferența procentuală dintre istoricul consumului de energie electrică și consumul de energie electrică estimat în baza factorilor de creștere.....	51
Figura 19: Dependența consumului de energie de consumul per capita pentru întreg teritoriu RM.....	52
Figura 20: Dependența consumului de energie electrică de prognoza PIB pentru întreg teritoriu RM.....	52
Figura 21: Dependența consumului de energie electrică de valorile înregistrate în anul precedent pentru întreg teritoriu RM.....	53
Figura 22: Prognoza consumului de energie electrice a RM în trei scenarii.....	55
Figura 23: Diferența procentuală între consumul anuală înregistrat și consumul de energie electrică prognozat pentru aceiași perioadă.....	55
Figura 24: Prognoza consumului anual net de energie electrică pe scenarii, pentru malul drept al râului Nistru.....	61
Figura 25: Prognoza consumului anual net de energie electrică pe scenarii pentru întreg teritoriu RM.....	62
Figura 26: Numărul estimat de vehicule electrice [VE] în RM.....	63
Figura 27: Profilul de sarcină a unui vehicul electric [EV].....	63
Figura 28: Prognoza cererii orare pentru vehicule electrice [VE] într-o zi tipică, 2028.....	66
Figura 29: Prognoza cererii orare pentru vehiculele electrice în zile caracteristice, 2033.....	67
Figura 30: Clasificarea factorilor determinanți în procesul de elaborare a scenariilor.....	72
Figura 31: Metoda utilizată pentru a elabora anii MC.....	98
Figura 32: Producția anuală de energie electrică a Moldovei, scenariul de bază, 2028 [anul calendaristic 2022].....	101
Figura 33: Producția anuală a Moldovei, scenariu moderat, 2028 [anul calendaristic 2022].....	102
Figura 34: Producția anuală a Moldovei, scenariu ambițios, 2028 [an climatic 2022].....	103
Figura 35: Producția anuală a Moldovei, scenariu de sensibilitate de bază, 2028 [Anul calendaristic 2022].....	104
Figura 36: Producția anuală de energie în 2033, în scenariul de bază [an climatic 2022].....	105
Figura 37: Producția anuală a Moldovei, scenariu moderat, 2033 [an climatic 2022].....	106
Figura 38: Producția anuală de energie a Moldovei, scenariu ambițios, 2033 [anul climatic 2022].....	107
Figura 39: Producția anuală de energie a Moldovei, scenariu de sensibilitate de bază, 2033 [an climatic 2022].....	108
Figura 40: Mixul de producere al Moldovei, scenariu de bază, 2028 [an climatic 2022].....	109

Figura 41: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu de bază, 2028	109
Figura 42: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariul de bază, 2028	110
Figura 43: Mixul de producere al Moldovei, scenariu moderat, 2028 [an climatic 2022].....	110
Figura 44: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu moderat, 2028	111
Figura 45: Restricționarea alimentării cu energiei și energia nelivrată, scenariul moderat, 2028.....	111
Figura 46: Mixul de producere al Moldovei, scenariu ambițios, 2028 [an climatic 2022].....	112
Figura 47: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu ambițios, 2028	112
Figura 48: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariul ambițios, 2028	113
Figura 49: Mixul de producere al Moldovei, scenariu de bază, 2033 [anul climatic 2022].....	113
Figura 50: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu de bază, 2033	114
Figura 51: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariu de bază, 2033.....	114
Figura 52: Mixul de producere al Moldovei, scenariu moderat, 2033 [an climatic 2022].....	115
Figura 53: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu moderat, 2033.....	115
Figura 54: Restricționarea alimentării cu energie și energie nelivrată, scenariu moderat, 2033.....	116
Figura 55: Mixul de producere al Moldovei, scenariu ambițios, 2033 [an climatic 2022].....	116
Figura 56: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu amplu, 2033	117
Figura 57: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariu amplu, 2033.....	117
Figura 58: Selectarea regimului critic pentru scenariul de bază 2028	125
Figura 59: Selectarea regimului critic pentru scenariul definit în analiza de sensibilitate pentru 2028..	125
Figura 60: Selectarea regimului critic pentru scenariul moderat 2028.	126
Figura 62: Selecția regimului critic pentru scenariul de bază 2033	127
Figura 63: Selecția regimului critic pentru scenariul moderat 2033.....	127
Figura 64: Selecția regimului critic pentru scenariul amplu 2028	128
Figura 67: Investiții după sursa de finanțare.....	186
Figura 68: Cheltuieli investiționale anuale	187
Figura 69: Investiții pe tip de facilitare [milioane lei, %].....	188
Figura 70: Investiții pe nivel de tensiune [milioane MDL, %]	188
Figura 71: Deprecierea estimată a investițiilor noi, incluse în TYNDP.....	189

LISTA TABELELOR

TABELUL 1: INDICATORI DE CALITATE PENTRU SERVICIUL DE TRANSPORT DE ENERGIE	22
TABELUL 2: STAȚIILE ELECTRICE ALE MOLDELECTRICA.....	26
TABELUL 3: Duratele de utilizare ale transformatoarelor de putere ale Moldelectrica	27
TABELUL 4: Starea tehnică a întreruptoarelor	27
TABELUL 5: Liniile electrice aeriene conform tensiuni nominale	28
TABELUL 6: Duratele de funcționare ale liniilor electrice	28
TABELUL 7: Liniile electrice aeriene (LEA) de interconexiune cu SEE al României.....	31
TABELUL 8: Liniile electrice aeriene (LEA) de interconexiune cu SEE al Ucrainei.....	31
TABELUL 9: MIXUL ENERGETIC, 2023	38
TABELUL 10: Evoluția TENDINȚEI Consumului de energie electrică PEr CAP de locuitor ÎN MOLDOVA.....	43
TABELUL 11: PREZENTAREA GENERALĂ A TENDINȚELOR DE EVOLUȚIE A PIB-ULUI ÎN RM	46
TABELUL 12: PREZENTAREA PROGNOZEI CONSUMULUI DE ENRGIE ELECTRICĂ IN FUNCȚIE DE FACTORII DE CREȘTERE A CONSUMULUI PENTRU MALUL DREPT AL RÂULUI NISTRU	49
TABELUL 13: Prezentarea generală aprognozei consumului de energie electrică în funcție de factorii de creștere a consumului pentru întreg teritoriu RM.....	53
TABELUL 14: Prognoza Consumului anual net de energie electrică per Scenariu, malul drept.....	56
TABELUL 15: Prognoza consumului final NET de energie electrică per Scenariu, Malul Drept	57
TABELUL 16: PROGNOZA Consumului ANUAL NET PER SCENARIU, MALUL DREPT.....	58
TABELUL 17: PROGNOZA consumului ANUAL Net PER SCENARIU, MALUL STÂNG.....	60
TABELUL 18: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL DE ENERGIE ELECTRICĂ DETERMINAT DE VE	64
TABELUL 19: PROGNOZA CERERII ORARE PENTRU VEHICULE ELECTRICE (EV), 2028.....	65
TABELUL 20: PROGNOZA CERERII ORARE PENTRU VEHICULELE ELECTRICE ÎN 2033.....	66
TABELUL 21: Vârful de sarcină anual, Vârful de sarcină DE VARĂ ȘI sarcina MINIMĂ ÎN PERIOADA DE VARĂ, pentru MALUL DREPT al râului nistru.....	68
TABELUL 22: Vârful de sarcină anual, Vârful de sarcină DE VARĂ ȘI sarcina MINIMĂ ÎN PERIOADA DE VARĂ, PENTRU ÎNTREG TERITORIUL RM	69
TABELUL 23: CAPACITATEA DISPONIBILĂ A CENTRALOR FOTOVOLTAICE ȘI EOLIENE.....	76
TABELUL 24: CAPACITATEA TOTALA DE PRODUCȚIE DE ENERGIE IN RM	78
TABELUL 25: ALTERNATIVE SELECTATE PENTRU PROGNOZA CONSUMULUI NET DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU DEZVOLTAREA SCENARIILOR.....	78
TABELUL 26 CAPACITATEA NETĂ DE TRANSFER A INTERCONEXIUNII (NTC) ÎN MW	79
TABELUL 27: PREZENTARE GENERALĂ A SCENARIILOR.....	80
Tabelul 28: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028.....	83
Tabelul 29: Caracteristicile tehnice ale centralelor termice în 2033.....	87
Tabelul 30: CONSUMUL DE COMBUSTIBIL la pornire ȘI RATA DE CĂLDURĂ A CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028	90
Tabelul 31: CONSUMUL DE COMBUSTIBIL la pornire ȘI RATA DE CĂLDURĂ A CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028	91
TabELUL 32: DATE statistice PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ a CTE și CET (GWh)	93
Tabelul 33: DATE Statistice PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ A CHE (GWh).....	94
TabelUL 34: DATE statistice PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ A PV.....	94
TABELUL 35: CAPACITĂȚI FOTOVOLTAICE TOTALE LUATE ÎN CONSIDERARE PENTRU PERIOADA DE PLANIFICARE 2024-2033	94
TabelUL 36: DATE statistice PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ DE ENERGIE EOLIANĂ.....	94
TABELUL 37: CAPACIATEA INSTALATĂ A CENTRALELOR EOLIANE CONSIDERATĂ PENTRU PERIOADA DE PLANIFICARE 2024-2033	95
TABELUL 38: CAPACITĂȚILE INTERCONEXIUNILOR TRANSFRONTALIERE PENTRU PERIOADA DE PLANIFICARE 2024-2033 (MW)	95
Tabelul 39: DATE DE INTRARE PRIVIND RATA ȘI DURATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE, 2028.....	95
Tabelul 40: DATE DE INTRARE PRIVIND RATA ȘI DURATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE, 2033.....	96
TABELUL 41: INDICATORII DE ADECVANȚA, SCENARIU DE BAZĂ, 2028.....	101

TABELUL 42: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU MODERAT, 2028	102
TABELUL 43: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU AMPLU, 2028.....	103
Tabelul 44: Indicatori de adecvanța, în cazul analizei de sensibilitate a scenariului de bază, 2028	104
TABELUL 45: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU DE BAZĂ, 2033	105
TABELUL 46: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU MODERAT, 2033	106
TABELUL 47: INDICATORII DE ADECVANȚA, SCENARIU AMPLU, 2033.....	106
TABELUL 48: INDICATORII DE ADECVANȚA, SCENARIU DE SENSIBILITATE DE BAZĂ, 2033.....	108
Tabelul 49: CONSTRÂNGERI DE TENSIUNE PENTRU FUNCȚIONAREA NORMALĂ A REȚELEI ÎN FUNCȚIE DE INTERVALUL.....	122
Tabelul 50: Limitele DE TENSIUNE PENTRU FUNCȚIONAREA NORMALĂ A REȚELEI PENTRU DIFERITE NIVELURI DE TENSIUNE ALE REȚELEI DE TRANSPORT	122
TABELUL 51: PREZENTARE GENERALĂ A VALORILOR COEFICIENTULUI DE DETERMINARE PENTRU DATELE PRIVIND POPULAȚIA DE-A LUNGUL TIMPULUI.....	129
Tabelul 52: PROIECȚIILE PRIVIND NUMĂRUL POPULAȚIEI	131
Tabelul 53: FACTORI DE CORECȚIE PENTRU SARCINA DE DISTRIBUȚIE DE LA NIVEL DE SISTEM LA NIVEL DE NOD	133
Tabelul 54: Capacitatea de putere activă și reactivă a unităților termice.....	134
Tabelul 55: DATELE DIN REGIMURILE DE FUNCȚIONARE PRIVIND GENERAREA, SCHIMBUL NET ȘI SARCINA	136
Tabelul 56: LIMITE MINIME ȘI MAXIME ALE TENSIUNII DE FUNCȚIONARE	143
TABELUL 57: INTERVALE DE FUNCȚIONARE A FRECVENȚELOR.....	144
TABELUL 58: SITUAȚII NEPREVĂZUTE CA BAZĂ PENTRU STABILITATEA DINAMICĂ.....	144
Tabelul 59: INVESTIȚII ÎN CAPACITĂȚILE EXISTENTE ALE SISTEMULUI ENERGETIC.....	151
TABELUL 60: INVESTIȚII- NECESARE PENTRU ÎNDEPLINIREA CERINȚELOR DIN CATALOGUL DE MĂSURI ENTSO-E.....	154
Tabelul 61: Investiții specifice pentru tipuri de elemente de rețea.....	159
Tabelul 62: VOLUMELE PROIECTELOR DE DEZVOLTARE IDENTIFICATE.....	160
Tabelul 63: CHELTUIELILE INVESTIȚIONALE ESTIMATE PENTRU FIECARE PROIECT DE DEZVOLTARE IDENTIFICAT	165
Tabelul 64: Prezentarea parametrilor considerați pentru analiza cost-beneficiu	171
TABELUL 65: VALORILE Capacitatea de Interconexiune NETĂ (NTC).....	172
Tabelul 67: BENEFICII TOTALE ALE REȚELEI – ACB ENTSO-E.....	174
Tabelul 68: ANALIZA BENEFICIILOR DE PIAȚĂ PENTRU MOLDOVA.....	178
Tabelul 69: analiza beneficiilor de piață pentru România.....	178
Tabelul 70: analiza beneficiilor de piață pentru Ucraina.....	178
Tabelul 71: TOTAL BENEFICII DE PIAȚĂ NEMONETIZATE- acb ENTSO-E	179
Tabelul 72: TOTAL BENEFICII DE PIAȚĂ NEMONETIZATE- ACB ENTSO-E	180
Tabelul 73: BENEFICII TOTALE MONETIZATE ALE PIEȚEI PENTRU MOLDOVA- ACB ENTSO-E	180
Tabelul 74: Rezultatele analizei cost-beneficiu simplificată	181
Tabelul 75: Rezultatele ACB ENTSO-E	181
Tabelul 76: rezultatele de sensibilitate a ACB ENTSO-E (impact doar asupra SEE național)	182
Tabelul 77: Planul de investiții detaliat pentru perioada 2025-2027	190
TABELUL 78: LISTA PROIECTELOR DE INVESTIȚII incluse în planul de dezvoltare al rețelelor electrice de transport pentru perioada 2025-2034.....	196

ACRONIME ȘI ABREVIERI

a.	an
ac	an climatic
ACB	Analiza Cost Beneficiu
ACER	Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei
AEC	Analiza Extinderii Capacității (Capacity Expansion Analysis)
aFRR	Rezervă de restabilire automată a frecvenței
AIT	Timpu mediu de întrerupere (Average Interruption Time)
ANRE	Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică
BESS	Sistem de Stocare a Energiei în Baterii
BM	Banca mondială
BSE	Bunăstarea socio-economică
CA	Curent Alternativ
CAPEX	Cheltuieli de Capital
CCGT	Turbină pe Gaz cu Ciclu Combinat (Combined-Cycle Gas Turbine)
CESA	Zona Sincronă Europa Continentală (Continental Europe Synchronous Area)
CTE	Centrală electrică de termoficare
CHE	Centrala Hidroenergetică
CET	Centrală Electrică cu termoficare (Combined Heat and Power)
NTC	Capacitate Netă ainterconexiunii de transport (NTC Net Transfer Capacity)
CO2	Dioxid de carbon
ComE	Comunitatea energetică
EC	Europa Continentală
ECZ	Eroare de Control pe Zonă
EENS	Energia nelivrată estimată (Expected Energy Not Supplied)
EN	Energie nelivrată
ENTSO-E	Rețeaua europeană a operatorilor sistemelor de transport a energiei electrice (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
ERAA	Evaluarea adecvanței resurselor la nivel european (European Resource Adequacy Assessment)
FO	Deconectare neplanificată (Forced Outage)
GJ	Gigajoule
HV	Tensiune înaltă (High voltage)
IPS/UPS	Sistemul Energetic Integrat (Integrated Power System)
IRR	Rata internă de rentabilitate (Interest Return Rate)
ÎS	Întreprindere de stat
km	Kilometru

kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-Amper
LEA	Linii electrice aeriene (OHL Overhead power line)
LFC	reglaj frecvență – putere (Load Frequency Control)
LOLE	Pierdere preconizată a consumului de energie electrică (Loss of Load Expectation)
LV	Tensiune joasă (Low voltage)
MC	Monte Carlo (ani)
MD	Moldova
MDL	Leu Moldovenesc
mFRR	Rezerva de Restabilire manuală a frecvenței cu Acționare Manuală (Manual Frequency Restoration Reserve)
MGRES	Centrala Termoelectrică de la Cuciurgan
MV	Tensiune medie (Medium voltage)
MVA	Megavolt-Amper
MW	Megawatt
OCGT	Turbină pe Gaz cu Ciclu Deschis (Open-Cycle Gas Turbine)
OPEX	Cheltuieli operaționale (Operational Expenditures)
OSD	Operator al sistemului de distribuție
OST	Operatorul sistemului de transport
PCN	Rețeaua de schimb de date cu conexiune fizică (Physical Connection Network)
PECI	Proiecte de interes pentru Comunitatea Energiei (Project of Energy Community Interest)
PF	PowerFactory
PIB	Produsul inter brut
PNIEC	Planul Național Integrat pentru Energie și Climă
PRA	Protecție prin relee și automatizare (Protection Rely and Automatization)
PST	Transformator de reglare a decalajului de fază (Phase Shift Transformer)
PV	Fotovoltaic
RCB	Raport cost-beneficiu
RET	Rețea electrică de transport
RM	Republica Moldova
RO	România
RRF	Rezervă de restabilire a frecvenței (FRR - Frequency Restoration Reserves)
RSF	Rezerva pentru stabilizarea frecvenței (FCR - Frequency Containment Reserve)
SA	Societate pe Acțiuni
SC	Scurtcircuit

SCADA	Sistem de control și achiziție de date [Supervisory Control and Data Acquisition System]
SCR	Raport al Scurtcircuitelor
SE	Stație electrică
SEM	Sistemul Energetic al Moldovei
SEN	Sistemului Electroenergetic Național
SRE	Surse regenerabile de energie
SGU	Consumator semnificativ al rețelei [Significant Grid User]
SO GL	Regulamentul [UE] 2017/1485 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice [System Operation Guideline]
SoS	Securitatea aprovizionării cu energie electrică [Security of Supply]
SRL	Societate cu Răspundere Limitată
TC	Centrală termică
TYNDP	Planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani [Ten Year Development Plan]
UA	Ucraina
UE	Uniunea Europeană
USAID	Agencia Statelor Unite pentru Dezvoltare Internațională [U.S. Agency for International Development]
USD	Dolar American
VE	Vehicule electrice
VoLL	Valoarea energiei nelivrate [Value of Lost Load]
VPN	Valoare Netă Actualizată
VRES	Surse Variabile de Energie Regenerabilă [Variable Renewable Energy Source]
WAM	Scenariu de modelare pe baza măsurilor adiționale/suplimentare [Modelling scenario with additional measures]

SUMAR EXECUTIV

Planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport (TYNDP) servește drept ghid strategic pentru dezvoltarea sistemului de transport al Moldovei, asigurându-se că rețeaua este suficient de robustă pentru a satisface nevoile energetice ale țării și alinierea la obiectivele politicii energetice europene. Continuarea investițiilor în modernizarea infrastructurii este esențială pentru asigurarea unui sistem energetic fiabil, rezistent și durabil în următoarele decenii.

Prezentul plan acoperă perioada 2025-2034 și integrează date cuprinzătoare privind prognozarea consumului de energie electrică, adecvanța capacităților de generare în acoperirea consumului de energie electrică, previziuni privind integrarea surselor de energie regenerabilă, evaluând capacitatea rețelei de transport în a asigura stabilitatea și reziliența sistemului electroenergetic și identificând proiectele de dezvoltare și investițiile necesare de realizat.

Provocările actuale din cadrul sistemului energetic includ o infrastructură de transport a energiei electrice învechită, cu multe transformatoare și linii electrice aeriene atingând sau depășind durata de viață utilă. Eforturile de modernizare a infrastructurii de transport a energiei electrice, inclusiv cele făcute cu suportul partenerilor de dezvoltare ai Moldovei, au fost insuficiente, ritmul înlocuirii infrastructurii urmând a fi accelerat pentru a evita problemele de fiabilitate a sistemului. O problemă esențială pentru operarea fiabilă a sistemului electroenergetic este faptul că acesta nu dispune de suficiente rezerve de sistem, iar investițiile în creșterea flexibilității generării și consolidarea rețelei sunt esențiale pentru adaptarea la creșterea consumului de energie electrică și integrarea exponențială a SRE.

Modernizarea rețelei este necesară pentru a satisface atât nevoile energetice interne, cât și pe cele regionale, în special cu ponderea tot mai mare a surselor regenerabile de energie în mixul energetic. Sunt necesare mai multe consolidări critice ale rețelei pentru a asigura fiabilitatea sistemului, în special în ceea ce privește gestionarea sarcinii crescute și integrarea SRE. Stabilitatea tensiunii, flexibilitatea generării și inerția sistemului sunt considerente cheie pentru planificarea viitoare, în special în lumina tranziției de la generarea convențională la surse SRE mai variabile.

Tranziția sectorului electroenergetic al Moldovei către o piață liberalizată a energiei electrice vine la pachet cu multiple provocări, în special în ceea ce privește integrarea surselor regenerabile de energie (SRE) în rețea. În timp ce Moldelectrica este pregătită să facă față schimbărilor anticipate în sectorul electroenergetic, pentru a garanta o tranziție lină a sectorului către unul dominat de surse regenerabile implicarea tuturor părților interesate este esențială. Pentru a asigura fiabilitatea și securitatea aprovizionării cu energie electrică Integrarea surselor regenerabile de energie variabile, în special a energiei eoliene și solare, necesită utilizarea pe larg a metodelor avansate de prognoză a generării și creșterea flexibilității sistemului pentru a putea face față caracterului intermitent și a asigura fiabilitatea rețelei.

Pentru a simula diverse scenarii de evoluție a sectorului electroenergetic pe parcursul perioadei de referință, au fost considerați mulți factori precum prognoza consumului de energie electrică și sarcinii electrice, disponibilitatea unităților termice, prețurile gazelor și integrarea capacităților de generare a energiei electrice din surse regenerabile. În acest sens, a fost elaborat un studiu de adecvanță pe termen lung a sistemului electroenergetic, realizat în Plexos, care s-a bazat pe modelarea probabilistică folosind o abordare bazată pe metoda Monte Carlo, utilizând datele climatice anuale, pentru a simula 200 de ani climatici prin combinarea datelor consumului și sarcinii electrice, generarea de energie eoliană, solară și hidro, având ca bază serii de timp de sarcină pe parcursul a zece ani climatici și disponibilități ale centralelor termice generate aleatoriu.

Pentru identificarea proiectelor de infrastructură de transport necesare de realizat în perioada de referință au fost definite și analizate trei scenarii de evoluție a sectorului electroenergetic [Scenariul de bază, moderat și ambițios], cu previziuni diferite privind consumul și sarcina electrică, capacitățile de SRE variabile integrate și evoluția prețurilor la gaze. Rezultatele obținute pentru cele trei scenarii au fost evaluate în baza unei analize de sensibilitate, care a examinat efectul reducerii capacităților de generare a energiei electrice din Ucraina. Toate calculele și modelările au fost realizate pentru doi ani țintă - 2028 și 2033. Rezultatele au arătat că, pentru ambii ani, toate scenariile nu au raportat valori pentru energia nelivrată [EENS] sau pierderea preconizată a sarcinii electrice [LOLE], pe parcursul perioadei de referință energia electrică urmând a fi generată în principal de MGRES, alături de alte surse locale și importuri de energie electrică. A fost atestată și creșterea tranzitului de energie electrică între Ucraina și România. Cu toate acestea, analiza de sensibilitate a evidențiat că în anul 2028, indicatorii de adecvanță nu au fost asigurați din cauza pierderii capacităților de generare a energiei electrice din Ucraina, rezultând un LOLE de 27 de ore. Pentru 2033, analiza de sensibilitate a indicat un LOLE de 3,7 ore, subliniind importanța tot mai mare a creșterii capacității de interconexiune și a integrării energiei regenerabile pentru a asigura adecvanța sistemului electroenergetic. Rezultatele arată că, în timp ce rețeaua din Moldova funcționează eficient în majoritatea scenariilor, există preocupări cu privire la adecvanța surselor de generare în anumite cazuri de sensibilitate, în special a indisponibilității capacităților de producție din Ucraina. Aceste constatări subliniază importanța consolidării infrastructurii rețelei pentru a asigura securitatea energetică și pentru a răspunde cerințelor energetice viitoare.

Evaluarea și optimizarea modelului de rețea reprezintă un pas esențial în înțelegerea condițiilor actuale ale rețelei, evaluarea impactului proiectelor în curs, identificarea problemelor și propunerea de soluții, subliniind în același timp nevoile urgente de investiții pentru viitoarele îmbunătățiri ale rețelei. Analiza, axată pe constrângerile tehnice, asigură că sistemul energetic din Moldova va răspunde cerințelor viitoare în mod eficient și fiabil, cu accent pe rentabilitate. Integrarea surselor regenerabile de energie [SRE] în rețea necesită o planificare atentă pentru a asigura stabilitatea, fiabilitatea și rezervele adecvate pentru a face față variabilității generării de SRE, în special în timpul evenimentelor meteorologice extreme.

Pentru realizarea studiului de rețea au fost utilizate drept date de intrare prognoze de evoluție a consumului de energie electrică, scenariile validate, rezultatele studiului de adecvanță și a dispecerizării economice optime a surselor de generare, care au fost esențiale pentru realizarea unei evaluări aprofundate a suficienței rețelei de transport. Un set de modelele de rețea au fost utilizate pentru analiza stabilității statice a rețelei, evaluarea nivelului tensiunii în rețea, calculul curenților de scurtcircuit, permițând identificarea congestiilor și a abaterilor de la valorile admisibile ale parametrilor de funcționare a sistemului electroenergetic, astfel indicând asupra elementelor de infrastructură de transport care necesită a fi dezvoltate. Analiza nivelului de tensiune a confirmat necesitatea realizării unui studiu regional pentru a identifica cauzele supratensiunilor depistate, și a punctat asupra unei potențiale utilizări a compensatoarelor de putere reactivă pentru remedierea acestor probleme. Analiza de contingență a evidențiat că odată cu creșterea cererii și integrarea energiei regenerabile rețeaua de transport a energiei electrice necesită consolidare în regiunea de sud a țării. Rezultatele au evidențiat potențiale congestii în sistem în cazul în care nu vor fi efectuate întăriri a rețelei, subliniind importanța sporirii capacității și rezilienței. În plus, analiza stabilității dinamice a arătat instabilitatea sistemului în anumite regimuri operaționale, în special în situațiile cu generare maximă a SRE la sarcina minimă în sistem, indicând necesitatea unor studii regionale detaliate pentru a aborda riscurile de destabilizare a surselor de generare, influențate de creșterea capacităților de generare din surse regenerabile în detrimentul surselor clasice. Studiul de rețea a identificat, de asemenea, proiectele de dezvoltare noi, care să completeze investițiile în curs de realizare. Lista completă a proiectelor de dezvoltare propuse spre realizare pentru perioada 2025 - 2034, împreună cu o listă detaliată a proiectelor de investiții planificate pentru următorii trei ani, este prezentată în Capitolul 8.

Analiza cost-beneficiu (ACB) pentru proiectele de dezvoltare a rețelei de transport a arătat că, deși este posibil ca unele proiecte să genereze beneficii semnificative pentru Moldova, o cooperarea regională mai largă poate oferi beneficii economice și de mediu suplimentare. Analiza a confirmat că considerarea beneficiilor regionale, în special cu România și Ucraina, poate spori atractivitatea proiectelor de dezvoltare a rețelelor electrice de transport la scară largă. Rezultatele ACB au propus spre implementare drept prioritare trei proiecte cheie: [1] construcția LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și a LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA), [2] Construcția LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA) și [3] Montarea transformatorului de schimbare de fază pe linia Vulcănești-Isaccea (RO). Toate proiectele urmăresc soluționarea congestiilor de rețea identificate în regiunea de sud a țării, în final urmând a fi implementat unul singur din cele trei propuse. Realizarea unuia din proiectele propuse este esențială pentru consolidarea securității energetice a Moldovei și sprijinirea tranziției sale energetice. Selecția finală a proiectului ce urmează a fi realizat depinde de acordurile cu operatorii sistemelor de transport din țările vecine pentru a asigura valorificarea tuturor beneficiilor posibile.

Pentru dezvoltarea de mai departe a rețelei de transport Moldelectrica tinde să obțină o înțelegere mai cuprinzătoare și mai precisă a mediului său operațional în context regional. Adoptarea unui model comun de rețea cu operatorii de sistem din țările vecine este esențială, deoarece această abordare va permite o mai bună reprezentare a sistemelor energetice interconectate, facilitând o mai bună planificare și coordonare cu țările vecine.

Suplimentar, pentru evaluarea stării actuale și a fiabilității activelor existente Moldelectrica va realiza o evaluare detaliată a factorilor care indică starea tehnică a tuturor echipamentelor și instalațiilor utilizate în prezent. O astfel de evaluare va ajuta la prioritizarea activităților de întreținere, și va oferi un nivel de detaliere mai bun pentru selecția infrastructurii care trebuie reconstruită/schimbă, asigurând reziliența, eficiența și durabilitatea pe termen lung a rețelei de transport a energiei electrice din Moldova. Prin implementarea acestor măsuri, Moldelectrica își poate consolida capacitatea de a face față provocărilor viitoare, de a sprijini integrarea energiei regenerabile și de a spori securitatea energetică regională.

1 SCOPUL ȘI OBIECTIVELE PLANULUI DE DEZVOLTARE A REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU 10 ANI

1.1 MISIUNEA ȘI STRATEGIA DE DEZVOLTARE A MOLDELECTRICA

Întreprinderea de Stat Moldelectrica este specializată în prestarea serviciilor de transport a energiei electrice și conducere centralizată a sistemului electroenergetic al Republicii Moldova.

Serviciul de transport al energiei electrice se realizează cu respectarea strictă a condițiilor din licență, a prevederilor legale, a regulilor pieței de energie electrică și a standardelor tehnice ale rețelelor de transport a energiei electrice. În acest context, Moldelectrica asigură:

- Întreținerea, modernizarea, reabilitarea și extinderea rețelelor de transport;
- Funcționarea fiabilă a sistemului energetic al Republicii Moldova, conform parametrilor și standardelor de calitate a energiei electrice;
- Monitorizarea stării tehnice a instalațiilor electrice, inclusiv investigarea deficiențelor care pot afecta fiabilitatea sistemului;
- Gestionarea fluxurilor de energie electrică în rețelele de transport a energiei electrice; și
- Integrarea Republicii Moldova în Zona Sincronă Europa Continentală [CESA], în colaborare cu NEK Ukrenergo, în cadrul blocului de reglaj frecvență – putere.

Pentru realizarea conducerii centralizate a sistemului energetic, Moldelectrica desfășoară următoarele activități:

- Coordonează curbele de sarcină optime de lucru a stațiilor electrice, rețelelor electrice și a consumatorilor;
- Realizează calculele regimurilor electrice;
- Controlează frecvența curentului electric, asigurând funcționarea sistemului automat de control al frecvenței și puterii electrice, precum și al automaticii de sistem și de urgență;
- Asigură formarea continuă, menținerea și creșterea nivelului profesional al personalului său.

În calitate de operator al sistemului de transport al energiei electrice [OST], misiunea Moldelectrica este de a promova dezvoltarea durabilă a sectorului energetic din Republica Moldova. Compania își propune să asigure cel mai eficient și sigur sistem de aprovizionare a energiei electrice pentru populație, mediul de afaceri și stat, contribuind totodată la identificarea de soluții inovatoare și dezvoltări eficiente și sustenabile. Obiectivul pe termen lung al Moldelectrica este de a deveni un participant-cheie pe piața regională de energie electrică, ca parte a Rețelei Europene a Operatorilor de Sisteme de Transport pentru Energie Electrică [ENTSO-E]. În acest scop, Moldelectrica și-a stabilit următoarele obiective strategice principale:

- Asigurarea unei dezvoltări eficiente și stabile;
- Creșterea securității și fiabilității în alimentarea consumatorilor;
- Creșterea atractivității pentru investiții;
- Îmbunătățirea eficienței managementului și reducerea costurilor operaționale;
- Reducerea riscurilor în activitatea companiei.

1.2 SCOPUL ȘI OBIECTIVELE PLANULUI DE DEZVOLTARE A REȚELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU 10 ANI

Pentru a asigura capacitatea pe termen lung a rețelilor de transport a energiei electrice (RET), precum și modernizarea și dezvoltarea acestora în condiții de securitate, fiabilitate și eficiență, conform Legii nr. 107/2016 cu privire la energia electrică OST-ul are obligația, de a elabora și propune autorității naționale de reglementare spre aprobare un Plan de dezvoltare a rețelilor electrice de transport pentru 10 ani [TYNDP].

Cerințele legale suplimentare stabilesc ca planul de dezvoltare TYNDP trebuie să includă [fără a se limita la] următoarele informații:

- Descrierea infrastructurii existente, a stării actuale și a gradului de uzură, lista intervențiilor efectuate în ultimul an și rezultatele studiilor realizate privind dezvoltarea rețelilor și instalarea echipamentelor de măsurare inteligentă.
- Descrierea rețelilor de transport și a obiectivelor asociate care trebuie construite și modernizate în următorii zece ani. Pentru a răspunde acestor obiective, OST-ul va descrie scenariile luând în considerare obiectivele naționale prevăzute în documentele de politici publice și actele normative.
- Calendarul proiectelor de investiții care urmează a fi realizate în următorii zece ani.
- Estimarea capacităților necesare, o prognoză a evoluției producției, inclusiv producția din surse regenerabile de energie, măsuri de eficiență energetică, o prognoză a consumului și estimări ale importurilor de energie electrică.
- Descrierea mijloacelor și investițiilor necesare pentru a răspunde cererii prognozate.
- Descrierea investițiilor aprobate și a celor care urmează să fie aprobate și realizate în următorii trei ani, precum și calendarul de implementare a acestor proiecte.
- Obiectivele planificate a fi obținute în urma implementării planului de dezvoltare, în special în ceea ce privește durata întreruperilor și tensiunea în rețelele electrice de transport.

Obiectivul principal al planificării dezvoltării sistemului de transport este asigurarea funcționării unui sistem de transport adecvat care să:

- Permită operarea fiabilă a rețelei;
- Asigure un nivel ridicat de securitate a aprovizionării cu energie electrică;
- Contribuie la un sistem electroenergetic sustenabil;
- Faciliteze accesul la rețea pentru toți participanții la piață;
- Contribuie la integrarea pieței interne, facilitând competiția și armonizarea;
- Contribuie la eficiența energetică a sistemului; și
- Permită schimburi transfrontaliere de energie electrică.

În conformitate cu cerințele legale la elaborarea prezentului plan de dezvoltare Moldelectrica s-a bazat pe strategiile și documentele de planificare naționale ale Republicii Moldova, inclusiv proiectul Planului Național Integrat pentru Energie și Climă (PNIEC) și ale Strategiei Energetice a Republicii Moldova până în 2050, concluziile studiilor tehnice anterioare legate de operarea sistemului energetic al Moldovei și integrarea acestuia în Zona Sincronă Europa Continentală (CESA), precum și pe planurile interne de dezvoltare pe termen scurt ale Moldelectrica.

1.3 PRINCIPIILE UTILIZATE LA ELABORAREA PLANULUI DE DEZVOLTARE A REȚELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU 10 ANI (TYNDP)

Planului de dezvoltare a rețelilor electrice de transport pentru 10 ani a fost elaborat în conformitate cu principiile și cerințele stabilite prin Legea nr. 107/2016 cu privire la energia electrică și Regulamentul privind planificarea, aprobarea și efectuarea investițiilor, aprobat prin Decizia ANRE nr. 283/2016.

Planificarea dezvoltării rețelilor de transport al energiei electrice (RET) urmărește să asigure siguranța operațională a sistemului electroenergetic național (SEN) în condiții de eficiență economică și să mențină calitatea serviciului de transport și sistem. Conform prevederilor legale și cerințelor licenței, Moldelectrica este obligată să dezvolte și să modernizeze RET în condiții economice pentru a-i asigura adecvanța, ținând cont de următoarele:

- Evoluția cererii de consum de energie electrică;
- Dezvoltarea de noi unități de generare a energiei electrice;
- Schimbările în fluxurile transfrontaliere de energie electrică;
- Gradul de uzură al echipamentelor de transport;
- Retragera planificată din exploatare a unităților de generare; și
- Modificările semnificative ale fluxurilor de energie din rețeaua de transport.

Planul de dezvoltare contribuie, de asemenea, la dezvoltarea strategică a Moldelectrica în direcții cheie, vizând creșterea eficienței serviciilor de transport a energiei electrice prin următoarele:

- Asigurarea unei infrastructuri adecvate nivelului de dezvoltare economică al țării;
- Reducerea congestiilor din rețea;
- Planificarea și implementarea lucrărilor de întreținere în funcție de starea tehnică a activelor;
- Promovarea digitalizării și automatizării proceselor operaționale;
- Creșterea eficienței operaționale și reducerea costurilor; și
- Definirea și implementarea proiectelor pilot bazate pe tehnologii noi.

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile legate de evoluția sistemului și a cadrului economic, au fost concepute soluții robuste și flexibile care să răspundă mai multor scenarii posibile, reducând astfel riscurile. Pentru problemele identificate, soluțiile au fost selectate în urma analizelor cost-beneficiu care au evaluat indicatori tehnici și economici specifici.

Planul de dezvoltare a fost elaborat pe baza următoarelor etape de analiză:

- Prognoza cererii de consum de energie electrică pentru perioada analizată;
- Estimarea sarcinii electrice și a nivelului de putere activă și reactivă, luând în considerare caracteristicile curbelor de sarcină (vârfuri și goluri de sarcină pentru iarnă și vară);
- Prognoza schimburilor de energie: importuri, exporturi și tranzituri de energie electrică;
- Estimarea evoluției capacităților de generare, incluzând scoaterea din funcțiune, reabilitări și programe de dezvoltare a capacității;
- Prognoza sarcinilor de putere activă și reactivă pentru fiecare nod al rețelei;
- Analiza regimurilor de funcționare a rețelei în perioada de referință, incluzând:
 - Fluxurile de putere pentru regimuri medii și marginale;
 - Estimarea consumului tehnologic și pierderilor de energie electrică în rețea;
 - Necesitatea menținerii stabilității tensiunii în limitele admisibile, utilizând mijloacele existente de reglare sau dezvoltarea altora noi;
 - Valorile curenților și puterilor de scurtcircuit și limitele echipamentelor de transport;
 - Analiza și asigurarea stabilității statice și dinamice a sistemului;

- Evaluarea stării tehnice a instalațiilor existente;
- Identificarea acțiunilor și proiectelor noi necesare pentru a asigura conformitatea rețelei cu standardele de performanță ale serviciului de transport;
- Determinarea soluțiilor optime pentru modernizarea și dezvoltarea rețelei, având în vedere raportul cost-beneficiu și impactul financiar asupra consumatorilor finali;
- Stabilirea priorităților și a calendarului pentru modernizarea și dezvoltarea infrastructurii de transport; și
- Identificarea surselor de finanțare pentru investițiile incluse în Planul de dezvoltare.

2 SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA ȘI PERSPECTIVELE DE DEZVOLTARE

2.1 SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA

Până în anul 2022, sistemul electroenergetic al Republicii Moldova a funcționat ca parte a Sistemului Electroenergetic Integrat (IPS)/Sistemului Electroenergetic Unificat (UPS), care nu era sincronizat cu sistemul electroenergetic din Europa Continentală.

Începând cu data de 24 februarie 2022, sistemele energetice ale Ucrainei și Moldovei au fost deconectate de la sistemul integrat IPS/UPS. La 16 martie 2022, Moldelectrica, Ukrenergo și operatorii de sistem de transport (OST) din Europa Continentală, membri ENTSO-E, au realizat sincronizarea de urgență a sistemelor electroenergetice ale Republicii Moldova și Ucrainei cu Sistemului Energetic ENTSO-E Europa Continentală [Figura 1].

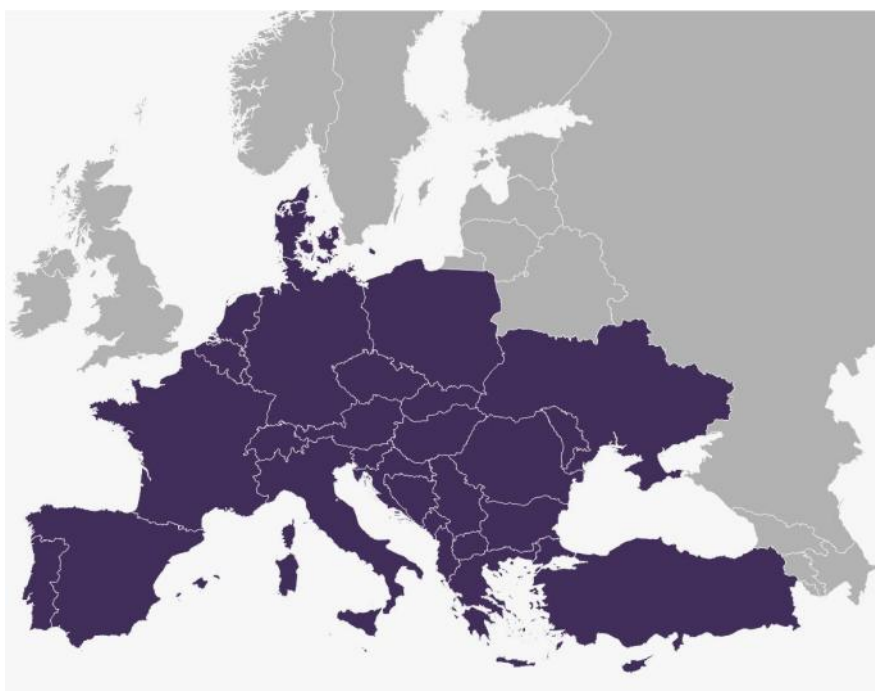


Figura 1: Zona sincronă Europa Continentală.

Sincronizarea rețelei electrice a Republicii Moldova cu sistemul Europei Continentale reprezintă o realizare strategică, cu implicații semnificative pentru securitatea energetică, dezvoltarea economică și stabilitatea geopolitică a țării.

În prezent, rețeaua electrică a Republicii Moldova se confruntă cu anumite limitări legate de stabilitate și eficiență. Aderarea la ENTSO-E ar asigura un nivel superior de fiabilitate operațională și eficiență, datorită conformării stricte cu standardele moderne pentru rețele electrice. Aceasta presupune un control mai precis al frecvenței, reducerea pierderilor de energie în procesul de transport și consolidarea infrastructurii rețelei. De asemenea, apartenența la ENTSO-E ar permite Republicii Moldova să implementeze tehnologii avansate pentru gestionarea rețelelor electrice, beneficiind de cele mai bune practici internaționale și de colaborarea cu alte state membre. Deși procesul de ajustare la standardele ENTSO-E implică provocări tehnice și implementarea unor reglementări complexe, beneficiile pe termen lung – cum ar fi creșterea independenței energetice, sporirea fiabilității sistemului și facilitarea integrării surselor de energie regenerabilă – îl transformă într-o prioritate pentru politica energetică a Republicii Moldova.

Sincronizarea cu sistemul Europei Continentale deschide, totodată, noi oportunități pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică între Republica Moldova și România, contribuind la o integrare mai profundă a pieței energetice moldovenești cu piețele energetice din țările vecine. În prezent, biroul de alocare pentru interconexiunile dintre Republica Moldova și Ucraina, legate de schimburile comerciale transfrontaliere de energie electrică cu Ucraina, este gestionat de NEK Ukrenergo [Operatorul de Transport și Sistem al Ucrainei], în timp ce biroul de alocare pentru interconexiunile dintre Republica Moldova și România, legate de schimburile transfrontaliere comerciale de energie electrică cu România, este gestionat de Transelectrica [Operatorul de Transport și Sistem al României].

Finalizarea procesului de sincronizare încă este o provocare pentru Moldelectrica. Sectorul energetic al Republicii Moldova funcționează încă conform standardelor IPS/UPS, în timp ce ENTSO-E impune conformarea la cerințele Uniunii Europene (UE). Aceasta implică o revizuire amplă a reglementărilor tehnice, instruirea personalului și modernizarea infrastructurii critice, și implementarea proceselor de control al frecvenței. În plus, sincronizarea presupune armonizarea regulilor și practicilor pieței energetice din Moldova cu cele ale pieței energetice europene, incluzând liberalizarea și adoptarea unor mecanisme transparente de formare a prețurilor.

Deși sistemul energetic al Moldovei funcționează sincronizat cu sistemul ENTSO-E, interconexiunea existentă cu sistemul european (LEA 400 kV Vulcănești – Isaccea) nu este suficientă pentru a asigura stabilitatea și securitatea operațională necesare pentru echilibrarea cererii și ofertei de energie electrică. Pentru o interconexiune fiabilă între Moldova, România și Ucraina este necesară consolidarea rețelelor de transport a energiei electrice. Aceasta presupune construirea de linii electrice aeriene (LEA) suplimentare și îmbunătățirea interconexiunilor sistemului energetic al Moldovei cu cele ale României și Ucrainei.

Stabilitatea sistemului energetic al Republicii Moldova încă depinde în mare măsură de stabilitatea sistemului energetic al Ucrainei. Integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie intermitente, cum ar fi centralele eoliene și fotovoltaice, combinată cu un nivel ridicat de importuri de energie electrică, ar putea genera probleme operaționale.

Planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani ia în considerare contextul actual, inclusiv următoarele riscuri/incertitudini specifice în domeniul energetic:

- Ca urmare a războiului din Ucraina, există riscul avarierii anumitor segmente ale infrastructurii de transport ucrainene, ceea ce ar crea riscuri în asigurarea continuității furnizării de energie electrică către Republica Moldova.
- Centrala Termoelectrică de la Cuciurgan (MGRES), continuă să joace un rol esențial în asigurarea funcționării stabile a sistemului energetic al Moldovei.
- Sursele sigure, competitive și la prețuri rezonabile de import alternativ de energie electrică sunt limitate, deoarece importurile din Ucraina au fost suspendate ca urmare a bombardamentelor Rusiei asupra infrastructurii energetice ucrainene, iar importurile de energie electrică din România sunt limitate din cauza interconexiunii insuficiente cu sistemul energetic românesc (existând riscuri atât tehnice, cât și comerciale).
- Capacitatea comercială de import de 1700 MW permisă de ENTSO-E la hotarul cu blocul de reglaj frecvență-putere Ucraina-Moldova (din care doar 15% sunt rezervate pentru interconexiunea Vulcănești - Isaccea) nu garantează că Republica Moldova poate achiziționa suficientă energie electrică din România sau alte țări ale Uniunii Europene pentru a acoperi 100% din consumul de energie electrică. Pentru îmbunătățirea situației este necesară creșterea capacității comerciale rezervate exclusiv pentru Moldova la cel puțin 600 MW pentru a asigura acoperirea consumului de energie electrică în orele de vârf.

Pe termen lung, integrarea la scară largă a generării de energie regenerabilă intermitentă în sistemul energetic al RM necesită modificări semnificative ale practicilor operaționale ale unităților de generare. Creșterea flexibilității generării convenționale prin adăugarea de unități de generare mai rapide și mai flexibile, precum și reducerea sarcinii minime pe turbinele cu abur, reprezintă o soluție potențială.

Capacitatea nominală de generare instalată pe întreg teritoriul RM este de aproximativ 3.400 MW. Dintre acestea, circa 2.600 MW sunt instalați pe malul stâng al râului Nistru, iar aproximativ 800 MW pe malul drept. Până la mijlocul anului 2022, un anumit procent din cererea de energie electrică era acoperită prin importuri din Ucraina.

La data de 30 iunie 2024, capacitatea totală instalată de generare a energiei electrice în Republica Moldova era de aproximativ 3400 MW, distribuită după cum urmează:

- Termoelectrica
 - CET - Sursa 1 [CET-2 Chișinău] [1976-1980], pe gaz natural, cu o capacitate instalată de 258 MWe și capacitate termică instalată de 1.200 Gcal/h, cu capacitate termică disponibilă maximă de 680 Gcal/h;
 - CET - Sursa 2 [CET-1 Chișinău] [1951-1961], pe gaz natural, cu o capacitate electrică instalată de 66 MWe și capacitate termică instalată de 239 Gcal/h, cu capacitate termică disponibilă maximă de 167 Gcal/h.
- CET-Nord în Bălți [1956-1970], pe gaz natural, cu o capacitate instalată de 37,4 MWe [24+4*3,35] și capacitate termică de 152,7 Gcal/h.
- Hidrocentrala Costești [1978], cu capacitate instalată și disponibilă de 16 MW. Totuși, datorită debitelor reduse ale râului Prut, hidrocentrala poate funcționa la capacitatea sa maximă doar din mai până în august, când debitul râului este mai mare datorită topirii zăpezilor din Carpații Orientali.
- Centralele electrice care utilizează surse de energie regenerabilă, cu o capacitate totală instalată de peste 400 MW (începând cu iunie 2024, excluzând centralele de energie regenerabilă), construite între 2010 și 2024, dintre care:
 - Centrale pe biogaz cu o capacitate totală de 5,62 MW;
 - Centrale eoliene cu o capacitate totală de 138,7 MW;
 - Centrale fotovoltaice (PV) cu o capacitate totală de 258,11 MW.
- Centrala Termoelectrică de la Cuciurgan (MGRES) - capacitatea instalată 2.520 MW. MGRES, construită între 1964 și 1982, funcționează pe bază de gaz natural, dar poate utiliza și păcură sau cărbune.
- hidrocentrala Dubăsari (48 MW)
- CET Tirotext (33 MW).

În 2023 (date disponibile doar pentru raioanele amplasate pe malul drept al râului Nistru), numărul prosumatorilor a ajuns la 5.055, cu o capacitate instalată totală de 115,8 MW. În anul 2023, aceștia au livrat 54,5 milioane kWh în rețea, de 4,7 ori mai mult decât în 2022 și de 13,3 ori mai mult decât în 2021.

Durata de funcționare utilă a centralelor termoelectrice (CTE) existente este limitată din cauza uzurii avansate a instalațiilor. Prelungirea duratei de funcționare ar necesita investiții capitale sau lucrări de reparații. De asemenea, unitățile de generare a energiei electrice cât și rețelele electrice naționale (de transport și distribuție) sunt afectate de un grad semnificativ de uzură, ceea ce influențează negativ atât performanțele tehnice (precum disponibilitatea capacității, eficiența conversiei combustibililor,

dependența de încălzirea termică, problemele legate de aprobarea tarifelor], cât și performanțele economice, reprezentând un factor de risc pentru securitatea aprovizionării cu energie electrică.

Toate centralele electrice trebuie să fie calificate pentru fiecare tip specific de rezervă, conform Codului Rețelelor Electrice și Regulilor Pieței de Energie Electrică, aprobate de ANRE. Până la calificarea centralelor, Operatorul de Sistem (OST) poate efectua reglaje în sistemul electric în cazul semnării unui contract cu producătorii de energie electrică ce pot presta astfel de servicii.

Sistemul energetic al Moldovei prezintă o capacitate redusă de a gestiona fluctuațiile dintre producție și consum, din cauza surselor de generare inflexibile, cum ar fi CET-urile construite în perioada sovietică, care dispun de capacități limitate de răspuns la variația sarcinii. Această situație pune în pericol stabilitatea operațională a sistemului și amenință continuitatea furnizării de energie electrică. În prezent, Moldova nu dispune de rezervele operaționale necesare pentru a îndeplini standardele ENTSO-E privind reglajul de frecvență-putere (LFC), și nici alte servicii auxiliare esențiale pentru un OST din Zona Sincronă Europa Continentală (CESA).

Serviciile de transport a energiei electrice și de conducere centralizată a sistemului energetic sunt asigurate de Moldelectrica, care gestionează 4.067,01 km de linii electrice de transport de 400 kV, 330 kV, 110 kV și 35 kV. Din punct de vedere tehnic, rețelele de transport a energiei electrice se află într-o stare funcțională, permițând aprovizionarea continuă și fiabilă a energiei electrice către consumatori. Totuși, acestea necesită modernizare, întrucât se află într-o stare de degradare treptată din cauza lipsei investițiilor. Peste 83% din liniile electrice aeriene și mai mult de 80% din stațiile de transformare au o vechime de peste 30 de ani, iar 67% dintre acestea au o vechime de peste 40 de ani. Prin urmare, renovarea și înlocuirea infrastructurii necesită investiții substanțiale.

Operarea, întreținerea, modernizarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a energiei electrice sunt realizate de doi operatori de sistem de distribuție (OSD), care își desfășoară activitatea pe baza licențelor de distribuție a energiei electrice emise de ANRE, în raioanele de est ale Republicii Moldova, amplasate pe malul stâng a râului Nistru, activează un singur OSD (nelicențiat de ANRE):

- Premier Energy Distribution deservește aproximativ 939.400 de locuri de consum/generare, sau 56% din total, acoperind aproximativ 70% din teritoriul Republicii Moldova;
- RED-Nord deservește aproximativ 492.600 de locuri de consum/generare, adică 29% din total.
- ERES – deservește cca 4000 consumatori noncasnici și 243 000 consumatori casnici sau 15% din total, acoperind teritoriile amplasate pe malul stâng a râului Nistru.

Sistemul de distribuție a energiei electrice de pe malul drept al râului Nistru dispune de 57.058 km de linii electrice, din care 1.800 km sunt linii de înaltă tensiune (35-110 kV), 21.830 km sunt linii de tensiune medie (6-10 kV), iar 33.260 km sunt linii de tensiune joasă (0,4 kV). Acesta include 15.314 transformatoare electrice, cu o capacitate totală de 4.709 MVA.

Sistemul de distribuție a energiei electrice de pe malul stâng al râului Nistru dispune de 6.096 km de linii electrice aeriene, dintre care 2.185 km – 10 kV, 158 km – 6 kV, 3.753 km – 0,4 kV; și 1.197 km linii electrice în cablu, dintre care 343 km – 10 kV, 377 km – 6 kV, 477 km – 0,4 kV

În Republica Moldova, activează un număr limitat de traderi și furnizori de energie electrică licențiați de ANRE. În 2015, pentru zonele de deservire ale RED Premier Energy Distribution și RED Nord, Premier Energy și FEE-Nord au fost desemnate furnizori de serviciu universal și furnizori de ultimă opțiune pentru o perioadă de zece ani. În paralel, au început să apară alți furnizori nereglementați, care au avut posibilitatea de a importa/exporta energiei electrice din Ucraina și, mai recent, din România.

În 2023, consumul total de energie electrică în Republica Moldova a fost de aproximativ 4.333 milioane kWh. Sarcina de vârf a sistemului electroenergetic depășește 1.000 MW în perioada de iarnă și, ocazional, și în vară, așa cum s-a înregistrat și în vara anului 2024. Sarcina de vârf înregistrată pe malul drept al râului Nistru în 2023 a fost de 760 MW iarna și de 700 MW vara. Sarcina electrică pe parcursul perioadelor de vârf ale curbei de sarcină pentru regiunea transnistreană în timpul iernii a fost de 250 MW și vara de 260 MW. Consumul de energie electrică al consumatorilor finali de pe malul drept al Nistrului a fost de aproximativ 3.889 milioane kWh în 2023, comparativ cu 4.051 milioane kWh în 2022.

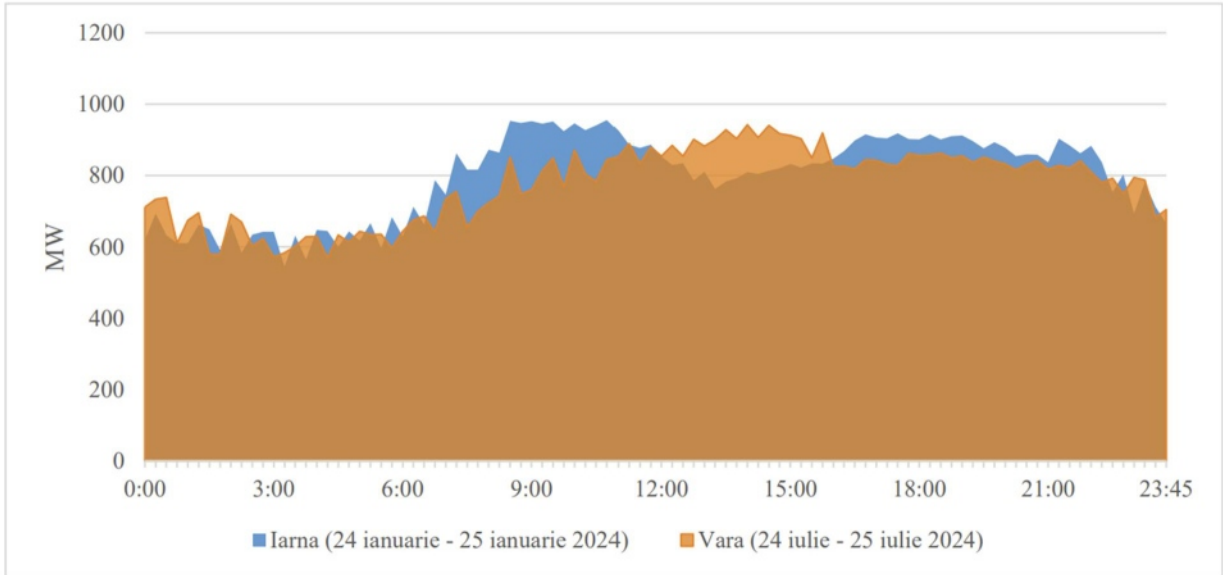


Figura 2: Curba sarcinii de consum brut de energie electrică pentru zilele din sezonul de iarnă/vară.

Evaluarea fiabilității și calității furnizării energiei electrice în Republica Moldova este reglementată prin Regulamentul privind calitatea serviciilor de transport și distribuție a energiei electrice, aprobat de ANRE. Acesta stabilește indicatori de calitate a serviciilor care reflectă continuitatea furnizării energiei electrice și calitatea relațiilor dintre operatorul sistemului de transport (OST), operatorii sistemelor de distribuție (OSD) și utilizatorii finali, precum și consecințele nerespectării de către OST sau OSD a valorilor stabilite pentru acești indicatori.

Pentru a evalua continuitatea serviciului de transport al energiei electrice, OST înregistrează/calculează următorii indicatori generali de calitate:

- Nr. de întreruperi de lungă durată;
- Durata totală, exprimată în minute, a întreruperilor de lungă durată;
- Cantitatea de energie nelivrată [ENS], definită ca energia care nu a fost livrată consumatorilor finali din cauza întreruperilor;
- Durata medie a întreruperilor, cunoscută și sub denumirea de timpul mediu de întrerupere [AIT], care reprezintă perioada medie de timp, exprimată în minute, în care furnizarea energiei electrice a fost întreruptă pe parcursul unui an.

TABELUL 1: INDICATORI DE CALITATE PENTRU SERVICIUL DE TRANSPORT DE ENERGIE				
ANUL	FLUXURILE DE ENERGIE ÎN SISTEMUL DE TRANSPORT (MWH)	ENERGIE NELIVRATĂ (ENS) (MWH)	PROCENTUL ENS DIN CANTITATEA TOTALĂ [%]	TIMPUL MEDIU DE ÎNTRERUPERE (MIN/AN)
2012	4,219,796.1	214.7	0.005	26.7

TABELUL 1: INDICATORI DE CALITATE PENTRU SERVICIUL DE TRANSPORT DE ENERGIE

ANUL	FLUXURILE DE ENERGIE ÎN SISTEMUL DE TRANSPORT (MWH)	ENERGIE NELIVRATĂ (ENS) (MWH)	PROCENTUL ENS DIN CANTITATEA TOTALĂ [%]	TIMPUL MEDIU DE ÎNTRERUPERE (MIN/AN)
2013	5,162,258	219.67	0.004	21.99
2014	5,386,446	260.68	0.006	25.4
2015	4,031,110.9	78.03	0.002	10.1
2016	3,986,958.9	255.523	0.006	33.7
2017	4,035,555.4	297.96	0.007	38.8
2018	4,183,569.4	215.75	0.005	27.1
2019	4,188,052.8	102.088	0.002	12.81
2020	4,150,860.6	720.197	0.002	91.444
2021	4,434,113.9	79.256	0.002	9.389
2022	4,425,614.2	987.131	0.022	121.669
2023	4,237,500.0	140.008	0,003	18.096
2024	4,400,400.0	52.244	0,001	6.651

2.2 CADRUL DE REGLEMENTARE

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

- Strategia Națională de Dezvoltare „Moldova Europeană 2030” (Legea nr. 315/2022)
- Strategia Energetică a Republicii Moldova 2030 (Hotărârea Guvernului nr. 102/2013)
- Legea cu privire la energetică nr. 174/2017
- Legea cu privire la energia electrică nr. 107/2016
- Legea privind promovarea utilizării energiei produse din surse regenerabile (Legea RES) nr. 10/2016
- Legea privind protecția mediului nr. 1515/1993
- Legea privind protecția împotriva incendiilor nr. 267/1994
- Regulamentul privind situațiile excepționale pe piața energiei electrice și Planul de acțiuni pentru situații excepționale pe piața energiei electrice (Hotărârea Guvernului nr. 149/2019)
- Regulamentul privind construirea/reconstrucția centralelor electrice (Hotărârea Guvernului nr. 517/2024)
- Codul rețelei electrice (Hotărârea ANRE nr. 423/2019)
- Regulile pieței energiei electrice (Hotărârea ANRE nr. 283/2020)
- Regulamentul privind dirijarea prin dispecerat a sistemului electroenergetic (Hotărârea ANRE nr. 316/2018)

- Regulamentul privind accesul la rețelele electrice de transport pentru schimburile transfrontaliere și gestionarea congestiunii în sistemul electroenergetic (Hotărârea ANRE nr. 424/2019)
- Regulamentul privind calitatea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice (Hotărârea ANRE nr. 537/2020)
- Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale (Hotărârea ANRE nr. 74/2022)
- Metodologia de calcul, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice (Hotărârea ANRE nr. 626/2023)

3 PREZENTAREA GENERALĂ A SITUAȚIEI ACTUALE DIN SISTEMUL ENERGETIC

Această secțiune analizează caracteristicile cheie ale sistemului de transport al energiei electrice și ale mixtului de generare din Republica Moldova, cu un accent pe starea echipamentelor primare, a rețelei electrice și a sistemului de protecție și automatizare. De asemenea, sunt prezentate principalele constatări referitoare la situația actuală și potențialele perspective de dezvoltare ale sistemului electroenergetic al Moldovei. În mare parte această secțiune se referă la partea sistemului electroenergetic al Moldovei care este gestionat de Moldelectrica și pentru care sunt disponibile informații.

3.1 STRUCTURA REȚELEI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE

3.1.1 DATE GENERALE

Republica Moldova este poziționată geografic la frontieră dintre hotarele sistemului electroenergetic al Zonei sincrone a Europei Continentale (reprezentat de sistemul electroenergetic al României) și sistemul electroenergetic al Ucrainei, de care încă depinde considerabil. Figura 3 prezintă rețeaua de transport al energiei electrice de înaltă tensiune a Republicii Moldova.

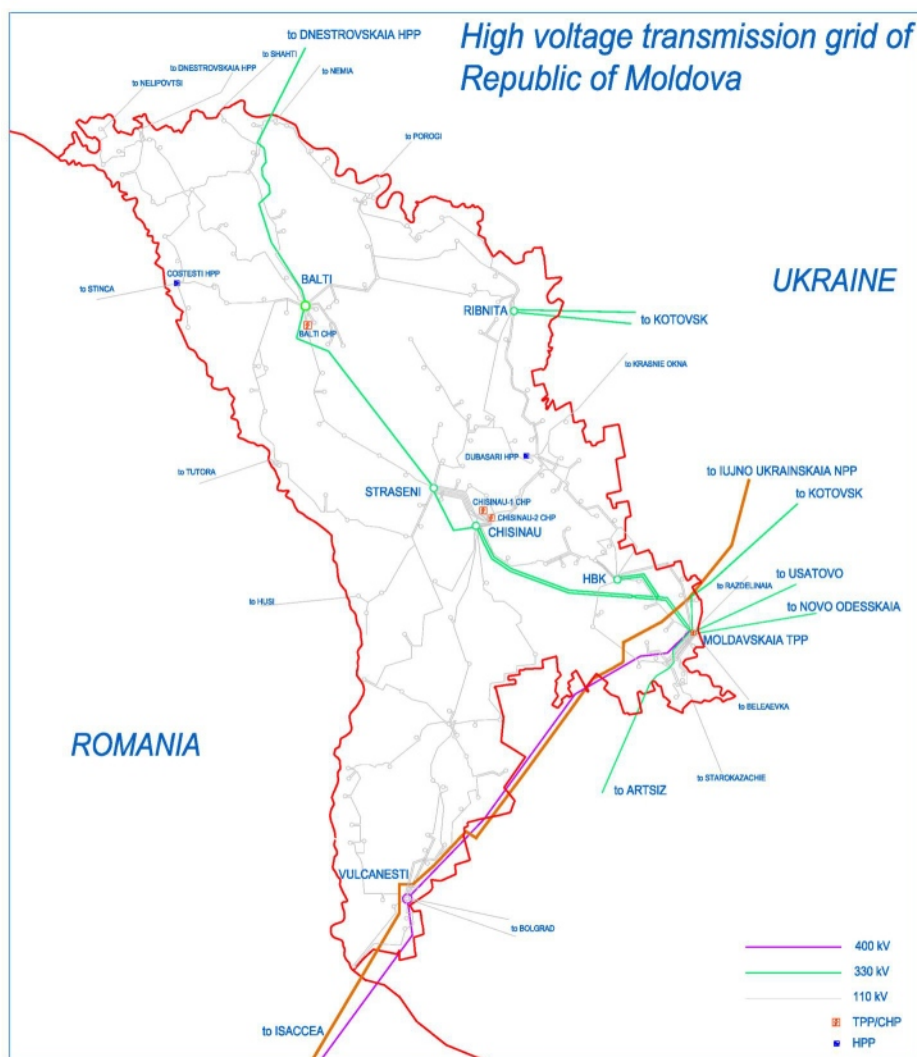


Figura 3: Harta RET a Republicii Moldova

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 35 kV și mai mult.

La sfârșitul anului 2023, volumul de instalații electrice ale Moldelectrica includeau următoarele:

- 183 stații electrice de transformare (ST) cu capacitatea 10-400 kV
- 650 transformatoare de putere și autotransformatoare (inclusiv transformatoare pentru servicii proprii ale stațiilor electrice, reactoare și transformatoare supravoltoare) cu o putere totală de 5,077,520.0 MVA
- 4.067,01 km de linii electrice aeriene (LEA) la tensiuni de 35-400 kV.

3.1.2 STAREA TEHNICĂ ACTUALĂ A UTILAJULUI PRIMAR

Detaliile celor 183 de stații electrice sunt prezentate mai jos.

TABELUL 2: STAȚIILE ELECTRICE ALE MOLDELECTRICA

NIVEL DE TENSIUNE (KV)	STAȚII ELECTRICE	CAPACITATEA INSTALATĂ A TRANSFORMATOARELOR DE FORȚĂ (MVA)
400	1	500
330	3	1,525
110	131	2,365.7
35	47	291.6
6-10	1	5.6

La data întocmirii prezentului plan de dezvoltare, aproape toate SE au fost puse în funcțiune cu mai mult de 30 de ani în urmă (180 de stații); doar trei dintre acestea au fost puse în funcțiune în ultimii 30 de ani.

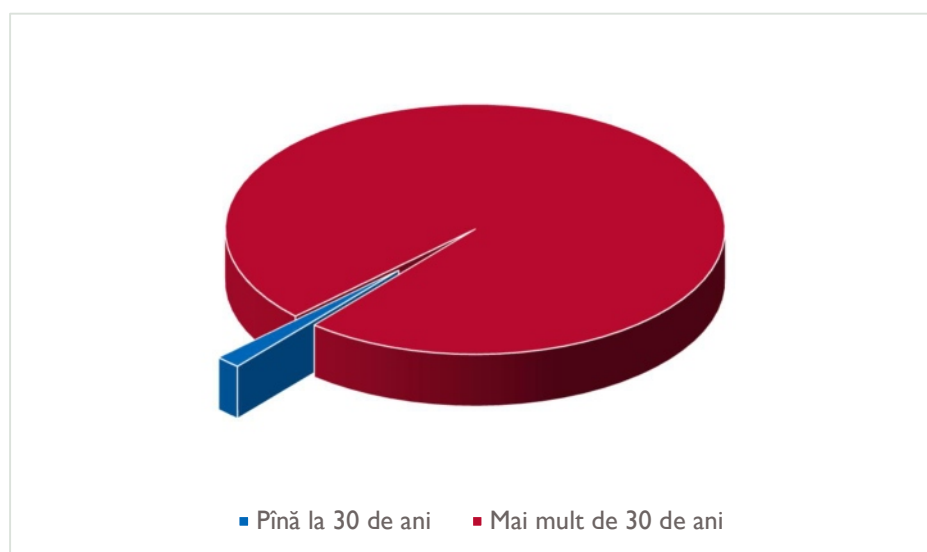


Figura 4: Duratele de funcționare ale stațiilor electrice ale Moldelectrica.

Moldelectrica administrează majoritatea transformatoarelor cu o vechime de peste 20 de ani. În ultimii zece ani, cu sprijinul instituțiilor financiare internaționale, au fost înlocuite un număr de 18 transformatoare. Deși transformatoarele existente se află într-o stare satisfăcătoare, este necesar să se înceapă înlocuirea acestora pentru a preveni uzura excesivă, care ar putea duce la defecțiuni neprevăzute în viitor.

TABELUL 3: DURATELE DE UTILIZARE ALE TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE ALE MOLDELECTRICA

NR	VÂRSTA TRANSFORMATOARELOR	NUMĂRUL TRANSFORMATOARELOR	CAPACITATEA INSTALATĂ (KVA)
1	Până la 5 ani	13	386,900
2	De la 5 la 10 ani	5	276,000
3	De la 10 la 15 ani	2	225,000
4	De la 15 la 20 ani	1	55,000
5	Mai mult de 20 ani	319	4,134,620
TOTAL		340	5,077,520

În prezent, Moldelectrica are în operare 2.524 de întrerupătoare electrice, dintre care 75 se află într-o stare nesatisfăcătoare, 29 necesită înlocuire și 37 necesită reparație capitală.

TABELUL 4: STAREA TEHNICĂ A ÎNTRERUPTOARELOR

NR	TIP	UNIT DE MĂS	TOTAL	STARE SATISFĂCĂTOARE	STARE NESATISFĂCĂTOARE	CERINȚE		
						REPARAȚIE CAPITAL	ÎNLOCUIRE	CASARE
1	Întrerupător	buc.	2,524	2,449	75	37	29	9
1.1	cu aer comprimat	buc.	0	0	0	0	0	2
1.1.1	400 kV	buc.	0	0	0	0	0	2
1.1.2	110 kV	buc.	0	0	0	0	0	0
1.2	cu ulei	buc.	1,582	1,521	61	37	22	2
1.2.1	110 kV	buc.	80	73	7	7	0	0
1.2.2	35 kV	buc.	259	249	10	6	4	0
1.2.3	10 kV	buc.	1,243	1,199	44	24	18	2
1.3	cu SF6	buc.	171	171	0	0	0	0
1.3.1	400 kV	buc.	5	5	0	0	0	0
1.3.2	330 kV	buc.	14	14	0	0	0	0

TABELUL 4: STAREA TEHNICĂ A ÎNTRERUPTOARELOR

NR	TIP	UNIT DE MĂS	TOTAL	STARE SATISFĂCĂTOARE	STARE NESATISFĂCĂTOARE	CERINȚE		
						REPARAȚIE CAPITAL	ÎNLOCUIRE	CASARE
1.3.3	110 kV	buc.	135	135	0	0	0	0
1.3.4	35 kV	buc.	17	17	0	0	0	0
1.4	cu vid	buc.	771	763	8	0	7	1
1.4.1	35 kV	buc.	43	43	0	0	0	0
1.4.2	10 kV	buc.	728	720	8	0	7	1

3.1.3 STAREA TEHNICĂ ACTUALĂ A REȚELELOR ELECTRICE

Informația generală privind liniile electrice operate de Moldelectrica este prezentată în TABELUL 5

TABELUL 5: LINII ELECTRICE AERIENE CONFORM TENSIUNI NOMINALE

NIVELUL DE TENSIUNE (KV)	LUNGIMEA (KM)
LEA	
400	203
330	377.34
110	3,336.89
Total	3,917.23
Linii radiale	
35	787.25
Total	787.25

Majoritatea liniilor electrice aeriene (LEA) sunt în funcțiune de mai mult de 30 de ani (90%). Duratele de funcționare ale LE din RET sunt prezentate în TABELUL 6.

TABELUL 6: DURATELE DE FUNCȚIONARE ALE LINIILOR ELECTRICE

NR	DURATA DE FUNCȚIONARE	LUNGIMEA LEA (TRONSON) (KM) PE NIVEL DE TENSIUNE									
		35 KV	%	110 KV	%	330 KV	%	400 KV	%	TOTAL	%
1	Până la 5 ani	24.24	3.0	141.61	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	165.9	3.5

TABELUL 6: DURATELE DE FUNCȚIONARE ALE LINIILOR ELECTRICE

NR	DURATA DE FUNCȚIONARE	LUNGIMEA LEA (TRONSON) (KM) PE NIVEL DE TENSIUNE									
		35 KV	%	110 KV	%	330 KV	%	400 KV	%	TOTAL	%
2	6-10 ani	0.0	0.0	3.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	0.1
3	11-15 ani	0.0	0.0	71.23	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	71.2	1.5
4	16-20 ani	39.73	4.9	88.09	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	127.8	2.7
5	21-25 ani	0.0	0.0	60.12	1.8	2.0	0.5	0.0	0.0	62.1	1.3
6	26-30 ani	0.0	0.0	4.53	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	0.1
7	31-35 ani	57.84	7.2	354.9	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	412.7	8.7
8	36-40 ani	158.3	19.7	596.3	17.8	0.0	0.0	0.0	0.0	754.6	15.9
9	41-45 ani	71.54	8.9	786.57	23.5	91.18	24.2	0.0	0.0	949.3	20.1
10	46-50 ani	206.91	25.7	559.04	16.7	122.38	32.4	1.2	0.6	889.5	18.8
11	> 51 ani	246.89	30.7	679.63	20.3	161.78	42.9	201.8	99.4	1,290.1	27.3
	Total	805.45	100.0	3,345.60	100.0	377.34	100.0	203.0	100.0	4,731.39	100.0

Toate liniile electrice aeriene (LEA) sunt enumerate în Anexa 1, incluzând informații despre anul de construcție, lungimea acestora, numărul de piloni defecti și tipul de conductor.

3.1.4 STAREA TEHNICĂ A SISTEMELOR PROTECȚIILOR PRIN RELEE, AUTOMATIZĂRILOR ȘI ECHIPAMENTELOR DE TELEMECANICĂ

Moldelectrica întreține aproximativ 25.835 de echipamente de protecție prin relee (PRA). Marea majoritate a acestora sunt dispozitive electromecanice. Punerea în funcțiune a dispozitivelor PRA cu relee microelectronice a început acum 33 de ani, iar cele cu microprocesoare acum 23 de ani. Ponderea dispozitivelor PRA cu microprocesoare nu este încă semnificativă, atingând aproximativ 21,79% din echipamentele de 110-330-400 kV la începutul anului 2024.

Mai mult de două treimi dintre echipamentele PRA sunt învechite și necesită înlocuire. Finanțarea insuficientă pentru reconstrucția și înlocuirea echipamentelor duce la o creștere constantă a numărului de dispozitive învechite. Analiza datelor statistice arată o creștere a numărului de cazuri în care dispozitivele PRA funcționează incorect din cauza vârstei acestora, a circuitelor secundare și a cablurilor de control.

Analiza duratei de operare a echipamentelor PRA 110-330-400 kV în filiale a arătat că aproximativ 92,16% dintre toate dispozitivele electromecanice sunt în funcțiune de mai mult de 25 de ani, dublându-se durata medie de 12,5 ani stabilită de condițiile tehnice de exploatare ale acestor dispozitive. Durata de viață a circuitelor de control și a celor de radiofrecvență montate în exterior este de 20 de ani, iar în interior au depășit semnificativ 25 de ani.

Faptul că aceste dispozitive funcționează de aproximativ 25 de ani se datorează procentului constant de funcționare corectă a acestora. Deși, conform rapoartelor statistice, procentul cazurilor în care echipamentele PRA funcționează incorect rămâne aproximativ același de la an la an, menținerea dispozitivelor electromecanice care au funcționat timp de 25 de ani sau mai mult generează creșterea

costurilor de întreținere și necesită ajustări, reparații și înlocuiri ale releelor, precum și ale cablurilor de control și de înaltă frecvență.

3.1.5 SECURITATEA CIBERNETICĂ ȘI DIGITALIZAREA

Activitatea de bază a Moldelectrica, respectiv prestarea serviciului de transport al energiei electrice în Republica Moldova, subliniază importanța asigurării unui nivel înalt de securitate cibernetică. Necesitatea rezilienței cibernetice depinde de volumul, tipul și importanța sistemelor și informațiilor cu care operează compania, precum și de efectele ce pot apărea în cazul în care aceasta nu ar mai funcționa pentru o anumită perioadă de timp. Activitatea Moldelectrica are un impact direct asupra securității energetice a Moldovei, ceea ce impune ca securitatea cibernetică să fie o prioritate pentru companie.

Într-o companie energetică precum Moldelectrica, securitatea cibernetică este esențială pentru protejarea infrastructurii critice, asigurarea stabilității economice, menținerea standardelor de mediu și siguranță, protejarea datelor sensibile, susținerea securității naționale și respectarea actelor normative și de reglementare. Investițiile în măsuri robuste de securitate cibernetică nu sunt doar o necesitate pentru afaceri, ci și o problemă de siguranță publică și securitate națională.

Protejarea activelor critice este esențială pentru securitatea națională, din perspectiva protecției datelor (stocarea unor cantități mari de date sensibile, inclusiv informații despre clienți, tehnologie proprie și date operaționale), preocupărilor legate de mediu și siguranță (în cazul în care o breșă de securitate afectează sistemele de control pentru producția sau distribuția energiei electrice, acest lucru ar putea duce la daune ecologice sau condiții nesigure, punând în pericol sănătatea publică și siguranța), impactul economic (pierderi financiare semnificative din cauza perioadelor îndelungate de nefuncționare, amenzi etc.) și protejarea infrastructurii critice (atacurile cibernetice pot duce la întreruperi de energie electrică, întreruperi în distribuția energiei, afectând atât economia, cât și siguranța publică).

În prezent, cerințele pentru securitatea cibernetică pot fi împărțite în trei piloni principali:

- Implementarea proceselor și procedurilor legate de sistemul de management al securității cibernetice;
- Capacitatea de răspuns la incidentele cibernetice;
- Aplicarea celor mai bune practici în domeniul securității cibernetice legate de configurarea, întreținerea, continuitatea și securitatea sistemelor de informații și rețelelor de telecomunicații.

Prima cerință constă în gestionarea și controlul implementării sistemului de management al securității cibernetice. De asemenea, este necesar să se dezvolte un set de documente care să susțină sistemul de management al securității cibernetice al companiei: politica de securitate cibernetică a companiei, registrul resurselor informaționale, planurile de continuitate pentru resursele informaționale, ghidurile și normele referitoare la utilizarea serviciilor IT în cadrul organizației. Aceste documente vor descrie procesele specifice companiei în legătură cu resursele IT și vor ajuta conducerea și personalul Moldelectrica să urmeze cele mai bune practici în gestionarea și asigurarea continuității resurselor IT, precum și în susținerea utilizatorilor de resurse IT.

Capacitatea companiei de a răspunde la incidentele cibernetice se află într-o fază incipientă de maturitate, din cauza lipsei implementării sistemului de management al securității cibernetice și a personalului IT insuficient. Moldelectrica nu dispune suficient de personal IT în cazul unui incident cibernetic.

Alte măsuri importante care necesită a fi implementate sunt:

- Echiparea sălilor de servere: Este necesar să se asigure săli de servere care să îndeplinească cerințele minime privind securitatea fizică, protecția împotriva incendiilor, ventilația etc., inclusiv necesitatea de reabilitare a încăperii.
- Reorganizarea rețelei de telecomunicații: Aceasta implică instalarea fizică a unei rețele de telecomunicații complet noi (sistem de cabluri, echipamente active), pe baza unui plan fizic și topologic care să respecte cerințele de securitate cibernetică.
- Îmbunătățirea securității fizice a sediului: Aceasta este esențială pentru protecția securității informațiilor, având în vedere interdependența dintre securitatea fizică și securitatea cibernetică.
- Aplicarea celor mai bune practici pentru configurarea și gestionarea sistemelor informaționale.

3.1.6 INTERCONECTAREA SISTEMELOR

Interconexiunea dintre SEE al Republicii Moldova cu cel al României este realizată prin linii electrice 110 kV și 400 kV. Lista interconexiunilor este prezentată în TABELUL 7.

TABELUL 7: LINIILE ELECTRICE AERIENE (LEA) DE INTERCONEXIUNE CU SEE AL ROMÂNIEI

TENSIUNEA NOMINALĂ	DENUMIREA LEA
400 kV	Vulcănești - Isaccea
110 kV	Costesti - Stînca
110 kV	Ungheni - Țuțora
110 kV	Cioara - Huși
110 kV	Gotești - Fălciu

TABELUL 8 prezintă toate interconexiunile cu Ucraina. Aceste interconexiuni sunt realizate prin Linii Electrice Aeriene (LEA) de 330 kV și 110 kV.

TABELUL 8: LINIILE ELECTRICE AERIENE (LEA) DE INTERCONEXIUNE CU SEE AL UCRAINEI

TENSIUNEA NOMINALĂ	DENUMIREA LEA
330 kV	CERS Moldovenească - Novoodescaia
330 kV	CERS Moldovenească - Usatovo
330 kV	CERS Moldovenească - Podoliscaia
330 kV	CERS Moldovenească - Arțiz
330 kV	Podoliscaia - Rîbnița 1
330 kV	Podoliscaia - Rîbnița 2
330 kV	Bălți - CHE Dnestrovsk
110 kV	CERS Moldovenească - Beleaevka
110 kV	CERS Moldovenească - Razdelinaia
110 kV	CERS Moldovenească - Starokazacie

TABELUL 8: LINIILE ELECTRICE AERIE (LEA) DE INTERCONEXIUNE CU SEE AL UCRAINEI

TENSIUNEA NOMINALĂ	DENUMIREA LEA
110 kV	Vasilievka- Kr. Ocnî
110 kV	Vulcănești - Bolgrad 1
110 kV	Vulcănești - Bolgrad 2
110 kV	Vulcănești - Bolgrad 3
110 kV	UZ Briceni - CHE Dnestrovsk
110 kV	Ocnîța - Șahtî
110 kV	Otaci - Nemia
110 kV	Larga - Nelipovți
110 kV	Poroghi - Soroca
35 kV	Etulia - Nagornaia
10 kV	Mămăliga - Criva

3.2 PROVOCĂRILE ACTUALE ALE REȚELEI DE TRANSPORT

Trecerea la modelul pieței de energie electrică european reprezintă o provocare inclusiv pentru OST. Deși Moldelectrica este pregătit să facă față provocărilor legate de planificarea și operarea sistemului electroenergetic într-o piață liberalizată și concurențială, este esențial ca acest mod de operare să fie adoptat și de toți actorii implicați. Integrarea surselor de energie regenerabilă (SER) se așteaptă să aducă schimbări fundamentale în practicile de planificare și operare a sistemului energetic din Republica Moldova. Natura intermitentă a acestor surse necesită prognoze precise și reacții rapide din partea operatorilor de sistem.

În ultimii ani, cererea pentru surse de energie regenerabilă a crescut considerabil, ceea ce a generat un număr semnificativ de cereri de racordare în diferite regiuni. Cu toate acestea, capacitatea netă de transport a rețelelor de a integra puterea suplimentară produsă de sursele regenerabile riscă să devină o barieră în calea dezvoltării de mai departe a sectorului electroenergetic. Multe dintre aceste cereri sunt localizate în zone în care o parte din liniile de transport sau o linie întreagă de tranzit sunt echipate cu conductori cu secțiune de 120 mm. Având în vedere avizele de racordare deja eliberate și lipsa capacității de transport necesare pentru a satisface cererilor solicitanților, integrarea suplimentară a surselor de generare în aceste zone este limitată din punct de vedere tehnic. Acest lucru se datorează faptului că, conform regimurilor N-1 și N-1-1, se înregistrează o suprasolicitare a liniilor electrice aeriene (LEA) de 110 kV, provocată de secțiunile cu conductori de tip AC-120.

Reconstruirea secțiunilor de linii cu conductor AC-120 va spori capacitatea nu doar a acestor linii, ci și a întregii rețele de tranzit, care este formată din mai multe linii. De exemplu, reconstrucția LEA 110 kV Chișcăreni-Coșcodeni și a unei părți din LEA 110 kV Coșcodeni-Sipotenii, pe o lungime de 37,3 km, va crește capacitatea rutei de tranzit CET Nord-Chișcăreni-Coșcodeni-Cornești-Sipotenii-Călărași-Bucovăț-Strășeni, cu o lungime de 134,6 km. Succesul acestei inițiative nu doar că va facilita integrarea surselor de

energie regenerabilă, dar va contribui și la îmbunătățirea rezilienței și eficienței generale ale sistemului de transport al energiei electrice din regiune.

În contextul dezvoltării recente a infrastructurii energetice, Moldelectrica trebuie să îmbunătățească capacitatea și fiabilitatea stațiilor sale electrice. Integrarea noilor surse de generare distribuită din energie regenerabilă afectează integritatea operațională a rețelei electrice, mai ales în regimurile de funcționare N-1 și N-1-1. Pentru a răspunde acestor provocări, Moldelectrica este nevoită să înlocuiască transformatoarele din stațiile electrice Biliceni, Ulmu și Stația de Purificare; să înlocuiască un transformator 1T la SE Purcari (10 MVA) și Ungheni (16 MVA), precum și să instaleze un transformator suplimentar la SE Călărășeuca și Taraclia Nord.

Datorită surselor regenerabile de energie distribuite până la sfârșitul anului 2024, se estimează că puterea totală injectată la stația Biliceni 110/10 kV va depăși puterea instalată transformatoarelor, egală cu 6,3 MW, creând riscul supraîncărcării unuia dintre transformatoare în regimul deconectării celui de-al doilea transformator. Pe lângă aceasta, există proiecte de generare SRE cu o capacitate totală de 5,95 MW incluse în lista de așteptare pentru racordare la această stație. Prin urmare, este rezonabil de considerat înlocuirea ambelor transformatoare de la stația de 110/10 kV Biliceni [6,3 MVA] nu cu cele de 10 MVA, ci cu 16 MVA, sau cel puțin cu 12 MVA, deși, chiar și în acest caz, nu toate generatoarele de pe lista de așteptare ar putea primi avize de racordare.

O situație similară există și cu stația electrică Călărășeuca 110/10 kV. La sfârșitul anului 2024, datorită surselor distribuite de generare a energiei regenerabile, un total de 4 MW este injectat prin transformatorul unic de 6,3 MVA. Surse de generare cu o capacitate totală de 2,295 MW au primit avize de racordare, în timp ce proiecte cu o capacitate totală de 9,96 MW sunt în așteptarea obținerii unui aviz de racordare. În acest caz, pentru a face posibilă racordarea proiectelor planificate, este necesară nu numai instalarea unui transformator suplimentar, mai puternic 2T la stația Călărășeuca 110/10 kV, comparativ cu transformatorul existent actual, ci și înlocuirea transformatorului existent. Pentru montarea generatoarelor din lista de așteptare la stația 110/10 kV Călărășeuca, ambele transformatoare trebuie să fie de minim 16 MVA.

Pentru stația electrică Taraclia Nord 110/35/10 kV, este necesară instalarea unui al doilea transformator cu o capacitate mai mare [16 MVA] decât cea a transformatorului existent (10 MVA), deoarece această regiune este solicitată pentru dezvoltarea generării de energie regenerabilă (SRE). La sfârșitul anului 2024, la această stație urmează a fi racordate unități de generare cu o capacitate totală de 7,55 MW. În plus, din cauza limitării capacității de suprasarcină a transformatorului Taraclia Nord, în prezent nu este posibilă racordarea unor proiecte cu o capacitate totală de 14,870 MW care așteaptă să fie conectate la stațiile de 35/10 kV. Cu toate acestea, în regim N-1-1, prin linia de 35 kV Căinari, toată această energie ar putea fi furnizată către Taraclia Nord. Montarea unui al doilea transformator cu capacitatea de 16 MVA, cu condiția ca linia de 35 kV Căinari să fie conectată la al doilea transformator (16 MVA) din noua schemă, iar linia de 35 kV Mihailovca să rămână conectată la primul transformator (10 MVA), ar face posibilă conectarea generatoarelor de pe lista de așteptare din această regiune, fără a fi necesară înlocuirea transformatorului existent cu unul de capacitate mai mare.

Sistemul energetic al Moldovei prezintă o capacitate redusă de a face față fluctuațiilor între producție și consum din cauza inflexibilității surselor de generare. Această situație pune în pericol stabilitatea operațională a sistemului energetic național. Moldova nu dispune de rezervele operaționale necesare pentru a îndeplini standardele ENTSO-E privind reglajul frecvență-putere (LFC) și alte servicii auxiliare esențiale pentru un OST din Zona Sincronă a Europei Continentale (CESA).

Având în vedere că infrastructura energetică a Moldovei datează din anii 1950 și a fost dezvoltată intensiv până în anii 1990, Moldelectrica se confruntă cu degradarea fizică și tehnologică a 60-70% din echipamentele instalate în rețea, multe dintre acestea fiind în uz de peste 40 de ani. În acest context, Moldelectrica alocă anual o parte din bugetul companiei pentru renovarea echipamentelor învechite.

O primă încercare semnificativă de modernizare a fost realizată prin Proiectul Energetic II (finanțat de Banca Mondială), care a inclus modernizarea echipamentelor de la stațiile electrice 330 kV (instalațiile de distribuție 330 kV), reabilitarea completă a unei stații electrice de 110 kV și reabilitarea unor linii electrice aeriene de înaltă tensiune. O altă reconstrucție majoră este în derulare prin Proiectul de Reabilitare a Rețelei de Transport Moldelectrica, care presupune reconstruirea a 128 km de linii electrice aeriene 110 kV, înlocuirea a 15 transformatoare, schimbarea a 90 de întrerupătoare de 110 kV (inclusiv transformatoare de curent și întrerupătoare de circuit aferente conexiunilor reabilite), reconstruirea a două stații electrice de 110 kV și înlocuirea a 14 instalații de distribuție 10 kV.

Bugetul alocat pentru reconstrucție și modernizare din surse proprii nu este suficient pentru a acoperi modernizarea completă a echipamentelor aflate în stare nesatisfăcătoare. Una dintre cele mai mari provocări rămâne înlocuirea transformatoarelor și autotransformatoarelor, având în vedere costurile semnificative implicate.

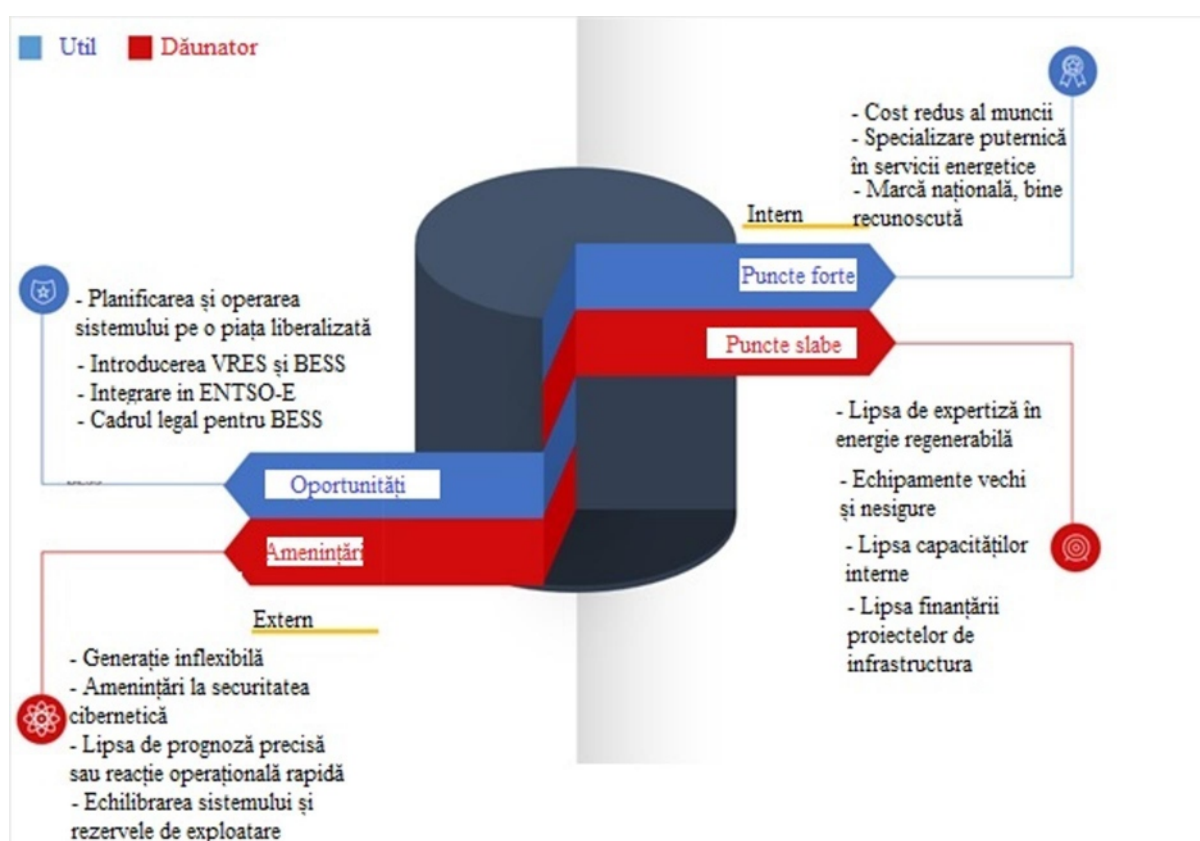


Figura 5: Analiza SWOT a rețelilor electrice de transport

3.3 DEZVOLTARE SISTEMULUI DE TRANSPORT DIN ULTIMII CINCI ANI

În ultimii ani, următoarele SE au fost parțial reconstruite [cu excepția transformatoarelor, majoritatea echipamentelor fiind înlocuite]:

- Chișinău 330/110/35 kV
- Strășeni 330/110/10 kV
- Bălți 330/110/10 kV
- Vulcănești 400/110/35 kV
- Anenii Noi 110/35/10 kV
- Otaci 110/10 kV

De asemenea, următoarele SE sunt în proces de reconstrucție:

- Căușeni 110/35/10 kV
- Chișinău 330/110/35 kV
- Vulcănești 400/110/35 kV

Liniile electrice aeriene sunt reabilitate anual, pe baza deficiențelor identificate. Reconstrucția acestora s-a realizat în mare parte cu ajutorul instituțiilor financiare internaționale (IFI); de exemplu, între anii 2016–2019, au fost reconstruiți aproximativ 128 km de linii de 110 kV. De asemenea, unele porțiuni mai mici de linii sunt reconstruite anual, în funcție de bugetul disponibil.

Mai multe informații privind performanța generală a sistemului energetic, pe baza funcționării rețelei actuale, sunt prezentate în Capitolul 7.

3.4 PROIECTE ÎN DERULARE ÎN SISTEMUL DE TRANSPORT AL ENERGIEI

Proiectele aflate în derulare la Moldelectrica, împreună cu planurile și obiectivele acestora privind extinderea și reabilitarea sistemului de transport, sunt prezentate mai jos.

Până în decembrie 2025:

- **Construirea LEA de 400 kV Vulcănești–Chișinău și extinderea SE Chișinău și Vulcănești.** Acest proiect va sprijini consolidarea rețelei internă de transport, permițând o operare eficientă a interconexiunii transfrontaliere dintre Republica Moldova și România. O componentă a proiectului prevede finanțarea construirii unei noi linii electrice aeriene 400 kV, circuit unic, între Vulcănești și Chișinău, cu o lungime de aproximativ 158 km. Configurația cu circuit unic și capacitatea conductorului de 900 MW sunt confirmate ca fiind suficiente pentru atingerea obiectivelor de fiabilitate și capacitate necesare. Proiectul presupune conectarea noii linii electrice aeriene 400 kV la stațiile electrice Vulcănești și Chișinău.

Proiectul este completat de modernizarea stației electrice 330 kV Chișinău și extinderea stației electrice 400 kV Vulcănești. Aceste lucrări sunt esențiale pentru asigurarea integrării noii linii electrice aeriene 400 kV. Pentru a permite racordarea noii linii la stația electrică Chișinău, care nu dispune de un nivel de 400 kV, vor fi instalate trei autotransformatoare monofazate 400/330 kV, cu o capacitate instalată de 210 MVA fiecare (630 MVA în total), în cadrul zonei existente a stației electrice. De asemenea, vor fi instalate un nou sistem de bare 400 kV, extinderea barelor 330 kV, echipamente de comutare 400/330 kV și dispozitive de control și protecție. Având în vedere că stația electrică Vulcănești dispune deja de un nivel de tensiune 400 kV, modificările necesare în acest caz sunt mai puțin ample comparativ cu stația Chișinău. În cadrul acesteia, se va instala un nou sistem de bare de 400 kV și echipamentele de comutare corespunzătoare, într-un spațiu liber din zona stației electrice. Costul estimat al acestui proiect este de 1.096 miliarde MDL.

Până în decembrie 2028:

- **Noua interconexiune LEA 400 kV Bălți-Suceava (RO), inclusiv o nouă SE 400/330 kV la Bălți și extinderea SE Bălți 330 kV.** Noua interconexiune între Bălți (în Republica Moldova) și Suceava (în România), menționată în Strategia Energetică a Republicii Moldova 2030, are drept scop creșterea capacității transfrontaliere cu România prin punerea în funcțiune a unei noi interconexiune. Noua interconexiune și consolidările planificate ale rețelei interne (inclusiv linia 400 kV Suceava-Gădălin pe partea română) vor contribui la creșterea capacității de transport cu România cu până la aproximativ 400 MW și vor permite Moldovei să beneficieze de potențialul competitiv al energiei regenerabile din România și să îmbunătățească securitatea aprovizionării cu energie electrică. Costul estimat al acestui proiect este de 736 milioane MDL, incluzând următoarele elemente:
 - Linia electrică aeriană de 400 kV Bălți-Suceava, cu aproximativ 48 km pe teritoriul Moldovei (din lungimea totală de aproximativ 135 km);
 - Stație electrică de 400/330 kV nouă la Bălți și modificarea stației electrice existente 330/110/10,5 kV Bălți.

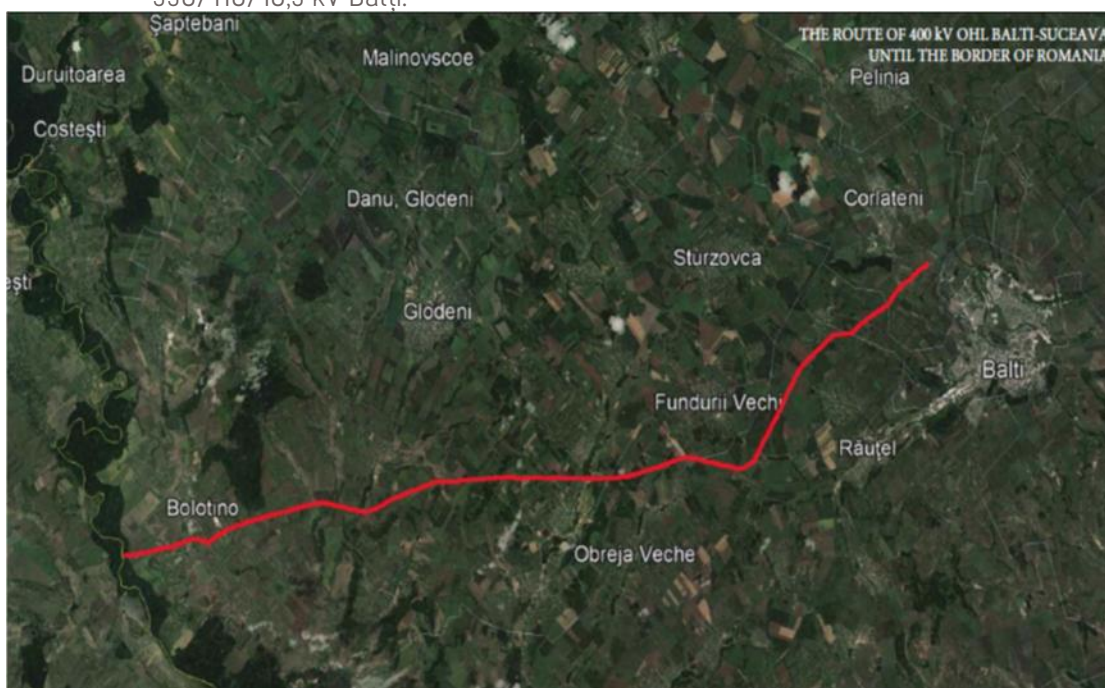


Figura 6: Traseul LEA 400 kV Bălți-Suceava pe teritoriul Republicii Moldova.

Până în decembrie 2032:

- **Noua interconexiune LEA 400 kV între Strășeni și Gutinaș (România), cu extinderea SE Strășeni și instalarea unui nou nivel de tensiune de 400 kV.** Acest proiect prevede construirea unei noi linii electrice aeriene 400 kV între stația electrică Strășeni (Moldova) și stația electrică Gutinaș (România), precum și reconstrucția stației electrice existente de 330 kV Strășeni (inclusiv instalarea unor sisteme de bare colectoare 400 kV și două autotransformatoare 400/300 kV, de 630 MVA fiecare). Lungimea totală a LEA este de aproximativ 220 km, din care aproximativ 100 km pe teritoriul Moldovei. Valoarea estimată a acestei investiții este de 1,600 miliarde MDL.

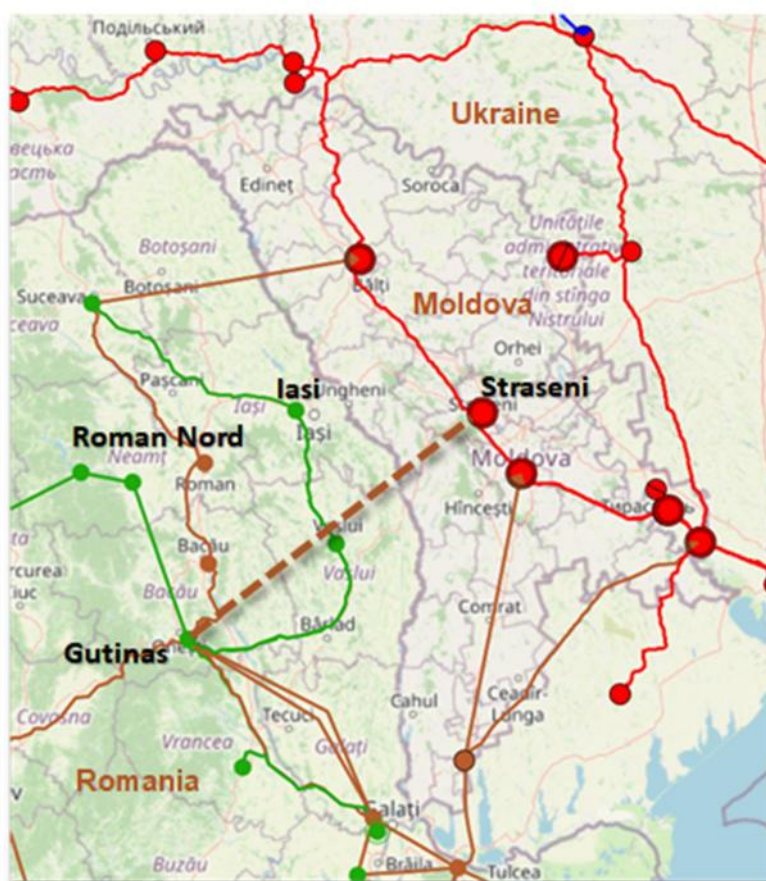


Figura 7: Proiectul LEA de 400 kV Strășeni-Gutinas [R0]

Mai jos este prezentată o scurtă cronologie a proiectelor de infrastructură și reabilitare a rețelei, în derulare și planificate, pentru a oferi o viziune clară asupra dezvoltărilor anticipate în rețeaua de transport a energiei electrice din Moldova.

Până la sfârșitul anului 2024:

- Reabilitarea SE Otaci 110/10 kV
- Reabilitarea SE Chișinău 330/110/10 kV (nivelul 35 kV)
- Reabilitarea SE Vulcănești 400/110/35 kV (o celulă de 400 kV)

Până la sfârșitul anului 2025:

- Reabilitarea SE Căușeni 110/35/10 kV

Până la sfârșitul anului 2026:

- Reabilitarea mai multor SE, în baza unui nou proiect finanțat de BERD/BEI/UE, pentru înlocuirea separatoarelor automate cu întrerupătoare (proiectul nu a fost încă demarat).

3.5 MIXUL ENERGETIC

Datele cheie referitoare la mixul de producție de energie electrică al Republicii Moldova sunt prezentate în Tabelul 9. Capacitatea de producție disponibilă în sistemul electroenergetic din Moldova a fost de 2.090,25 MW în 2023, fiind în principal constituită din centrale termice.

TABELUL 9: MIXUL ENERGETIC, 2023

CENTRALA ELECTRICĂ (DENUMIRE)	PUNEREA ÎN FUNCȚIUNE (AN)	ANUL PLANIFICAT AL SCOATERII DIN FUNCȚIUNE (AN)	RESURSA (TIP)	TEHNOLOGIA RESURSEI (TIP)	COMBUSTIB ILUL PRIMAR (TIP)	NR. DE UNITAȚI	CAPACITATEA INSTALATĂ (MW)	CAPACITATEA DISPONIBILĂ (MW)	PRODUCȚIA ANUALĂ DE ENERGIE ELECTRICĂ	
									[GWH]	[%]
MGRES (G1-G8)	1964-1982		Termică	Abur	Cărbune	8	1,600	600	3,446	74.46
MGRES (G9-G12)			Termică	Abur	Gaze naturale	4	920	920		
CET-1 Chișinău	1951-1961	2025	Termică	Aburi	Gaze naturale	5	66	56	588.45	12.72
CET-2 Chișinău	1976-1980		Termică	Aburi	Gaze naturale	3	276	276		
CET Nord	1956-1970	2030	Termică	Aburi [2] Gas motor [4]	Gaze naturale	6	37.2	37.2	83.6	1.81
CEH Costești	1978		Hidro	Fluviu	Apă	1	16	16	41.2	0.89
CHE mici			Hidro	Fluviu	Apă	1	0.25	0.25		
CHE Dubăsari	1954-1966		Hidro	Fluviu	Apă	4	48	48	261	5.64
Centrale fotovoltaice			Solară	Fotovoltaic	Solară		30.3	30.3	30.3	0.65
PV Distribuite (Net Metering)			Solară	Fotovoltaic	Solară		60	60	11.5	0.25
Centrale eoliene			Eoliană	Eoliană	Eoliană		31.2	31.2	142.37	3.08
Centrale pe biogaz			Termică	Aburi	Biogaz		15.3	15.3	23.5	0.51

3.6 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Tranziția Republicii Moldova către o piață liberalizată a energiei electrice se confruntă cu provocări inerente, în special în etapele sale inițiale. Deși operatorul de sistem de transport (OST) demonstrează capacitatea de a răspunde cerințelor de planificare și operare în cadrul unei piețe liberalizate, este imperativ ca această cultură să fie extinsă la toți actorii relevanți pentru a asigura o tranziție eficientă și durabilă.

Integrarea capacităților sporite a surselor regenerabile de energie (SRE) va genera schimbări semnificative în practicile de planificare și operare ale sistemului energetic. Caracterul intermitent al SRE impune îmbunătățirea prognozelor și implementarea unor reacții operaționale mai rapide. În prezent, sistemul energetic al Moldovei, caracterizat printr-o flotă de centrale inflexibile, nu poate gestiona fluctuațiile dintre producție și consum, ceea ce pune în pericol stabilitatea operațională a sistemului electroenergetic.

Un alt aspect critic îl reprezintă lipsa rezervelor operaționale necesare pentru a respecta standardele ENTSO-E în ceea ce privește controlul frecvenței de sarcină (LFC) și alte servicii auxiliare. Această deficiență trebuie remediată pentru a asigura funcționarea fiabilă și sigură a rețelei electrice.

În ceea ce privește infrastructura, peste 90% dintre liniile electrice aeriene (LEA) din sistemul energetic național sunt în exploatare de mai bine de 30 de ani. Moldelectrica administrează 2.524 de întrerupătoare, dintre care 75 sunt într-o stare tehnică nesatisfăcătoare, 29 necesită înlocuire, iar 37 necesită reparații capitale. De asemenea, un număr semnificativ de transformatoare sunt în funcțiune de peste 20 de ani, ceea ce crește riscul unor defecțiuni neprevăzute cauzate de uzură.

Deși, în ultimii zece ani, au fost înlocuite 18 transformatoare cu sprijinul instituțiilor financiare internaționale, ritmul actual al înlocuirilor nu este suficient pentru a acoperi necesitățile critice ale sistemului. Este necesară accelerarea modernizării echipamentelor pentru a evita problemele de fiabilitate și pentru a asigura o capacitate de transport adecvată cerințelor viitoare.

Moldelectrica va trebui, de asemenea, să abordeze problema liniilor electrice aeriene (LEA) uzate, ceea ce necesită reabilitări extinse pentru a alinia infrastructura actuală la condițiile climatice în schimbare și la creșterea sarcinii pe rețeaua de transport.

Republica Moldova a făcut progrese semnificative în modernizare, în special prin Proiectul II de Energie finanțat de Banca Mondială și prin Proiectul de Reabilitare a Rețelei de Transport Moldelectrica. Aceste proiecte au modernizat stațiile electrice, întrerupătoarele și liniile electrice aeriene. Totuși, amplitudinea acestor eforturi este insuficientă, în special deoarece infrastructura învechită continuă să reprezinte o amenințare pentru fiabilitatea sistemului. Noul proiect de Reabilitare a Rețelei de Transport, planificat să înceapă în 2025, va aborda unele probleme legate de echipamentele învechite, inclusiv înlocuirea echipamentelor de protecție prin relee asociate echipamentelor schimbate în peste 100 de stații electrice.

În pofida investițiilor în curs, bugetul Moldelectrica din surse interne rămâne insuficient pentru a aborda pe deplin problema infrastructurii învechite. Costul ridicat al înlocuirii transformatoarelor și autotransformatoarelor reprezintă o provocare semnificativă. Se va menține necesitatea dependenței de finanțarea internațională și de noi investiții pentru a realiza o modernizare cuprinzătoare.

Aceste concluzii subliniază nevoia de investiții crescute în modernizarea infrastructurii, împreună cu o planificare strategică pentru a răspunde cerințelor energetice viitoare și pentru integrarea surselor regenerabile de energie, asigurând că sistemul energetic al Moldovei rămâne stabil și eficient.

4 CEREREA DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI PROGNOZA SARCINII

Prognoza consumului de energie electrică din cadrul Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani a fost realizată utilizând o abordare de tip „de sus în jos” (top-down).

Tendențele istorice ale consumului brut, declinul demografic și creșterea produsului intern brut (PIB) au constituit fundamentul pentru estimarea fluxurilor de energie electrică transportate în următorii zece ani. Vârfurile de sarcină, identificate pe baza seriilor de timp istorice ale sarcinilor orare, au fost utilizate pentru a prognoza creșterea corespunzătoare a sarcinilor maxime.

Analiza include trei scenarii de creștere a cererii de energie electrică, bazate pe diferite ipoteze de evoluție a PIB:

- Scenariul de creștere redusă a PIB-ului [o creștere anuală de 2%]
- Scenariul de creștere de bază a PIB-ului [o creștere anuală de 3,5%, conform ipotezelor incluse în PNIEC]
- Scenariul de creștere înaltă a PIB-ului [o creștere anuală de 5%]

4.1 ANALIZA NIVELULUI DE CORELAȚIE ÎNTRE GRUPURILE INDIVIDUALE DE DATE

Formarea unor modele adecvate pentru prognoza consumului de energie al utilizatorilor rețelei de transport și a cerințelor acestora [premisă esențială pentru dezvoltarea unui model potențial al rețelei de transport] presupune evaluarea nivelului de corelație dintre anumite seturi de date istorice. Un model de prognoză fiabil depinde de datele statistice și de funcțiile obiectiv care explică influența unei valori de alt parametru.

Nivelul de corelație este determinat prin coeficientul de corelație Pearson, care reprezintă raportul dintre covarianța celor două variabile și produsul deviațiilor lor standard. Acest coeficient măsoară gradul de corelație liniară între două seturi de date. În termeni simpli, coeficientul Pearson cuantifică efectul modificării unei variabile asupra celeilalte.

Formula coeficientului de corelație Pearson pentru variabilele x și y (de exemplu, anul și consumul de energie) este următoarea:

$$r = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

unde:

σ_{xy} - reprezintă covarianța

σ_x și σ_y - sunt deviațiile standard ale variabilelor x și y , calculate după formulele:

$$\sigma_{xy} = \frac{\sum x * y}{n} - \frac{\sum x}{n} \cdot \frac{\sum y}{n}$$
$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum x^2}{n} - \left(\frac{\sum x}{n}\right)^2}$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\Sigma y^2}{n} - \left(\frac{\Sigma y}{n}\right)^2}$$

Coeficientul de determinare r^2 se obține prin ridicarea la pătrat a coeficientului de corelație. În mod obișnuit, valorile absolute ale coeficientului de corelație care depășesc 0,7 (echivalent cu un coeficient de determinare mai mare de 0,5) indică o legătură puternică între cele două variabile. Cu toate acestea, în analiza prognozei consumului de energie electrică, o corelație puternică este considerată atunci când coeficientul de corelație are o valoare absolută peste 0,9 [coeficient de determinare mai mare de 0,81], iar o corelație semnificativă se definește printr-o valoare absolută a coeficientului de corelație peste 0,8 [coeficient de determinare mai mare de 0,64].

Pe lângă stabilirea unei corelații puternice între două variabile, este esențial să se identifice o explicație logică și rațională pentru acest fenomen. O astfel de explicație oferă un nivel suplimentar de certitudine în modelarea evoluției viitoare a unei variabile, a cărei valoare este prognozată pe baza unei variabile independente, a cărei valoare poate fi doar presupusă pentru viitor. Având în vedere numărul și complexitatea factorilor care influențează relația dintre două variabile, acest lucru nu este întotdeauna posibil. În astfel de cazuri, relația observată reprezintă o legătură pur statistică între cele două variabile, incluzând numeroși factori legați de evoluția lor istorică. În toate situațiile în care dependența dintre variabile este analizată pentru a forma o prognoză a consumului, coeficientul de corelație pentru dependența liniară este determinat mai întâi, servind drept instrument principal pentru a observa gradul de dispersie al valorilor variabilei dependente. În cazul în care se identifică un anumit nivel de corelație, se utilizează diferite funcții de extrapolare (pe lângă extrapolarea liniară, funcțiile logaritmice, exponențiale, de putere sau cele pătratice pot fi de asemenea utile), iar pentru fiecare funcție se determină gradul de corelație. Funcția care extrapolează cel mai bine comportamentul trecut poate fi utilizată pentru a prognoza evoluțiile viitoare.

4.2 EVOLUȚIA TENDINȚEI CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ PER CAP DE LOCUITOR

Unul dintre principalii parametri care determină modificările consumului de energie electrică este evoluția consumului de energie electrică pe cap de locuitor (per capita). Pe baza datelor istorice disponibile, a fost posibilă realizarea unei prognoze adecvate pentru consumul de energie electrică per capita pe malul drept al râului Nistru și la nivelul întregului teritoriu al RM. Consumul per capita nu a fost prognozat pentru malul stâng al râului Nistru, deoarece curba istorică a consumului per capita a avut un coeficient de determinare scăzut.

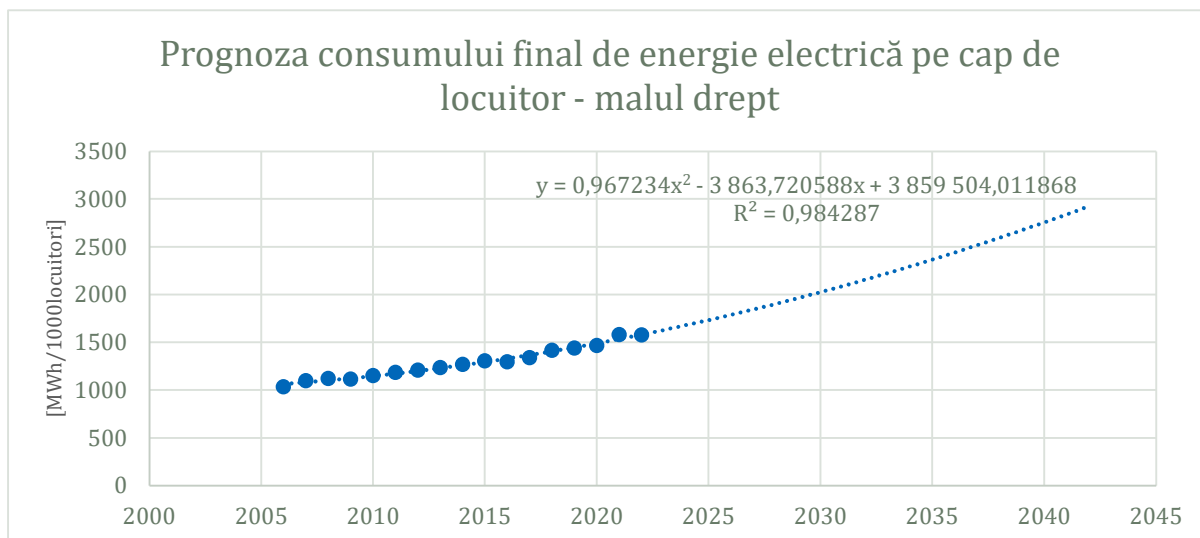


Figura 8 Evoluția tendinței consumului per cap de locuitor pe malul drept al râului Nistru

Figura 8 ilustrează tendințele de creștere a consumului per capita pe malul drept al râului Nistru. Proгноza tendințelor viitoare pentru perioada 2024-2033 a fost realizată folosind o funcție pătratică. Datele statistice referitoare la numărul de locuitori au fost preluate din baza de date a Fondului Monetar Internațional, World Economic Outlook, aprilie 2022 [pentru perioada 2006-2013] și din rapoartele Biroului Național de Statistică [pentru perioada 2014-2022]. Datele statistice privind consumul anual de energie electrică au fost extrase din Raportul privind activitatea ANRE 20221.

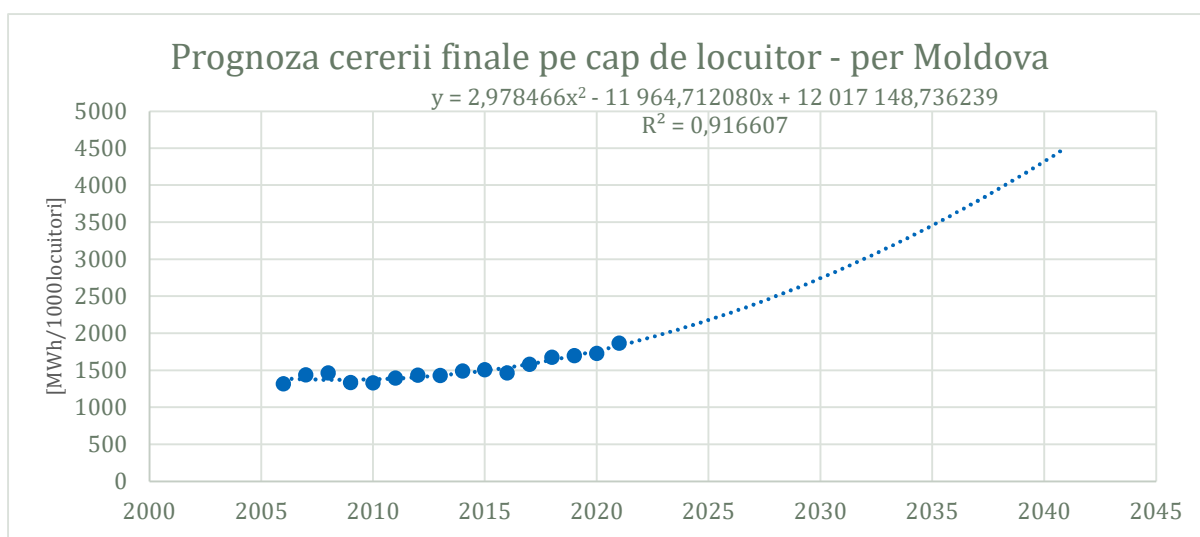


Figura 9 Evoluția tendinței consumului per cap de locuitor pe întreg teritoriul RM

Figura 9 reflectă tendințele semnificative de creștere a consumului de energie electrică per capita la nivel național. Proгноza tendințelor viitoare pentru perioada 2022-2033 a fost realizată utilizând o funcție pătratică, având în vedere că datele istorice sunt disponibile până în 2021.

¹ Raportul privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în 2022, pagina 22, Figura 3. <https://anre.md/raport-de-activitate-3-10>

TABELUL 10: EVOLUȚIA TENDINȚEI CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ PER CAP DE LOCUITOR ÎN MOLDOVA

ANUL	CONSUMUL FINAL PER CAPITA - MALUL DREPT AL NISTRULUI (MWH/1,000 LOCUITORI)	CONSUMUL FINAL PER CAPITA - ÎNTREG TERITORIUL RM (MWH/1,000 LOCUITORI)
2006	1,034	1,318
2007	1,098	1,437
2008	1,123	1,463
2009	1,116	1,333
2010	1,153	1,329
2011	1,187	1,394
2012	1,211	1,436
2013	1,237	1,430
2014	1,271	1,491
2015	1,306	1,509
2016	1,298	1,464
2017	1,341	1,583
2018	1,416	1,676
2019	1,439	1,698
2020	1,466	1,730
2021	1,582	1,866
2022	1,579	1,912
2023	1,630	1,995
2024	1,680	2,084
2025	1,733	2,179
2026	1,787	2,280
2027	1,844	2,387
2028	1,902	2,500
2029	1,963	2,619
2030	2,025	2,744
2031	2,089	2,875
2032	2,155	3,012
2033	2,223	3,155

4.3 TENDINȚELE EVOLUȚIEI PIB-ULUI

Pe lângă numărul populației, economia reprezintă al doilea factor principal în prognoza cererii de energie electrică. Există mai multe moduri de a prezenta evoluția economică în termeni cantitativi, însă cea mai larg utilizată este măsurarea prin Produsul Intern Brut (PIB) exprimat în milioane USD curente. Este bine cunoscut faptul că există o corelație semnificativă între consumul de energie electrică și creșterea PIB-ului.

Pe baza datelor istorice disponibile, mai jos este prezentată prognoza tendințelor PIB-ului atât pentru malul drept al râului Nistru, cât și pentru întreg teritoriul RM. Creșterea PIB-ului nu a fost prognozată pentru malul stâng al Nistrului, având în vedere valoarea scăzută a coeficientului de determinare al curbei istorice a PIB-ului.

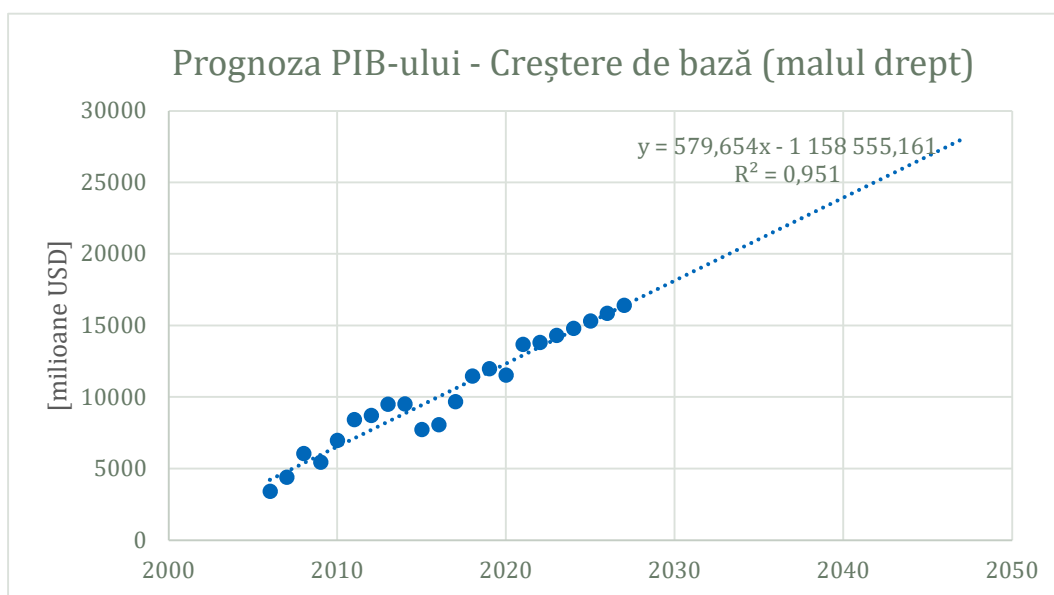


Figura 10 Tendințele de evoluție a PIB-ului pe malul drept al râului Nistrului.

Figura 10 ilustrează tendințele de creștere a PIB-ului pe malul drept al Nistrului. Pentru prognoza tendințelor viitoare în perioada 2023-2033, s-a utilizat o funcție liniară [datele statistice au fost preluate din baza de date a Fondului Monetar Internațional, World Economic Outlook, aprilie 2022, cu datele pentru perioada 2006-2022]. Pentru intervalul 2023-2027, s-a considerat o creștere anuală de 3,5% a PIB-ului, conform proiecțiilor din proiectul PNEIC.

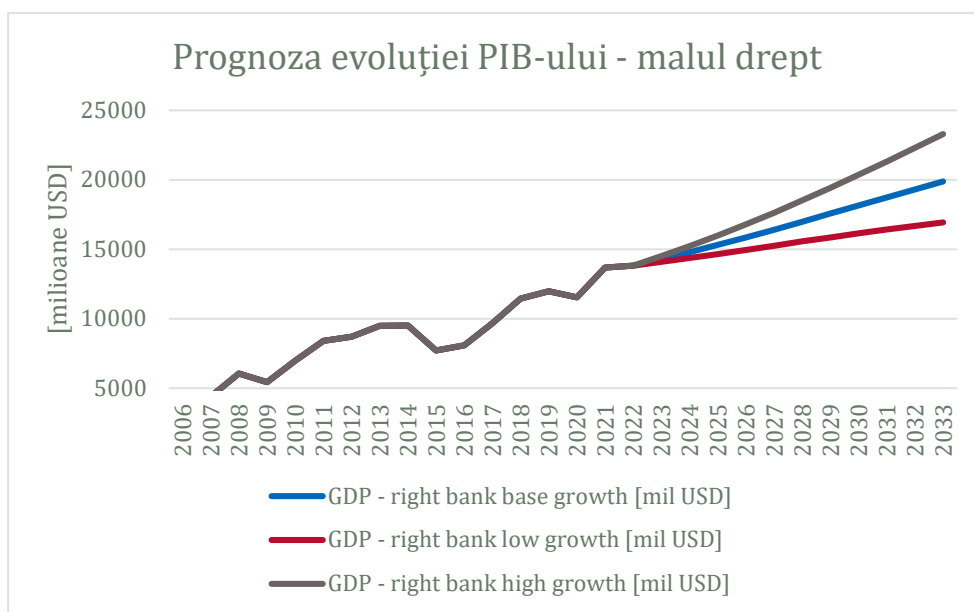


Figura 11 Trei scenarii de evoluție a PIB-ului pe malul drept al Nistrului

În scenariul de creștere de bază, PIB-ul pe malul drept al Nistrului va crește cu 44% în perioada 2022-2033, comparativ cu 23% în scenariul de creștere scăzută și 69% în scenariul de creștere înaltă.

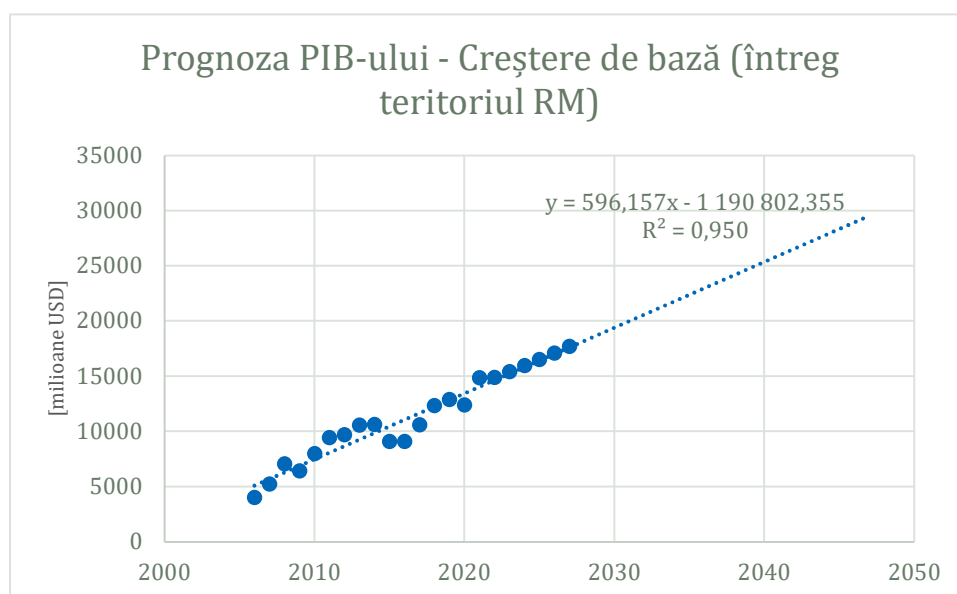


Figura 12: Tendințele de evoluție a PIB-ului pe întreg teritoriul al RM

Figura 12 reflectă tendințele de creștere a PIB-ului în Republica Moldova. Pentru prognoza evoluțiilor viitoare în perioada 2028-2033, s-a utilizat la fel o funcție liniară.

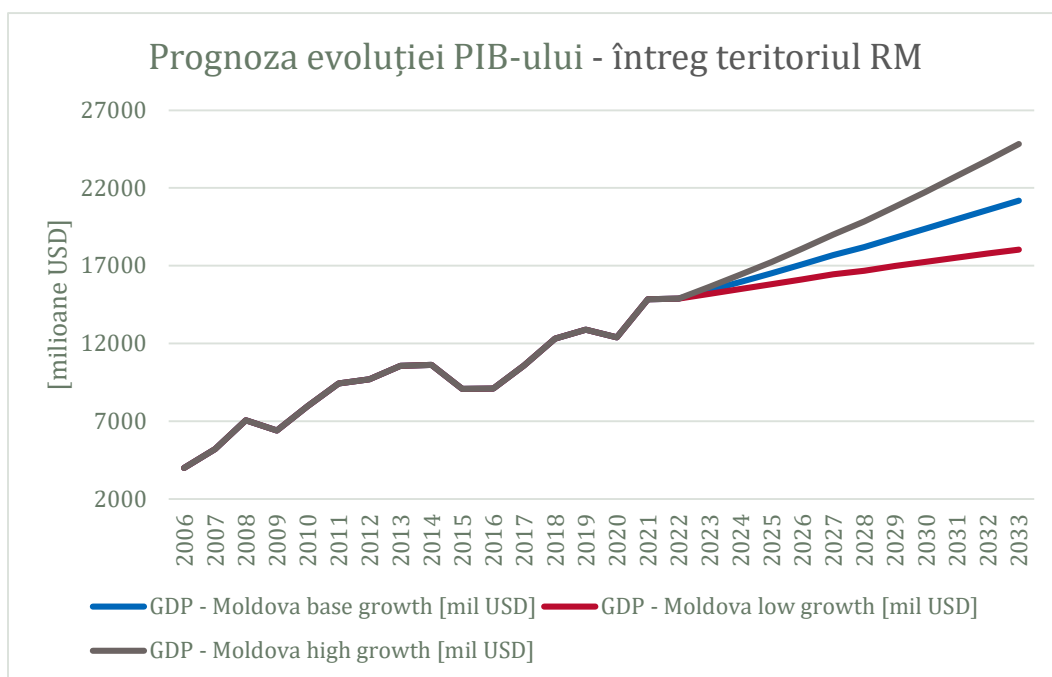


Figura 13: Trei scenarii de evoluție a PIB-ului pe întreg teritoriul al RM

În scenariul de creștere de bază, PIB-ul în Republica Moldova va crește cu 42% în perioada 2022-2033, comparativ cu 21% în scenariul de creștere scăzută și 67% în scenariul de creștere înaltă. Proгноza privind creșterea PIB-ului pentru malul stâng al Nistrului nu a fost realizată din cauza imposibilității de a identifica o funcție matematică care să reprezinte corect tendințele istorice.

TABELUL 11: PREZENTAREA GENERALĂ A TENDINTELOR DE EVOLUȚIE A PIB-ULUI ÎN RM

ANUL	MALUL DREPT, CREȘTERE DE BAZĂ (MIL USD)	MALUL DREPT, CREȘTERE MICĂ (MIL USD)	MALUL DREPT, CREȘTERE MARE (MIL USD)	MALUL STÂNG (MIL USD)	PER ȚARĂ, CREȘTERE DE BAZĂ (MIL USD)	PER ȚARĂ, CREȘTERE MICĂ (MIL USD)	PER ȚARĂ, CREȘTERE MARE (MIL USD)
2006	3,408	3,408	3,408	586	3,994	3,994	3,994
2007	4,401	4,401	4,401	814	5,215	5,215	5,215
2008	6,055	6,055	6,055	1,000	7,055	7,055	7,055
2009	5,438	5,438	5,438	961	6,399	6,399	6,399
2010	6,977	6,977	6,977	993	7,970	7,970	7,970
2011	8,417	8,417	8,417	1,005	9,422	9,422	9,422
2012	8,708	8,708	8,708	993	9,701	9,701	9,701
2013	9,496	9,496	9,496	1,053	10,549	10,549	10,549
2014	9,510	9,510	9,510	1,117	10,627	10,627	10,627
2015	7,726	7,726	7,726	1,348	9,074	9,074	9,074
2016	8,072	8,072	8,072	1,018	9,090	9,090	9,090

TABELUL 11: PREZENTAREA GENERALĂ A TENDINTELOR DE EVOLUȚIE A PIB-ULUI ÎN RM

ANUL	MALUL DREPT, CREȘTERE DE BAZĂ (MIL USD)	MALUL DREPT, CREȘTERE MICĂ (MIL USD)	MALUL DREPT, CREȘTERE MARE (MIL USD)	MALUL STÂNG (MIL USD)	PER TARĂ, CREȘTERE DE BAZĂ (MIL USD)	PER TARĂ, CREȘTERE MICĂ (MIL USD)	PER TARĂ, CREȘTERE MARE (MIL USD)
2017	9,670	9,670	9,670	916	10,586	10,586	10,586
2018	11,457	11,457	11,457	859	12,316	12,316	12,316
2019	11,972	11,972	11,972	908	12,880	12,880	12,880
2020	11,530	11,530	11,530	864	12,394	12,394	12,394
2021	13,672	13,672	13,672	1,175	14,847	14,847	14,847
2022	13,811	13,811	13,811	1,081	14,892	14,892	14,892
2023	14,294	14,087	14,501	1,119	15,413	15,190	15,636
2024	14,794	14,368	15,226	1,158	15,952	15,493	16,417
2025	15,312	14,656	15,988	1,198	16,510	15,803	17,238
2026	15,848	14,949	16,787	1,240	17,088	16,119	18,100
2027	16,403	15,248	17,627	1,283	17,686	16,441	19,005
2028	16,983	15,558	18,515	1,221	18,204	16,676	19,847
2029	17,563	15,856	19,425	1,238	18,801	16,973	20,796
2030	18,143	16,142	20,358	1,254	19,397	17,256	21,767
2031	18,722	16,415	21,313	1,271	19,993	17,527	22,762
2032	19,302	16,677	22,293	1,287	20,589	17,787	23,782
2033	19,882	16,928	23,297	1,303	21,185	18,035	24,827

4.4 CORELAȚIA DINTRE CONSUMUL DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI FACTORII DE CREȘTERE A ACESTUIA

Proгноza consumului anual a fost realizată separat pentru malul drept al râului Nistru și pentru întreaga Republică Moldova, având în vedere următorii factori cu impact asupra creșterii a consumului de energie electrică, identificați mai sus:

- Creșterea consumului de energie electrică per capita
- Creșterea PIB-ului
- Creșterea anuală a consumului de energie electrică

Proгноza consumului de energie electrică pentru regiunea situată pe malul stâng al râului Nistru a fost estimată prin deducerea consumului de energie electrică aferent malului drept din consumul de energie electrică estimat la nivelul Republicii Moldova integral.

4.5 PROGNOZA CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU MALUL DREPT AL RÂULUI NISTRU

Statistica consumului de energie electrică prezintă o corelație excelentă cu toți cei trei factori de creștere identificați mai sus. Pentru exprimarea corelației dintre consumul de energie electrică și consumul de energie electrică per capita s-a utilizat funcția logaritmică. Coeficientul de determinare este mai mare de 0,9, ceea ce sugerează o legătură puternică dintre cele două variabile analizate, după cum este ilustrat în Figura 14.

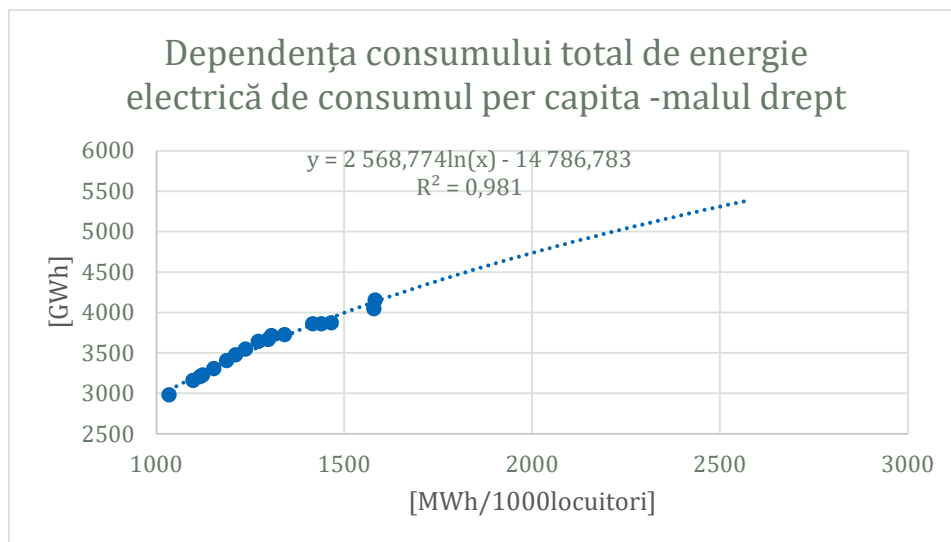


Figura 14: Dependența consumului total de energie electrică de consumul per capita -malul drept al râului Nistru.

Pentru exprimarea corelației dintre consumul de energie electrică și PIB a fost identificată drept optimă utilizarea unei funcții matematice liniare. Ca și în cazul indicatorului precedent, și în cazul PIB coeficientul de determinare depășește valoarea de 0,9, indicând o corelație puternică, așa cum este prezentat în Figura 15.

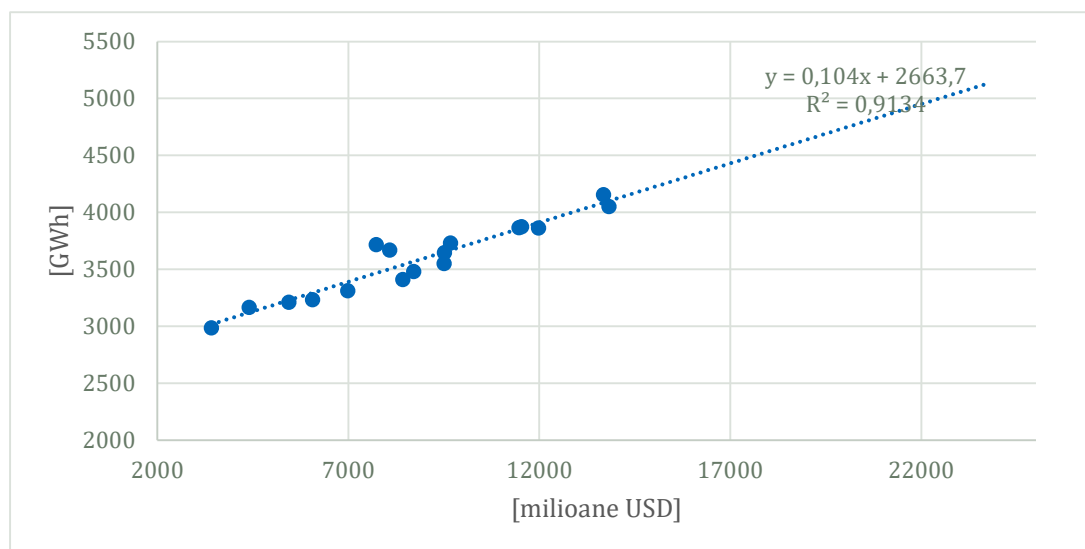


Figura 15: Dependența consumului de energie electrică de evoluția PIB-ului pe malul drept al râului Nistru

Pentru a exprima corelația dintre consumul de energie electrică și consumul de energie electrică înregistrat în anul precedent a fost identificată drept optimă și utilizată funcția pătratică. Coeficientul de

determinare este mai mare de 0,9, semnalând o legătură semnificativă, după cum poate fi observat în Figura 16.

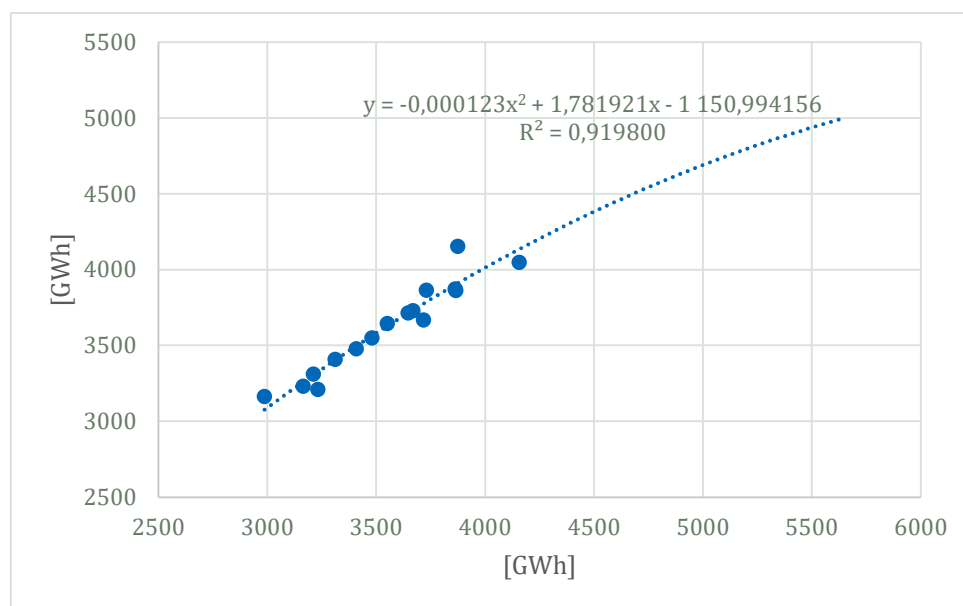


Figura 16: Dependența consumului de energie electrică de consumul înregistrat din anul precedent pentru malul drept al râului Nistru

Rezultatele modelărilor privind proiecția consumului de energie electrică pentru malul drept al râului Nistru luând în considerare influența factorilor de creștere a consumului sunt prezentate în TABELUL 12. Prognoza finală a consumului de energie electrică pentru fiecare scenariu este realizată prin combinarea prognozelor consumului de energie obținute pe baza PIB, statistica consumului de energie electrice și consumul de energie electrică per capita, utilizând coeficientul de determinare în calitate de factori de ponderare.

TABELUL 12: PREZENTAREA PROGNOZEI CONSUMULUI DE ENRGIE ELECTRICĂ ÎN FUNCȚIE DE FACTORII DE CREȘTERE A CONSUMULUI PENTRU MALUL DREPT AL RÂULUI NISTRU

ANUL	CONSUM - per capita (malul drept)	CONSUM-PIB (malul drept) creștere de bază	CONSUM-PIB (malul drept) creștere mică	CONSUM-PIB (malul drept) creștere mare	CONSUM - T-1 (malul drept)	Prognoza finală a Consumului (PIB de bază) [GWh]	Prognoza finală a Consumului - malul drept (PIB mică) [GWh]	Prognoza finală a Consumului - malul drept (PIB mare) [GWh]
2007	3198	3122	3122	3122	3074	3133	3133	3133
2008	3255	3294	3294	3294	3257	3268	3268	3268
2009	3239	3230	3230	3230	3324	3264	3264	3264
2010	3323	3390	3390	3390	3303	3338	3338	3338
2011	3398	3539	3539	3539	3402	3445	3445	3445
2012	3449	3570	3570	3570	3494	3503	3503	3503
2013	3504	3652	3652	3652	3561	3571	3571	3571
2014	3573	3653	3653	3653	3626	3616	3616	3616

2015	3643	3468	3468	3468	3711	3608	3608	3608
2016	3627	3503	3503	3503	3773	3635	3635	3635
2017	3711	3670	3670	3670	3731	3704	3704	3704
2018	3851	3856	3856	3856	3785	3831	3831	3831
2019	3892	3909	3909	3909	3900	3900	3900	3900
2020	3940	3863	3863	3863	3897	3901	3901	3901
2021	4136	4086	4086	4086	3907	4045	4045	4045
2022	4131	4100	4100	4100	4130	4121	4121	4121
2023	4213	4151	4129	4172	4049	4139	4132	4146
2024	4290	4203	4158	4248	4118	4206	4191	4220
2025	4370	4256	4188	4327	4168	4267	4245	4290
2026	4449	4312	4219	4410	4213	4327	4297	4359
2027	4529	4370	4250	4497	4257	4388	4350	4430
2028	4609	4430	4282	4590	4300	4450	4402	4502
2029	4690	4491	4313	4684	4343	4512	4454	4575
2030	4770	4551	4343	4781	4385	4573	4506	4648
2031	4850	4611	4371	4881	4426	4634	4556	4721
2032	4930	4671	4398	4982	4465	4694	4605	4795
2033	5010	4732	4425	5087	4504	4754	4655	4870

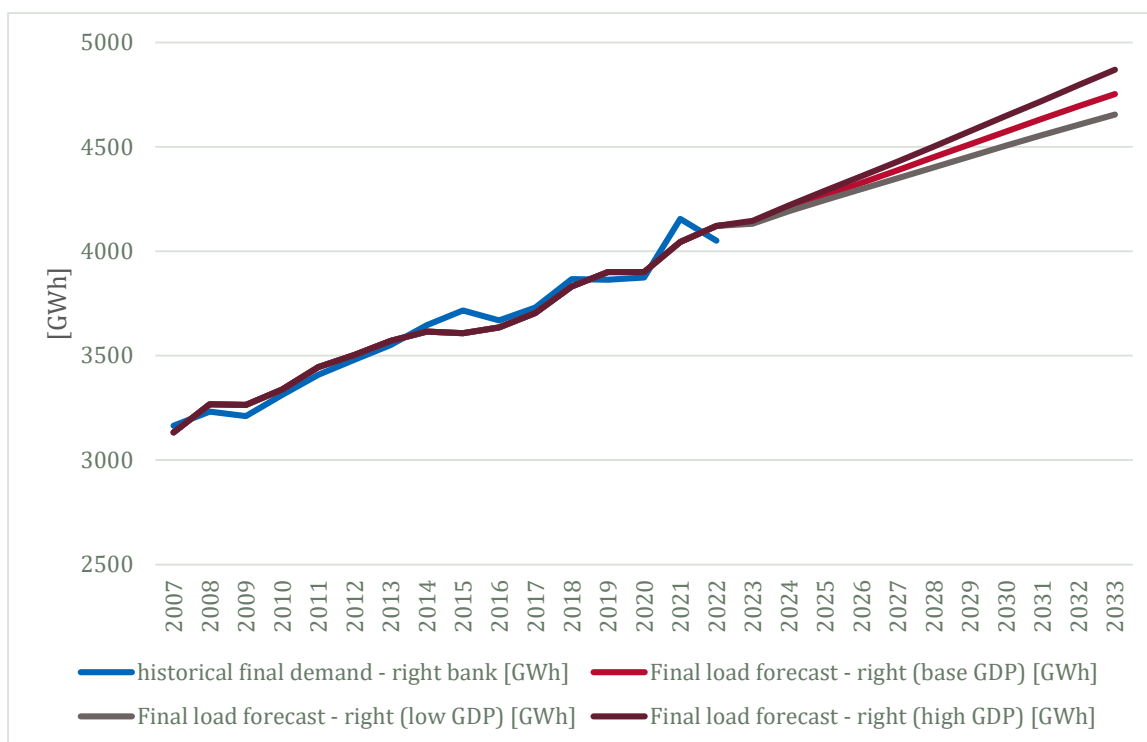


Figura 17: Prognoza a consumului de energie electrică pentru malul drept al râului Nistru.

Conform rezultatelor obținute consumul anual de energie electrică se preconizează că va crește cu 14,9% [scenariul de bază], 12,7% [scenariul scăzut] și 17,5% [scenariul înalt] în perioada 2023-2033. Pentru a verifica robustețea modelului de prognoză și pentru a evalua acuratețea prognozei cererii pentru anii viitori au fost calculate diferențele dintre istoricul consumului de energie electrică și consumul de energie electrică estimat în baza factorilor de creștere calculat pentru aceeași perioadă, rezultatele fiind prezentate în Figura 18. Diferența medie este de 1,2%, ceea ce confirmă faptul că modelul de prognoză dezvoltat este bine calibrat.

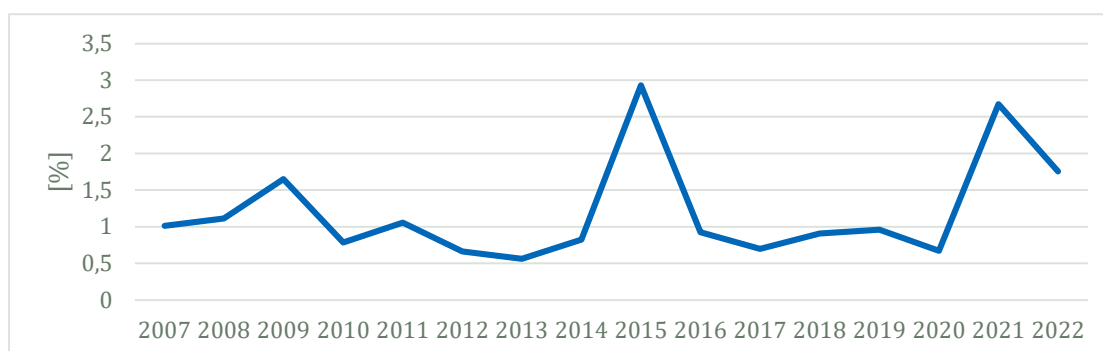


Figura 18: Diferența procentuală dintre istoricul consumului de energie electrică și consumul de energie electrică estimat în baza factorilor de creștere.

4.6 PROGNOZA CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ LA NIVEL NAȚIONAL

Datele statistice pentru consumul de energie electrică prezintă o corelație excelentă cu consumul de energie electrică per capita și cu creșterea PIB-ului, și o corelație bună cu consumul de energie electrică înregistrat în anul precedent. Prin urmare, pentru prognozarea consumului de energie electrică la nivel

național a fost păstrat același model de prognoză a cererii utilizat pentru prognoza consumului de energie electrică pentru malul drept al râului Nistru.

Corelația dintre consumul de energie electrică și consumul per capita a fost simulată utilizând o funcție logaritmică. Coeficientul de determinare este mai mare de 0,9, ceea ce indică o legătură puternică, după cum este ilustrat în Figura 19.

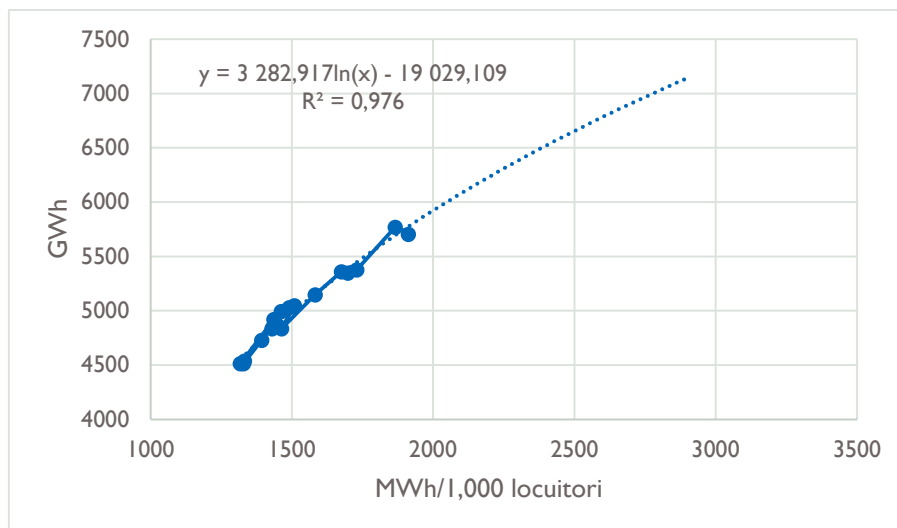


Figura 19: Dependența consumului de energie de consumul per capita pentru întreg teritoriu RM

Corelația dintre consumul de energie electrică și creșterea PIB a fost modelat utilizând o funcție exponențială. Coeficientul de determinare este mai mare de 0,64, indicând un nivel de corelare semnificativ dintre cele două variabile, așa cum poate fi văzut în Figura 20.

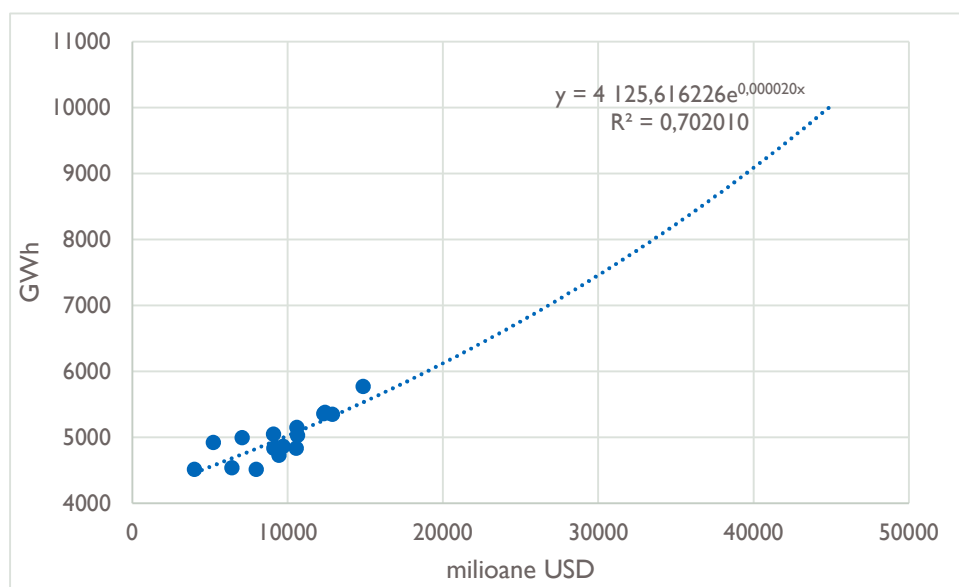


Figura 20: Dependența consumului de energie electrică de prognoza PIB pentru întreg teritoriu RM.

Corelația dintre consumul de energie electrică și consumul de energie electrică din anul precedent a fost determinată utilizând o funcție liniară. Coeficientul de determinare este 0,56, după cum este prezentat în Figura 21.

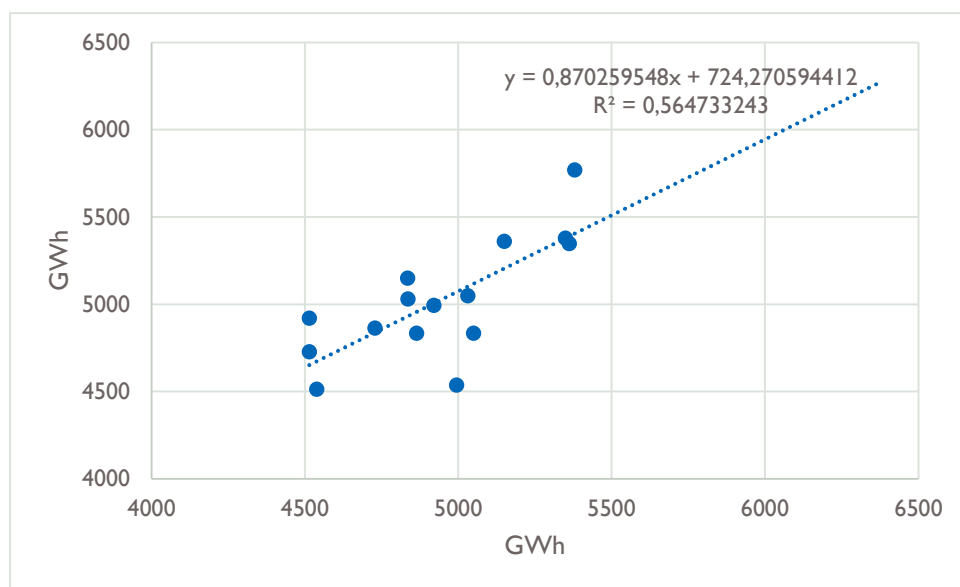


Figura 21: Dependența consumului de energie electrică de valorile înregistrate în anul precedent pentru întreg teritoriu RM.

TABELUL 13 prezintă prognoza consumului de energie electrică pentru întreg teritoriu RM, luându-se în considerare corelațiile cu factorii de creștere a cererii.

TABELUL 13: PREZENTAREA GENERALĂ A PROGNOZEI CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN FUNCȚIE DE FACTORII DE CREȘTERE A CONSUMULUI PENTRU ÎNTREG TERITORIUL RM

ANUL	CONSUM - PER CAPITA (MALUL DREPT)	CREȘTERE- PIB (MALUL DREPT) CREȘTERE DE BAZĂ	CREȘTERE- PIB (MALUL DREPT) CREȘTERE MICĂ	CREȘTERE- PIB (MALUL DREPT) CREȘTERE MARE	CONSUM T-1 (MALUL DREPT)	PROGNOZA FINALĂ A CONSUMULUI - MALUL DREPT (PIB DE BAZĂ) [GWH]	PROGNOZA FINALĂ A CONSUMULUI (PIB MIC) [GWH]	PROGNOZA FINALĂ A CONSUMULUI (PIB MARE) [GWH]
2007	4,838	4,579	4,579	4,579	4,651	4,710	4,710	4,710
2008	4,897	4,751	4,751	4,751	5,004	4,878	4,878	4,878
2009	4,589	4,689	4,689	4,689	5,069	4,741	4,741	4,741
2010	4,579	4,839	4,839	4,839	4,672	4,684	4,684	4,684
2011	4,737	4,981	4,981	4,981	4,651	4,792	4,792	4,792
2012	4,836	5,009	5,009	5,009	4,837	4,890	4,890	4,890
2013	4,822	5,095	5,095	5,095	4,955	4,941	4,941	4,941
2014	4,960	5,103	5,103	5,103	4,930	4,997	4,997	4,997
2015	5,000	4,947	4,947	4,947	5,100	5,009	5,009	5,009
2016	4,900	4,948	4,948	4,948	5,117	4,970	4,970	4,970
2017	5,159	5,098	5,098	5,098	4,930	5,082	5,082	5,082
2018	5,349	5,278	5,278	5,278	5,204	5,290	5,290	5,290
2019	5,392	5,338	5,338	5,338	5,388	5,374	5,374	5,374

TABELUL 13: PREZENTAREA GENERALĂ A PROGNOZEI CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN FUNCȚIE DE FACTORII DE CREȘTERE A CONSUMULUI PENTRU ÎNTREG TERITORIUL RM

ANUL	CONSUM - PER CAPITA (MALUL DREPT)	CREȘTERE- PIB (MALUL DREPT) CREȘTERE DE BAZĂ	CREȘTERE- PIB (MALUL DREPT) CREȘTERE MICĂ	CREȘTERE- PIB (MALUL DREPT) CREȘTERE MARE	CONSUM T-1 (MALUL DREPT)	PROGNOZA FINALĂ A CONSUMULUI - MALUL DREPT (PIB DE BAZĂ) [GWH]	PROGNOZA FINALĂ A CONSUMULUI [PIB MIC] [GWH]	PROGNOZA FINALĂ A CONSUMULUI [PIB MARE] [GWH]
2020	5,454	5,286	5,286	5,286	5,377	5,382	5,382	5,382
2021	5,705	5,552	5,552	5,552	5,404	5,581	5,581	5,581
2022	5,786	5,557	5,557	5,557	5,744	5,704	5,704	5,704
2023	5,927	5,615	5,590	5,640	5,686	5,769	5,761	5,776
2024	6,072	5,676	5,624	5,729	5,743	5,865	5,849	5,882
2025	6,219	5,740	5,659	5,824	5,827	5,970	5,945	5,997
2026	6,370	5,806	5,695	5,925	5,918	6,080	6,045	6,117
2027	6,522	5,876	5,732	6,033	6,014	6,192	6,147	6,241
2028	6,675	5,938	5,759	6,136	6,111	6,302	6,246	6,364
2029	6,830	6,009	5,793	6,253	6,207	6,416	6,349	6,492
2030	6,984	6,081	5,826	6,376	6,306	6,531	6,451	6,623
2031	7,139	6,154	5,858	6,504	6,406	6,646	6,553	6,756
2032	7,294	6,228	5,888	6,638	6,506	6,762	6,655	6,890
2033	7,448	6,302	5,918	6,778	6,607	6,877	6,757	7,026

Prognoza finală a consumului de energie electrică pentru fiecare scenariu a fost realizată prin combinarea prognozelor consumului bazate pe creșterea PIB, valorile consumului în anul anterior și consumul de energie electrică per capita, utilizând valorile ponderate a coeficienții identificați. Conform rezultatelor obținute în perioada 2022-2033 consumul final anual de energie electrică se preconizează să crească cu 22,1% [scenariul de bază], 20% [scenariul cu creștere scăzută a PIB-ului] și 24,7% [scenariul cu creștere înaltă a PIB-ului].

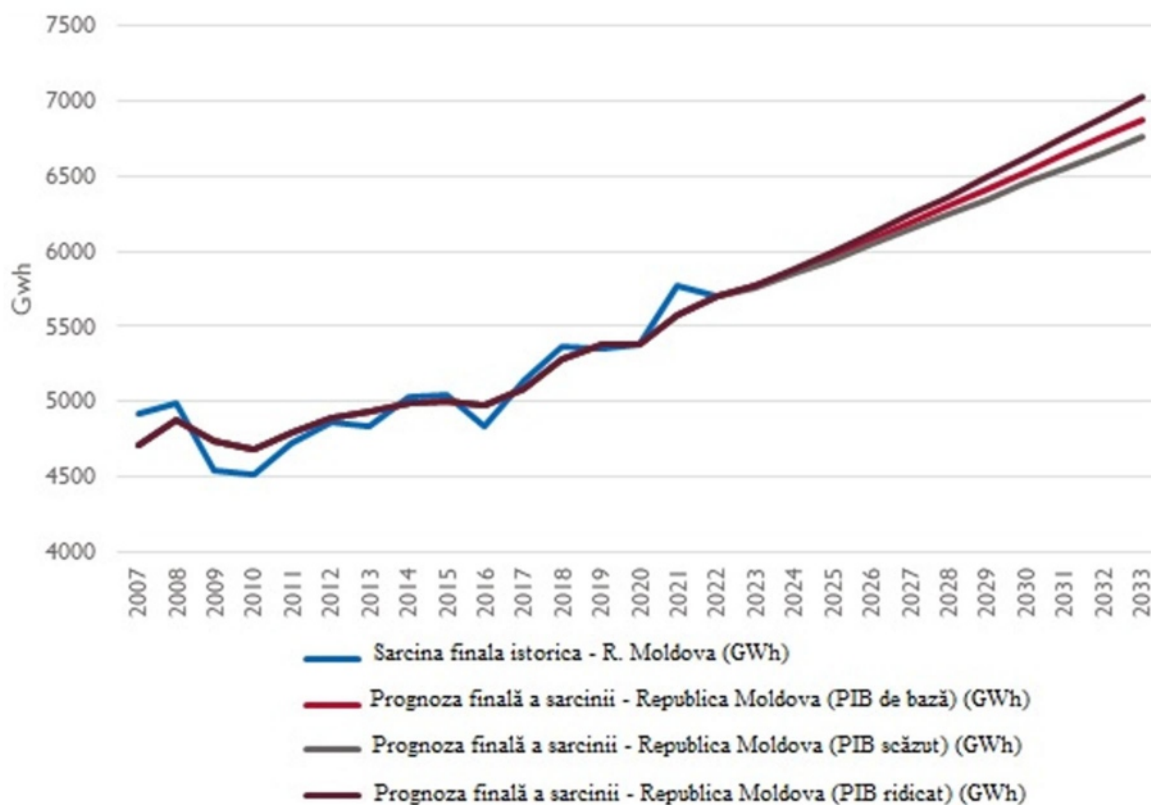


Figura 22: Prognoza consumului de energie electrice a RM în trei scenarii.

Pentru a evalua acuratețea modelului de prognoză au fost analizate diferențele dintre consumul anual de energie electrică pentru anii anteriori și consumul de energie electrică prognozat pentru aceiași ani, rezultatele fiind prezentate în Figura 23. Aceste diferențe indică cât de precis este modelul de prognoză a consumului de energie electrică pentru anii viitori. Diferența medie este de 2%, confirmând faptul că modelul de prognoză este bine calibrat.

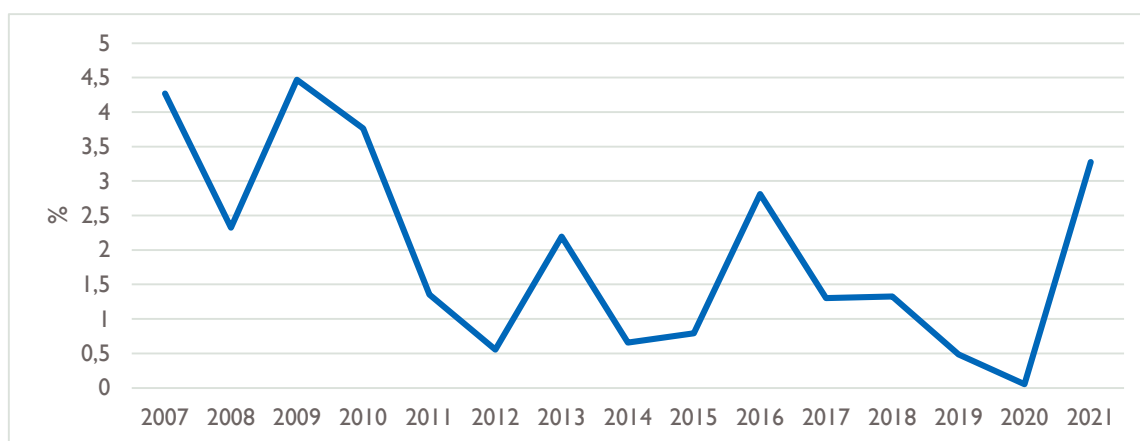


Figura 23: Diferența procentuală între consumul anuală înregistrat și consumul de energie electrică prognozat pentru aceiași perioadă.

4.7 PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET DE ENERGIE ELECTRICĂ

Consumului anual net de energie electrică reprezintă consumul final majorat cu pierderile din rețelele de distribuție și din generarea distribuită. Aceste date sunt utilizate în modelele de rețea pentru a simula fluxurile de energie între sistemul de transport (Moldelectrica) și cele de distribuție. Calculul consumului anual net de energie electrică a fost realizat separat pentru malul drept și malul stâng al râului Nistru.

TABELUL 14: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET DE ENERGIE ELECTRICĂ PER SCENARIU, MALUL DREPT

ANUL	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIU ÎNALT (GWH)	PIERDERI DE DISTRIBUȚIE (%)	PROGNOZA CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIU ÎNALT (GWH)
2006	2,987	2,987	2,987	20	3,585	3,585	3,585
2007	3,165	3,165	3,165	20	3,798	3,798	3,798
2008	3,232	3,232	3,232	20	3,879	3,879	3,879
2009	3,211	3,211	3,211	20	3,854	3,854	3,854
2010	3,312	3,312	3,312	13	3,744	3,744	3,744
2011	3,409	3,409	3,409	13	3,854	3,854	3,854
2012	3,480	3,480	3,480	13	3,934	3,934	3,934
2013	3,551	3,551	3,551	13	4,014	4,014	4,014
2014	3,646	3,646	3,646	13	4,122	4,122	4,122
2015	3,717	3,717	3,717	13	4,202	4,202	4,202
2016	3,669	3,669	3,669	13	4,148	4,148	4,148
2017	3,730	3,730	3,730	8	4,040	4,040	4,040
2018	3,866	3,866	3,866	8	4,188	4,188	4,188
2019	3,863	3,863	3,863	8	4,174	4,174	4,174
2020	3,875	3,875	3,875	8	4,170	4,170	4,170
2021	4,156	4,156	4,156	8	4,469	4,469	4,469
2022	4,050	4,050	4,050	7	4,344	4,344	4,344
2023	4,139	4,132	4,146	7	4,440	4,432	4,447
2024	4,206	4,191	4,220	7	4,512	4,496	4,527
2025	4,267	4,245	4,290	7	4,577	4,554	4,602
2026	4,327	4,297	4,359	7	4,642	4,609	4,676
2027	4,388	4,350	4,430	7	4,707	4,666	4,752
2028	4,450	4,402	4,502	7	4,774	4,722	4,829
2029	4,512	4,454	4,575	7	4,840	4,778	4,908

TABELUL 14: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET DE ENERGIE ELECTRICĂ PER SCENARIU, MALUL DREPT

ANUL	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL ÎNALT (GWH)	PIERDERI DE DISTRIBUȚIE (%)	PROGNOZA CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL ÎNALT (GWH)
2030	4,573	4,506	4,648	7	4,905	4,834	4,986
2031	4,634	4,556	4,721	7	4,971	4,887	5,064
2032	4,694	4,605	4,795	7	5,035	4,940	5,144
2033	4754	4655	4870	7.27	5100	4993	5224

Cota pierderilor de energie electrică în rețelele de distribuție au fost determinate prin calcularea mediei ponderate a pierderilor de la cei doi operatori de distribuție (RED-Nord și Premier Energy Distribution), utilizând datele prezentate în Raportul privind activitatea ANRE 2022. Procentajul pierderilor de distribuție raportat în 2022 a fost considerat drept constant pentru perioada 2023-2033.

TABELUL 15: PROGNOZA CONSUMULUI FINAL NET DE ENERGIE ELECTRICĂ PER SCENARIU, MALUL DREPT

ANUL	PRODUCȚIE SRE - ISTORIC (GWH)	PRODUCȚIE SRE ÎN TRANSPORT - ISTORIC (GWH)	PRODUCȚIE SRE ÎN DISTRIBUȚIE - ISTORIC (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL ÎNALT (GWH)
2006				3,585	3,585	3,585
2007				3,798	3,798	3,798
2008				3,879	3,879	3,879
2009				3,854	3,854	3,854
2010				3,744	3,744	3,744
2011				3,854	3,854	3,854
2012				3,934	3,934	3,934
2013				4,014	4,014	4,014
2014				4,122	4,122	4,122
2015				4,202	4,202	4,202
2016	18	14	4	4,144	4,144	4,144
2017	30	14	16	4,024	4,024	4,024
2018	52	18	34	4,154	4,154	4,154

TABELUL 15: PROGNOZA CONSUMULUI FINAL NET DE ENERGIE ELECTRICĂ PER SCENARIU, MALUL DREPT

ANUL	PRODUCȚIE SRE - ISTORIC (GWH)	PRODUCȚIE SRE ÎN TRANSPORT - ISTORIC (GWH)	PRODUCȚIE SRE ÎN DISTRIBUȚIE - ISTORIC (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL SCAZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE, SCENARIUL ÎNALT (GWH)
2019	67	22	45	4,129	4,129	4,129
2020	81	21	60	4,110	4,110	4,110
2021	117	24	93	4,376	4,376	4,376
2022	196	35	161	4,183	4,183	4,183
2023				4,279	4,271	4,286
2024				4,351	4,335	4,366
2025				4,416	4,393	4,441
2026				4,481	4,448	4,515
2027				4,546	4,505	4,591
2028				4,613	4,561	4,668
2029				4,679	4,617	4,747
2030				4,744	4,673	4,825
2031				4,810	4,726	4,903
2032				4,874	4,779	4,983
2033				4939	4832	5063

Consumul anual net de energie electrică a fost calculată prin scăderea generării distribuite din consumul final, luând în calcul pierderile de energie electrică în rețelele de distribuție. Pentru rezultatele estimate pentru perioada 2023-2033, generarea distribuită din anul 2022 a fost modelată implicit în modelele rețelei prin valoarea consumului net de energie electrică, iar generarea distribuită pentru anii următori a fost modelată explicit. Datele istorice privind generarea anuală din surse regenerabile (SRE) au fost preluate din Raportul privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică din 2022.

Impactul vehiculelor electrice asupra consumului anual de energie electrică a fost luat în considerare, conform valorilor indicate în TABELUL 16. Prognoza detaliată a consumului de energie electrică determinat de vehiculele electrice este prezentată în Capitolul **Error! Reference source not found.**

TABELUL 16: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET PER SCENARIU, MALUL DREPT

ANUL	PROGNOZA CONSUMULUI VE, (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE ȘI PENTRU VE, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE ȘI PENTRU VE, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE ȘI PENTRU VE, SCENARIUL ÎNALT (GWH)
2006		3,585	3,585	3,585

TABELUL 16: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET PER SCENARIU, MALUL DREPT

ANUL	PROGNOZA CONSUMULUI VE, (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE ȘI PENTRU VE, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE ȘI PENTRU VE, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET CU PIERDERI DE DISTRIBUȚIE ȘI PENTRU VE, SCENARIUL ÎNALT (GWH)
2007		3,798	3,798	3,798
2008		3,879	3,879	3,879
2009		3,854	3,854	3,854
2010		3,744	3,744	3,744
2011		3,854	3,854	3,854
2012		3,934	3,934	3,934
2013		4,014	4,014	4,014
2014		4,122	4,122	4,122
2015		4,202	4,202	4,202
2016		4,144	4,144	4,144
2017		4,024	4,024	4,024
2018		4,154	4,154	4,154
2019		4,129	4,129	4,129
2020		4,110	4,110	4,110
2021		4,376	4,376	4,376
2022		4,183	4,183	4,183
2023	3	4,282	4,274	4,289
2024	4	4,355	4,339	4,370
2025	4	4,420	4,397	4,445
2026	5	4,486	4,453	4,520
2027	14	4,560	4,519	4,605
2028	35	4,648	4,596	4,703
2029	56	4,735	4,673	4,803
2030	78	4,822	4,751	4,903
2031	88	4,898	4,814	4,991
2032	99	4,973	4,878	5,082
2033	110	5,049	4,942	5,173

Efectul impactului creșterii eficienței energetice în consumul de energie electrică a fost luat în considerare indirect, ca valoare implicită în valorile istoric înregistrate ale consumului de energie electric înregistrate

în perioada 2018-2023, când noile aparate electrocasnice, mai eficiente din punct de vedere energetic utilizate în gospodării se consideră că au avut impact la reducerea consumului total de energie electrică comparativ cu aparatele mai vechi, cu un consum de energie electrică mai mare.

TABELUL 17: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET PER SCENARIU, MALUL STÂNG

ANUL	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL RIDICAT (GWH)	PIERDERI ÎN REȚEA (GWH)	PIERDERI ÎN REȚEA (%)	PIERDERI DE DISTRIBUȚIE (%)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET, SCENARIUL ÎNALT (GWH)
2006	1,527	1,527	1,527	288	18.86	15.86	1,769	1,769	1,769
2007	1,755	1,755	1,755	229	13.05	10.05	1,931	1,931	1,931
2008	1,762	1,762	1,762	230	13.05	10.05	1,939	1,939	1,939
2009	1,327	1,327	1,327	194	14.62	11.62	1,481	1,481	1,481
2010	1,202	1,202	1,202	181	15.06	12.06	1,347	1,347	1,347
2011	1,319	1,319	1,319	173	13.12	10.12	1,452	1,452	1,452
2012	1,383	1,383	1,383	172	12.44	9.44	1,514	1,514	1,514
2013	1,284	1,284	1,284	160	12.46	9.46	1,405	1,405	1,405
2014	1,384	1,384	1,384	167	12.07	9.07	1,510	1,510	1,510
2015	1,332	1,332	1,332	161	12.09	9.09	1,453	1,453	1,453
2016	1,165	1,165	1,165	153	13.13	10.13	1,283	1,283	1,283
2017	1,419	1,419	1,419	144	10.15	7.15	1,520	1,520	1,520
2018	1,495	1,495	1,495	149	9.97	6.97	1,599	1,599	1,599
2019	1,485	1,485	1,485	146	9.83	6.83	1,586	1,586	1,586
2020	1,504	1,504	1,504	151	10.04	7.04	1,610	1,610	1,610
2021	1,614	1,614	1,614	150	9.29	6.29	1,716	1,716	1,716
2022	1,583	1,583	1,583			6.29	1,683	1,683	1,683
2023	1,630	1,629	1,630			6.29	1,733	1,731	1,733
2024	1,659	1,658	1,662			6.29	1,763	1,762	1,767
2025	1,703	1,700	1,707			6.29	1,810	1,807	1,814
2026	1,753	1,748	1,758			6.29	1,863	1,858	1,869
2027	1,804	1,797	1,811			6.29	1,917	1,910	1,925
2028	1,852	1,844	1,862			6.29	1,968	1,960	1,979
2029	1,904	1,895	1,917			6.29	2,024	2,014	2,038
2030	1,958	1,945	1,975			6.29	2,081	2,067	2,099

TABELUL 17: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET PER SCENARIU, MALUL STÂNG

ANUL	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI FINAL, SCENARIUL RIDICAT (GWH)	PIERDERI ÎN REȚEA (GWH)	PIERDERI ÎN REȚEA (%)	PIERDERI DE DISTRIBUȚIE (%)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET, SCENARIUL DE BAZĂ (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET, SCENARIUL SCĂZUT (GWH)	PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL NET, SCENARIUL ÎNALT (GWH)
2031	2,012	1,997	2,035			6.29	2,139	2,123	2,163
2032	2,068	2,050	2,095			6.29	2,198	2,179	2,227
2033	2,123	2,102	2,156			6.29	2,257	2,234	2,292

Valoarea procentuală a pierderilor de energie electrică în rețelele electrice de distribuție a fost calculată prin scăderea a 3% (pierderi de transport) din pierderile sumare înregistrate în rețea. Luând în considerare că efectul generării distribuite asupra pierderilor în rețelele electrice de distribuție este dificil de estimat din cauza incertitudinilor legate de repartizarea centralelor electrice distribuite, procentul pierderilor de distribuție raportat în 2022 a fost presupus a rămâne același pentru perioada 2023-2033.

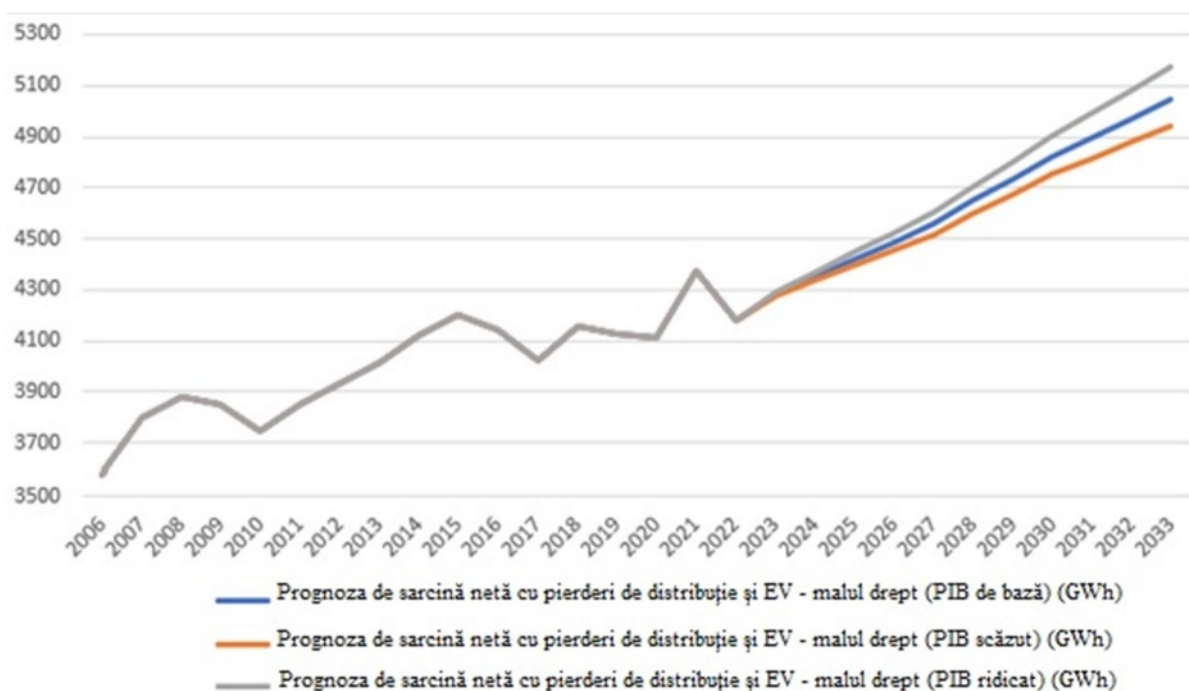


Figura 24: Prognoza consumului anual net de energie electrică pe scenarii, pentru malul drept al râului Nistru.

În urma simulărilor și calculelor realizate se estimează că consumul anual net de energie electrică pe malul drept al râului Nistru în următorii zece ani va crește anual cu 1,02% în scenariul de creștere economică scăzută, 1,53% în scenariul de creștere economică de bază și 1,95% în scenariul de creștere economică ridicată.

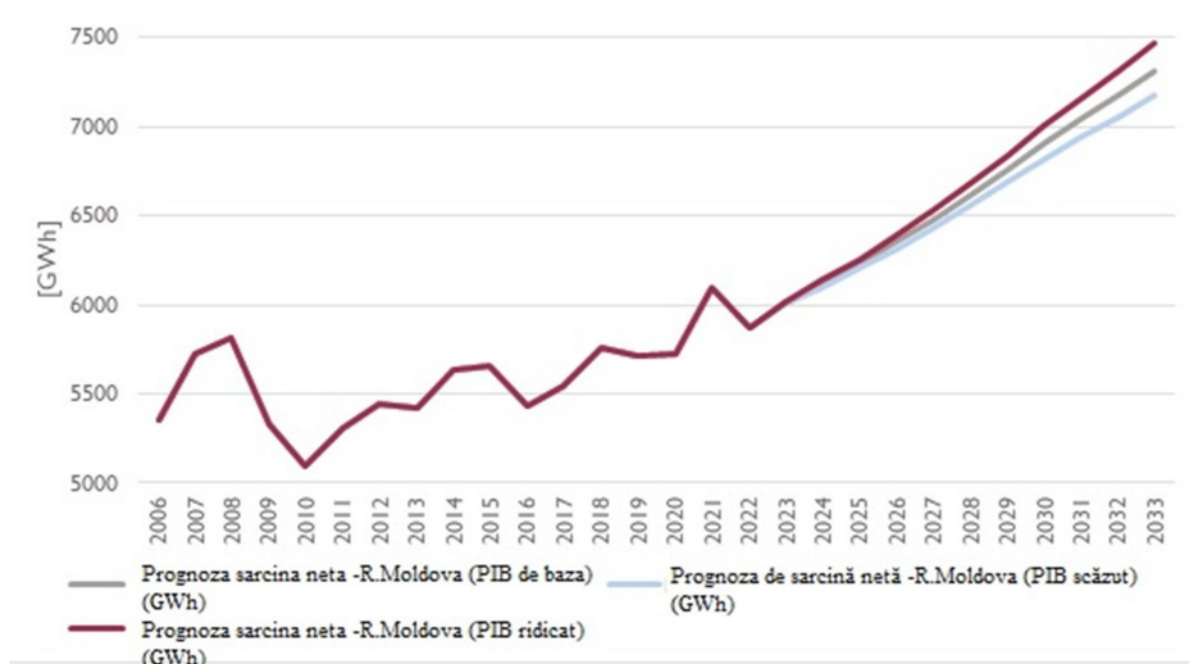


Figura 25: Proгноза consumului anual net de energie electrică pe scenarii pentru întreg teritoriu RM

Consumul anual net de energie electrică în Republica Moldova vor crește anual cu 1,85% în scenariul de creștere economică scăzută, 2,02% în scenariul de creștere economică de bază și 2,22% în scenariul de creștere economică ridicată.

4.8 PROGNOZA CONSUMULUI DE ENERGIE PENTRU VEHICULE ELECTRICE

Componenta consumului de energie asociată creșterii numărului vehiculelor electrice a fost estimată pe baza următoarelor valori:

- Numărul de vehicule electrice adăugate flotei existente în anul țintă;
- Consumul mediu al unui VE pentru fiecare categorie, exprimat în kWh/100 km;
- Utilizarea medie estimată a unui VE, împărțită între zilele lucrătoare și weekend, exprimată în km/zi;
- Distribuția zilnică/profilul de cerere de energie electrică pentru vehicule electrice.

Numărul actual de VE în RM, estimat pentru 2023, și prognoza pentru anul 2030 au fost preluate din proiectul PNIEC. Pe baza acestor date, numărul de vehicule electrice suplimentare pentru fiecare an a fost calculat prin interpolare, presupunându-se o creștere semnificativă a acestora începând cu anul 2027. Proiecția numărului estimat de VE în RM este prezentată în Figura 26.

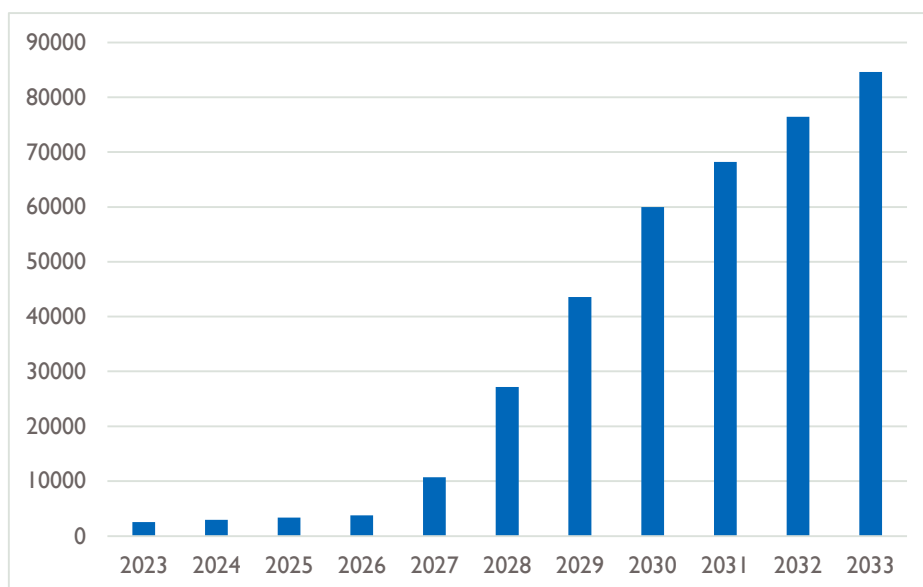


Figura 26: Numărul estimat de vehicule electrice (VE) în RM

Consumul mediu de energie al unui VE din fiecare categorie, exprimat în kWh/100 km, a fost preluat din publicațiile Agenției Europene de Mediu. Conform datelor din 2022, consumul mediu de energie al VE a variat între 16,6 și 17,7 kWh/100 km. În scopul prognozei cererii, s-a utilizat valoarea medie, respectiv 17,2 kWh/100 km.

Utilizarea unui VE în mediu, împărțită între zilele lucrătoare și weekend, precum și distribuția zilnică a utilizării efective (profilul de sarcină al vehiculului electric), au fost preluate din cercetări științifice.

Distanța medie parcursă de VE în zilele lucrătoare a fost de 18,5 km, comparativ cu 21 km în weekend. Utilizarea efectivă a VE în weekend a fost cu aproximativ 13% mai mare decât în zilele lucrătoare. Profilul de cerere al VE este prezentat în Figura 27:

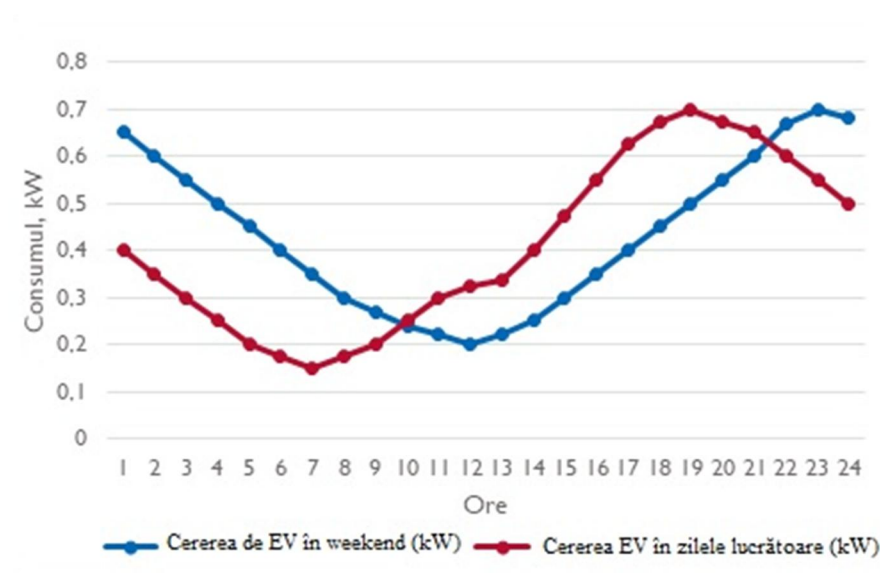


Figura 27: Profilul de sarcină a unui vehicul electric (EV)

Ținând cont de acest profil, consumul prognozat de energie electrică al vehiculelor electrice pentru anii viitori a fost calculat utilizând următoarele formule:

$$Z_{\text{zilele lucrătoare } i} [\text{GWh}] = (365 - 104) \times N \times C \times EU$$

$$Z_{\text{zile de weekend } i} [\text{GWh}] = 104 \times N \times C \times EU$$

Unde:

N = numărul de VE

C = consum

UE = utilizarea efectivă

i = anul specific din orizontul de 10 ani

Rezultatele sunt prezentate în Tabelul de mai jos.

TABELUL 18: PROGNOZA CONSUMULUI ANUAL DE ENERGIE ELECTRICĂ DETERMINAT DE VE			
ANUL	CONSUMUL ÎN ZILELE LUCRĂTOARE (GWH)	CONSUMUL ÎN WEEKEND (GWH)	CONSUMUL TOTAL (GWH)
2023	2.4	0.8	3.3
2024	2.8	1	3.8
2025	3.2	1.1	4.3
2026	3.6	1.2	4.8
2027	10.3	3.5	13.9
2028	26.2	9	35.2
2029	42.1	14.4	56.5
2030	57.9	19.9	77.8
2031	65.8	22.6	88.4
2032	73.8	25.3	99.1
2033	81.7	28	109.7

Totodată sarcina electrică determinată de VE a fost calculată astfel:

$$L_{0-24} [\text{MW}] = 10^{-5} \times N \times C \times EU \times \text{norm}[D_0 - D_{24}]$$

Unde:

L = Sarcina electrică (MW)

N = numărul VE

C = consum

UE = utilizarea efectivă

D = distribuția orară a consumului de energie electrică a VE

În calitate de ipoteză simplificatoare s-a considerat că consumul de energie electrică este constant în cadrul fiecărui interval orar.

Valorile orare calculate pentru sarcina electrică determinată de VE în 2028 sunt prezentate în TABELUL 19 și Figura 28.

TABELUL 19: PROGNOZA CERERII ORARE PENTRU VEHICULE ELECTRICE (EV), 2028						
ORA	FACTORUL DE PARTICIPARE ZILNICĂ PENTRU ZILELE DE WEEKEND (PU)	FACTORUL DE PARTICIPARE ZILNICĂ PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (PU)	PROFILUL CERERII PENTRU ZILELE DE WEEKEND (KW)	PROFILUL CERERII PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (KW)	CEREREA PENTRU ZILELE DE WEEKEND (PE SISTEM) (MW)	CEREREA PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (PE SISTEM) (MW)
1	0.063	0.0408	0.65	0.4	5.4	4.1
2	0.058	0.0357	0.6	0.35	5.0	3.6
3	0.053	0.0306	0.55	0.3	4.6	3.1
4	0.048	0.0255	0.5	0.25	4.2	2.6
5	0.043	0.0204	0.45	0.2	3.7	2.0
6	0.038	0.0178	0.4	0.175	3.3	1.8
7	0.034	0.0153	0.35	0.15	2.9	1.5
8	0.029	0.0178	0.3	0.175	2.5	1.8
9	0.026	0.0204	0.27	0.2	2.2	2.0
10	0.023	0.0255	0.24	0.25	2.0	2.6
11	0.021	0.0306	0.22	0.3	1.8	3.1
12	0.019	0.0331	0.2	0.325	1.7	3.3
13	0.021	0.0341	0.22	0.335	1.8	3.4
14	0.024	0.0408	0.25	0.4	2.1	4.1
15	0.029	0.0484	0.3	0.475	2.5	4.9
16	0.034	0.0561	0.35	0.55	2.9	5.6
17	0.038	0.0637	0.4	0.625	3.3	6.4
18	0.043	0.0688	0.45	0.675	3.7	6.9
19	0.048	0.0714	0.5	0.7	4.2	7.2
20	0.053	0.0688	0.55	0.675	4.6	6.9
21	0.058	0.0663	0.6	0.65	5.0	6.7
22	0.064	0.0612	0.67	0.6	5.6	6.1
23	0.067	0.0561	0.7	0.55	5.8	5.6
24	0.065	0.051	0.68	0.5	5.6	5.1

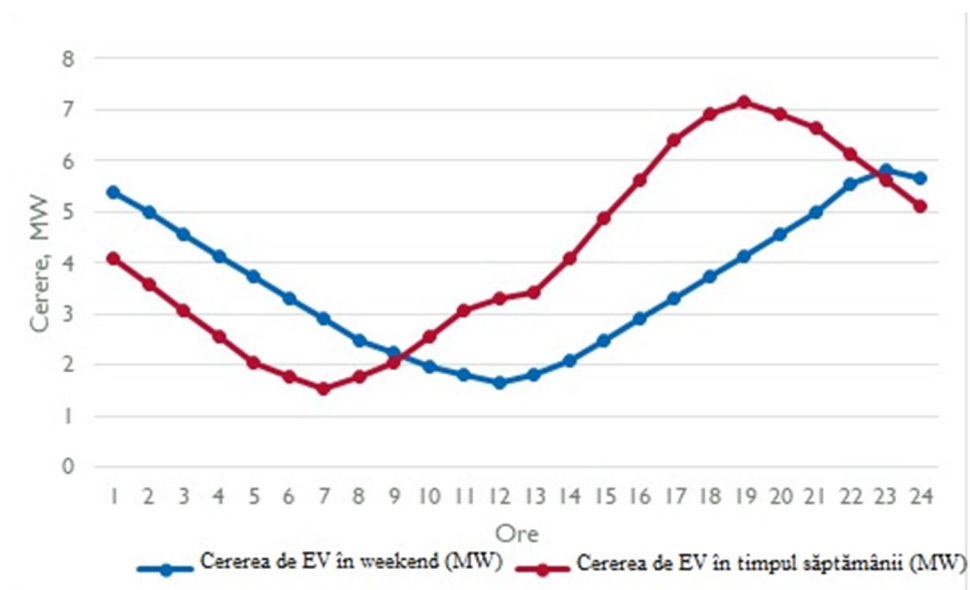


Figura 28: Prognoza cererii orare pentru vehicule electrice (VE) într-o zi tipică, 2028

Valorile orare calculate pentru sarcina electrică determinată de VE în 2028 sunt prezentate în TABELUL 20 și Figura 34.

TABELUL 20: PROGNOZA CERERII ORARE PENTRU VEHICULELE ELECTRICE ÎN 2033

ORA	FACTORUL DE PARTICIPARE ZILNICĂ PENTRU ZILELE DE WEEKEND (PU)	FACTORUL DE PARTICIPARE ZILNICĂ PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (PU)	PROFILUL CERERII PENTRU ZILELE DE WEEKEND (KW)	PROFILUL CERERII PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (KW)	CEREREA PENTRU ZILELE DE WEEKEND (PE SISTEM) (MW)	CEREREA PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (PE SISTEM) (MW)
1	0.063	0.041	0.65	0.4	16.8	12.8
2	0.058	0.036	0.6	0.35	15.5	11.2
3	0.053	0.031	0.55	0.3	14.2	9.6
4	0.048	0.025	0.5	0.25	12.9	8.0
5	0.043	0.020	0.45	0.2	11.7	6.4
6	0.038	0.018	0.4	0.175	10.4	5.6
7	0.034	0.015	0.35	0.15	9.1	4.8
8	0.029	0.018	0.3	0.175	7.8	5.6
9	0.026	0.020	0.27	0.2	7.0	6.4
10	0.023	0.025	0.24	0.25	6.2	8.0
11	0.021	0.031	0.22	0.3	5.7	9.6
12	0.019	0.033	0.2	0.325	5.2	10.4
13	0.021	0.034	0.22	0.335	5.7	10.7
14	0.024	0.041	0.25	0.4	6.5	12.8

TABELUL 20: PROGNOZA CERERII ORARE PENTRU VEHICULELE ELECTRICE ÎN 2033

ORA	FACTORUL DE PARTICIPARE ZILNICĂ PENTRU ZILELE DE WEEKEND (PU)	FACTORUL DE PARTICIPARE ZILNICĂ PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (PU)	PROFILUL CERERII PENTRU ZILELE DE WEEKEND (KW)	PROFILUL CERERII PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (KW)	CEREREA PENTRU ZILELE DE WEEKEND (PE SISTEM) (MW)	CEREREA PENTRU ZILELE LUCRĂTOARE (PE SISTEM) (MW)
15	0.029	0.048	0.3	0.475	7.8	15.2
16	0.034	0.056	0.35	0.55	9.1	17.5
17	0.038	0.064	0.4	0.625	10.4	19.9
18	0.043	0.069	0.45	0.675	11.7	21.5
19	0.048	0.071	0.5	0.7	12.9	22.3
20	0.053	0.069	0.55	0.675	14.2	21.5
21	0.058	0.066	0.6	0.65	15.5	20.7
22	0.064	0.061	0.67	0.6	17.3	19.1
23	0.067	0.056	0.7	0.55	18.1	17.5
24	0.065	0.051	0.68	0.5	17.6	16.0

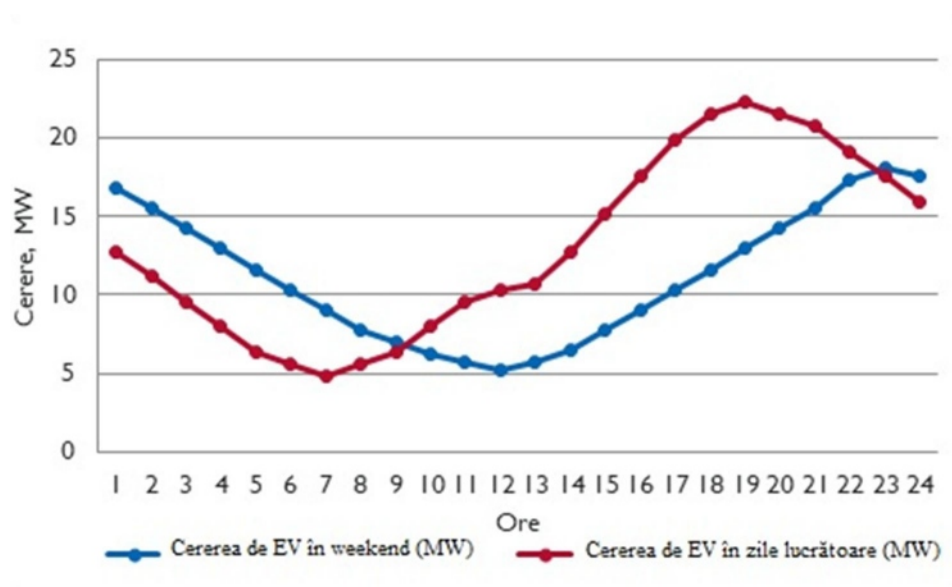


Figura 29: Prognoza cererii orare pentru vehiculele electrice în zile caracteristice, 2033.

4.9 PROGNOZA CERERII ORARE NETE

Ulterior estimării consumului anual net de energie electrică pentru anii 2028 și 2033, pentru malul drept, cât și pentru malul stâng al râului Nistru, au fost utilizate seriile istorice de timp ale consumului brut de energie electrică din perioada 2013-2022 pentru a genera zece serii de timp care să reflecte diferite condiții climatice (ani reci, normali sau calzi) și care includ diferite profile a curbei de sarcină de vârf și anuale. Totodată seriile de timp și profilele de sarcină ale cererii de energie electrică au fost reconfigurate pentru malul drept al râului Nistru prin adăugarea sarcinilor orare determinate de vehicule electrice, luând în considerare dacă prima zi a anului istoric respectiv este o zi lucrătoare sau o zi de weekend.

Tabelul 21 prezintă o sinteză a cererii prognozate pentru ora de vârf a regiunii situate pe malul drept a râului Nistru, în funcție de scenariu și de anul climatic. În scenariul de creștere economică de bază (PIB), sarcina de vârf este estimată între 853 și 962 MW în 2028 și între 928 și 1044 MW în 2033].

TABELUL 21: VÂRFUL DE SARCINĂ ANUAL, VÂRFUL DE SARCINĂ DE VARĂ ȘI SARCINA MINIMĂ ÎN PERIOADA DE VARĂ, PENTRU MALUL DREPT AL RÂULUI NISTRU

AN CLIMATIC	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SERIE DE TIMP[TS]	TS1	TS2	TS3	TS4	TS5	TS6	TS7	TS8	TS9	TS10
2028 - PIB SCĂZUT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	925	951	884	908	857	929	928	927	844	873
CEREREA DE VÂRF VARA	715	727	815	715	756	905	787	785	815	799
CEREREA MINIMĂ	221	243	231	238	242	217	223	222	231	234
2028 - PIB DE BAZĂ (MW)										
CEREREA DE VÂRF	935	962	894	919	867	939	939	938	853	883
CEREREA DE VÂRF VARA	723	735	824	723	765	915	796	794	825	808
CEREREA MINIMĂ	224	246	233	241	245	219	225	225	233	237
2028 - PIB ÎNALT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	946	973	904	930	877	950	950	949	863	893
CEREREA DE VÂRF VARA	731	744	834	732	774	926	805	804	834	817
CEREREA MINIMĂ	227	249	236	244	248	222	228	227	236	240
2033 - PIB SCĂZUT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	994	1,022	950	969	922	999	990	988	908	932
CEREREA DE VÂRF VARA	771	784	867	770	814	969	838	844	874	856
CEREREA MINIMĂ	243	264	251	259	262	235	240	242	250	256
2033 - PIB DE BAZĂ (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,016	1,044	971	990	942	1,020	1,012	1,009	928	952
CEREREA DE VÂRF VARA	788	801	886	787	831	990	856	862	893	875
CEREREA MINIMĂ	248	269	257	264	268	240	246	247	255	262
2033 - PIB ÎNALT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,041	1,069	995	1,014	965	1,045	1,037	1,035	950	976
CEREREA DE VÂRF VARA	807	821	908	806	852	1,014	878	883	915	896
CEREREA MINIMĂ	254	276	263	271	274	246	252	253	261	268

TABELUL 22 oferă o sinteză a sarcinii prognozate pentru Republica Moldova în ora de vârf, în funcție de scenariu și an climatic. În scenariul de bază al PIB-ului, sarcina de vârf se va situa în intervalul 1.160-1.315 MW în 2028 și 1.287-1.456 MW în 2033.

TABELUL 22: VÂRFUL DE SARCINĂ ANUAL, VÂRFUL DE SARCINĂ DE VARĂ ȘI SARCINA MINIMĂ ÎN PERIOADA DE VARĂ, PENTRU ÎNTREG TERITORIUL RM

AN CLIMATIC	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SERIE DE TIMP[TS]	TS1	TS2	TS3	TS4	TS5	TS6	TS7	TS8	TS9	TS10
2028 - PIB SCĂZUT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,303	1,273	1,160	1,258	1,151	1,224	1,185	1,239	1,159	1,205
CEREREA DE VÂRF VARA	1,052	1,049	1,069	1,048	1,038	1,074	1,051	1,049	1,042	1,042
CEREREA MINIMĂ	373	369	385	370	367	364	367	378	391	351
2028 - PIB DE BAZĂ (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,315	1,285	1,171	1,269	1,160	1,236	1,196	1,251	1,169	1,216
CEREREA DE VÂRF VARA	1,062	1,059	1,079	1,057	1,048	1,084	1,060	1,058	1,052	1,052
CEREREA MINIMĂ	376	372	388	372	371	368	371	381	394	354
2028 - PIB ÎNALT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,328	1,298	1,182	1,281	1,172	1,248	1,209	1,263	1,181	1,228
CEREREA DE VÂRF VARA	1,073	1,069	1,090	1,067	1,059	1,096	1,072	1,069	1,063	1,063
CEREREA MINIMĂ	380	376	392	376	374	371	374	384	398	358
2033 - PIB SCĂZUT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,431	1,400	1,273	1,379	1,265	1,335	1,293	1,345	1,267	1,310
CEREREA DE VÂRF VARA	1,157	1,151	1,157	1,144	1,136	1,161	1,150	1,144	1,142	1,133
CEREREA MINIMĂ	411	408	422	409	403	401	402	418	428	385
2033 - PIB DE BAZĂ (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,456	1,424	1,295	1,403	1,287	1,360	1,317	1,371	1,290	1,334
CEREREA DE VÂRF VARA	1,177	1,171	1,179	1,164	1,156	1,184	1,172	1,165	1,161	1,155
CEREREA MINIMĂ	418	415	429	415	410	408	409	425	435	393
2033 - PIB ÎNALT (MW)										
CEREREA DE VÂRF	1,487	1,454	1,324	1,433	1,315	1,390	1,347	1,401	1,318	1,364
CEREREA DE VÂRF VARA	1,202	1,197	1,205	1,189	1,182	1,211	1,198	1,190	1,187	1,181
CEREREA MINIMĂ	428	424	438	424	419	417	419	434	445	401

În urma evaluării rezultatelor s-a decis ca pentru analiza regimurilor de funcționare a rețelelor electrice de transport să fie utilizată Seria de timp a cererii nete pentru anul climatic.

5 ELABORAREA SCENARIILOR

Elaborarea scenariilor reprezintă un element esențial al procesului de elaborare a Planului de dezvoltare a rețelelor electrice, deoarece acestea definesc potențialele direcții de evoluție a sistemului electroenergetic din Republica Moldova, considerând prognoza cererii, evoluția capacităților de generare, precum și aspectele operaționale și de dezvoltare ale pieței de energie electrică. Exercițiul de elaborare a scenariilor detaliază datele de intrare necesare ce vor fi utilizate, metodologia utilizată și rezultatele scontate. Alte componente fundamentale în dezvoltarea scenariilor sunt orizontul de timp (perioada) și metodele folosite.

În cadrul prezentului Plan de dezvoltare a rețelelor electrice, la definirea scenariilor a fost luată în considerare prognozele cererii de energiei electrice și proiecțiile de evoluție a sectorului electroenergetic incluse în proiectul Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Climei [PNIEC]². Orizontul de timp considerat la elaborarea prezentului Plan de dezvoltare este perioada 2024-2033. De asemenea au fost utilizate informații relevante referitoare la dezvoltarea economică a țării (pentru malul drept al râului Nistru), în special cele incluse în Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”. Folosind metodologia descrisă mai jos, Planul de dezvoltare a examinat interacțiunea factorilor care influențează evoluția sistemului electroenergetic din Republica Moldova.

5.1 PRINCIPII GENERALE DE CONSTRUIRE A SCENARIILOR

5.1.1 ETAPELE DE ELABORARE A SCENARIILOR

Scenariile de evoluție a sectorului electroenergetic sunt utilizate pentru a analiza incertitudinile (atât pesimiste cât și optimiste) cu care se poate confrunta sectorul electroenergetic în perioada analizată, și pentru a integra prognozele aferente. Un scenariu reprezintă una dintre multiplele situații posibile ce ar putea apărea în viitor în sectorul electroenergetic și la care sistemul de transport ar trebui să facă față pentru a garanta securitatea aprovizionării cu energie electrică a țării. Elaborarea scenariilor presupune identificarea unui set de incertitudini și explorarea diferitor posibilități de evoluție a sectorului electroenergetic prin realizarea de prognoze a modului în care sistemului energetic și dezvoltarea țării vor evolua în perioada de referință.

Procesul de elaborare a scenariilor urmează o structură secvențială clară. Primul pas constă în definirea scenariului și stabilirea orizontului de timp (pasul 1). În continuare, sunt identificați factorii economici și/sau tendințele naționale relevante care influențează sistemele energetice (pasul 2). Prin dezvoltarea narațiunii scenariilor (pasul 3), sunt descrise principalele evenimente sau situații, fie acestea realiste, fie de tip „pesimist”. Pe baza acestei analize, se determină parametrii-cheie de proiectare (pasul 4), care ulterior sunt utilizați pentru modelarea datelor și calculul rețelei (pasul 5).

Etapele procesului de elaborare a scenariilor sunt următoarele:

1. Definirea scenariului și a orizontului de timp.
2. Identificarea factorilor economici și a tendințelor naționale relevante.
3. Dezvoltarea narațiunii scenariilor și a evenimentelor.
4. Determinarea parametrilor-cheie de proiectare.
5. Pregătirea datelor pentru modelare.

² În cazul PNIEC au fost utilizate proiecțiile de evoluție incluse în proiectul PNIEC aflat în consultări publice la momentul elaborării prezentului Plan de dezvoltare.

Etapa 1 prezintă următoarele scenarii:

- Scenariul de bază
- Scenariul moderat
- Scenariul ambițios

Punctele de plecare pentru construirea scenariilor sunt, în principal, documentele de politici publice menționate mai sus, urmate de alte rapoarte și analize relevante care descriu obiective stabilite pentru anumite perioade de timp. În această etapă, sunt conturate obiectivele pe termen mediu și lung, care sprijină identificarea factorilor determinanți și a parametrilor.

Orizontul de timp pentru scenariile incluse în planul de dezvoltare acoperă perioada anilor 2024–2033. Acesta este împărțit în două etape principale: o perioadă pe termen mediu, având ca orizont anul 2028, și o perioadă pe termen lung, cu anul 2033 ca țintă finală pentru elaborarea scenariilor.

Etapa 2 presupune analiza factorilor economici și a tendințelor care influențează sistemul electroenergetic. De asemenea, este necesară evaluarea frecvenței și a impactului acestor factori. Această analiză ajută la identificarea parametrilor utilizați pentru prognozele de cerere și ofertă.

Etapa 3 descrie modul în care factorii determinanți interacționează și influențează sistemul energetic în cadrul fiecărui scenariu.

Etapa 4 se concentrează pe stabilirea valorilor parametrilor principali, precum cererea și oferta de energie. Valorile respective indică impactul factorilor identificați și efectele acestora asupra sistemului energetic.

Etapa 5 verifică dacă scenariile conțin toate datele relevante necesare înainte de a avansa la următoarea etapă a procesului de elaborare a Planului de dezvoltare a rețelelor electrice.

5.1.2 FACTORI/TENDINȚE RELEVANTE ÎN ELABORAREA SCENARIILOR

Factorii care influențează sistemul energetic pot fi grupați în cinci categorii majore: Decizii politice, Dezvoltarea cererii, Structura ofertei, Proiectarea rețelei, Impactul noilor tehnologii. Fiecare categorie este împărțită în subcategorii, care sunt definite pe baza experiențelor interne și externe. Figura 30 prezintă clasificarea acestor factori în cadrul procesului de elaborare a scenariilor.

Structura factorilor determinanți reprezintă fundamentul pentru dezvoltarea 'de jos în sus' a scenariilor viitoare.

Factorii și tendințele menționați mai jos au susținut dezvoltarea scenariilor prin identificarea parametrilor relevanți, care, la rândul lor, influențează semnificativ sistemul energetic atât astăzi, cât și în viitor. La începutul procesului de dezvoltare a scenariilor, acești factori au fost analizați detaliat, utilizând metodologia de dezvoltare a scenariilor, pentru a identifica factorii principali.

În cele ce urmează, fiecare factor este detaliat.

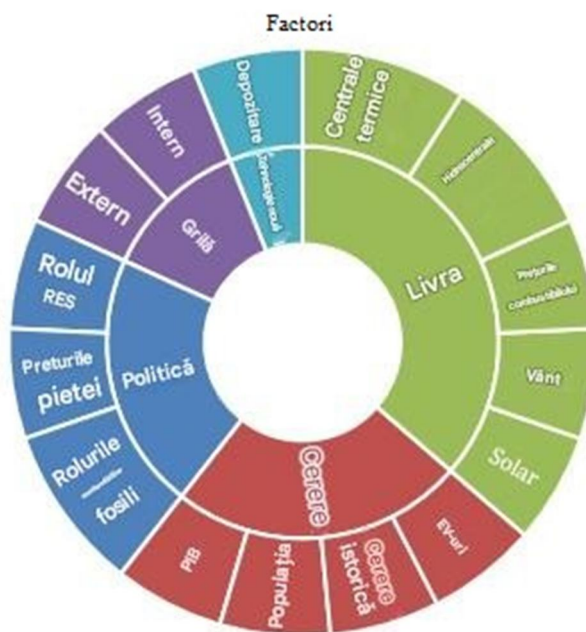


Figura 30: Clasificarea factorilor determinanți în procesul de elaborare a scenariilor

Factorul politic

Pentru elaborarea previziunilor privind viitorul posibil al sistemului energetic din Republica Moldova și pentru crearea scenariilor din Planul Național de Dezvoltare a Rețelei de Transport de Energie Electrică, au fost utilizate ca referințe proiectul Planului Național Integrat pentru Energie și Climatică și proiectul Strategiei energetice a Moldovei 2050.

Conform documentelor de politici publice se estimează creșterea ponderii surselor de energie regenerabilă, în contextul politicilor climatice, ceea ce va duce la reducerea dependenței de importurile de energie și combustibili, contribuind astfel la îmbunătățirea securității energetice. Spre deosebire de producția de energie electrică din combustibili fosili, sursele de energie regenerabilă nu necesită importuri constante de combustibili.

Dezvoltarea economică a Moldovei este preconizată conform prevederilor Strategiei naționale de dezvoltare 'Moldova europeană 2030', aprobată prin Legea nr. 315/2022.

Factorii ce influențează cererea de energie electrică

Evoluția consumului de energie electrică a constituit unul dintre principalele elemente pentru crearea scenariilor. Tendințele înregistrate în trecut și cele viitoare ale consumului de energie electrică la nivel național au fost identificate pe baza datelor statistice publicate de agenții naționale și entități internaționale. Principalii factori de impact asupra consumului de energie electrică identificați sunt populația, PIB-ul, și creșterea istorică a cererii. Proiecțiile de evoluție a PIB-ului au fost preluate din Strategia națională de dezvoltare 'Moldova europeană 2030'. Exercițiul de prognozare a consumului de energie electrică, realizat pe baza acestor factori determinanți, indică o creștere constantă a consumului în perioada de referință.

În ceea ce privește creșterea cererii de energie, au fost anticipate trei scenarii pentru dezvoltarea sectorului energetic și a economiei naționale, pe baza presupunerilor privind creșterea PIB-ului (pentru detalii

suplimentare, consultați Capitolul **Error! Reference source not found.**, Cererea de Energie Electrică Și Proгноza Sarcinii):

- Creștere economică redusă (PIB scăzut);
- Creștere economică medie (PIB de bază);
- Creștere economică ridicată (PIB înalt).

În scenariul de bază, se consideră o creștere anuală medie a PIB-ului de 3,5%, conformă cu ipotezele utilizate în proiectului PNIEC. Scenariul moderat presupune o creștere mai redusă, de 2% anual. Scenariul ambițios ia în calcul o creștere accelerată a PIB-ului, de 5% anual.

Profilurile de consum și cererea de energie electrică sunt influențate de asemenea de introducerea generării distribuite, care transformă rolul consumatorului în rețelele de distribuție.

Un alt factor care va contribui la creșterea cererii de energie electrică și va influența profilul zilnic de consum este numărul vehiculelor electrice și necesitatea de încărcare a acestora.

O descriere detaliată a prognozei consumului de energie electrică a fost prezentată în Capitolul **Error! Reference source not found.**

Capacitățile de generare a energiei electrice

Pentru perioada de referință este anticipată o schimbare esențială a mixului de producție al sistemului energetic. Schimbarea va fi determinată de integrarea surselor regenerabile (SRE) de energie și a tehnologiilor noi, cum ar fi:

- Capacități noi a centralelor fotovoltaice (PV) în anul 2028 - 202 MW în scenariul de bază, [conform proiectului PNIEC], 325 MW în scenariul moderat și 470 MW în scenariul ambițios;
- Capacități noi a centralelor fotovoltaice (PV) în anul 2033 - 273 MW în scenariul de bază, conform proiectului PNEIC, 338 MW în scenariul moderat și 750 MW în scenariul ambițios;
- Capacitatea instalată a centralelor eoliene în anul 2028 - 442 MW în scenariul de bază, [conform proiectului PNEIC], 521 MW în scenariul moderat și 550 MW în scenariul ambițios;
- Capacitatea instalată a centralelor eoliene în anul 2033 - 960 MW în scenariul de bază, conform proiectului PNEIC, 679 MW în scenariul moderat și 960 MW în scenariul ambițios;
- Construcția de noi centrale de biogaz/biomasă cu o capacitate de 75 MW în scenariul de bază [2025: 37,5 MW și 2027: 37,5 MW, conform proiectului PNEIC] și cu o capacitate de 52,5 MW [2025: 15 MW și 2027: 37,5 MW] în scenariul moderat și ambițios.

Producția de energie electrică din centralele convenționale va continua să joace un rol major în țară. Planurile de înlocuire a CET-1 în 2025 și CET-2 în 2030 vor extinde utilizarea acestor instalații termice dincolo de durata lor de viață actuală.

La elaborarea scenariilor a fost luată în considerare și capacitățile de generare racordate la rețelele de distribuție. În acest sens a fost modelat un număr mare de module de generare de capacitate mică integrate în niveluri de tensiune joasă și medie, într-o formă agregată, care au influențat modul de livrare a energiei electrice, schimbând fluxurile de sarcină sau ducând la congestie.

O alată variabilă a analizată este prețul gazului pentru generarea de energie electrică de către MGRES. Scenariul de bază ia în considerare situația actuală, în care prețul gazului plătit de MGRES este subvenționat, iar cantitățile lunare disponibile sunt limitate [4.220 TJ]. Scenariile moderate și ambițioase iau în considerare furnizarea de gaz pe baza condițiilor de piață, datorită dificultăților de tranzit al gazului

din Ucraina. Lipsa unui preț subvenționat al gazului va iniția o tranziție treptată către un piață de gaz economică optimă.

Infrastructura de rețea

Principalele provocări pentru sistemul electroenergetic în prezent sunt integrarea surselor de energie regenerabilă variabilă (SREV) și gestionarea fluxurilor generate de sursele de energie electrică, în special cele distribuite. Necesitatea de extinderea și/sau reabilitare a sistemului electroenergetic au fost un alt factor considerat la elaborarea scenariilor. Suplimentar, au fost analizate perioadele de dezvoltare a interconexiunilor cu țările vecine, inclusiv la analiza nivelului de adecvanță, și impactului asupra securității aprovizionării.

Următoarele proiecte de dezvoltare a rețelelor electrice de transport, aflate în proces de construcție sau într-o fază avansată de promovare a proiectului, au fost considerate la elaborarea scenariilor, după cum urmează: [1] Noua linie de înaltă tensiune de 400 kV între SE Vulcănești și SE Chișinău este așteptată să fie pusă în funcțiune în 2025. [2] În 2028, o nouă interconexiune de 400 kV între SE Bălți (Moldova) și SE Suceava (România) va spori capacitatea comercială netă de transport NTC.

Totodată, în scenariile de bază și ambițioase, se preconizează construirea și punerea în funcțiune, până în 2033, a celei de-a treia interconexiune de 400 kV între România și Moldova, planificată să fie construită între SE Strășeni și SE Gutinaș, în România.

Dezvoltarea tehnologiilor noi

Dezvoltarea tehnologiilor reprezintă un factor cheie în fiecare economie și are un impact considerabil și asupra dezvoltării sectorului electroenergetic. Variabilitatea surselor de energie regenerabile, cum ar fi cele solare și eoliene, reprezintă o provocare pentru asigurarea continuității aprovizionării cu energie electrică. Există o gamă largă de soluții pentru această provocare, inclusiv stocarea energiei. Dezvoltare proiectelor bazate pe tehnologii de stocare a energiei electrice ar putea aduce a creștere a flexibilității sistemului electroenergetic, cu posibilitatea de a elimina unele congestii din rețea.

În perioada de referință se preconizează instalarea unui nou sistem de stocare a energiei pe bază de baterii, destinat stabilizării și restabilirii frecvenței. De asemenea, există interes din partea investitorilor privați pentru dezvoltarea de noi tehnologii care să sprijine controlul frecvenței sau care să valorifice oportunitățile de piață viitoare.

5.2 METODOLOGIA APLICATĂ LA ELABORAREA SCENARIILOR

Dezvoltarea scenariilor a urmat o abordare simplă și eficientă. Pe baza factorilor și tendințelor identificate, o analiză a impactului și predictibilității a determinat și ordonat factorii relevanți pentru elaborarea scenariilor. Definirea scenariilor s-a realizat pe baza factorilor/tendențelor identificate drept relevante pentru construirea scenariilor și valorilor lor prognozate. Factorii identificați și a subcategoriilor acestora, au fost utilizați la pentru a stabili intervalele de variație în elaborarea prognozelor de evoluția a fiecărui indicator, în special – evoluția numărului populației, a PIB-ului, disponibilitatea centralelor electrice existente, numărul și capacitatea surselor de energie regenerabilă noi, modalitatea în care aceste surse sunt conectate la sistem și mai ales locația lor de producție a energiei electrice, schimburile de energie electrică cu țările vecine etc.

Validarea finală a scenariilor s-a bazat pe următorii indicatori cheie: [1] prognoza evoluției consumului de energie electrică și [2] adecvanța surselor de generare a energiei electrice și a interconexiunilor cu țările vecine pentru a acoperi consumul de energie electrică. Primul indicator a fost utilizat în pentru a genera

alternative de proiecție privind nivelul de încărcare a infrastructurii de transport a energiei electrice. Al doilea parametru a fost utilizat pentru a analiza condițiile optime de încărcare și utilizare a centralelor electrice și pentru identificare situațiilor de deficit sau surplus a capacităților de generare, pe baza căreia au fost luate decizii privind regimurile de export sau import a energiei electrice. Un alt scop al analizei celor doi parametri menționați mai sus a fost de a evidenția dacă adecvanța sistemului este afectată în cazul în care ritmul de penetrare a surselor regenerabile de energie variabilă (SREV) este sub nivelul planificat, și modul cum sistemul electroenergetic poate face față la situații cu exces de energie regenerabilă provenit din SREV (dacă va fi restricționat sau exportat) deoarece acest lucru va afecta încărcarea stațiilor de transformare (nodurilor) din sistemul de transport și încărcarea liniilor de interconexiune.

5.3 REZULTATELE ELABORĂRII SCENARIILOR

Scenariile analizate în cadrul Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport s-au bazat pe principiile generale de elaborare a scenariilor, metodologia specificată în secțiunea 5.2, și valorilor factorilor cu impact asupra sistemului energetic, după cum sunt prezentați în continuare.

5.3.1 EVOLUȚIA MIXULUI DE ENERGIE

Capacitățile surselor de generare utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport:

1. Capacitatea totală instalată a centralelor electrice cu termoficare urbană de pe malul drept al râului Nistru (CET 1, CET 2 și CET Nord) este în prezent de 361,2 MW, iar capacitatea disponibilă este de 351,2 MW. Se preconizează ca CET 1 să fie înlocuită prin instalarea a unor motoare cu ardere internă pe bază de gaz (ICE) de 22 MW pe același amplasament și de ICE CET Vest (33 MW) în 2025. CET 2 urmează să fie înlocuită în 2030 (pentru scopul acestei evaluări, tehnologia ICE este considerată și în cazul noile unități). Capacitatea instalată estimată a centralelor pe gaz de pe malul drept al Nistrului va ajunge la 262,4 MW în 2033.
2. În regiunea Unităților Administrativ-Teritoriale de pe malul stâng al Nistrului, se consideră că MGRES va utiliza orice gaz disponibil furnizat de Gazprom în principal pentru a acoperi nevoile de energie electrică a regiunii respective.
3. Pentru generarea MGRES, scenariul de bază (situația actuală) include utilizarea unei cantități de gaz limitate la nivel lunar, disponibil la un preț subvenționat (\$3,43/GJ). Pentru scenariile moderate și ambițioase, se utilizează prețul de piață al gazului din proiecțiile ENTSO-E ERAA din 2023 (€8,8/GJ în 2028 și €7,88/GJ în 2033).
4. Capacitatea instalată disponibilă a centralelor hidroelectrice existente este de 64 MW (CHE Costesti și Dubasari). Aceste capacități sunt disponibile pe parcursul perioadei 2025-2034.
5. În toate scenariile, mecanismul de ajustare la frontieră CBAM va fi implementat în perioada 2026-2029, iar proiecțiile prețurilor pentru emisiile de CO₂ conform ENTSO-E ERAA din 2023 sunt luate în considerare. În 2030, se preconizează că emisiile de carbon la generarea energiei electrice urmează a fi taxate fie utilizând o taxă sau prin aplicarea taxelor datorată de aderarea Moldovei la Sistemul European de Comerț cu Emisii (în scopul simplificării estimărilor taxa local este considerată egală cu proiecțiile ENTSO-E ERAA pentru taxele de carbon).

Scenariul de bază utilizat la elaborarea Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport obiectivele și țintele stabilite în proiectul PNIEC. În acest sens, se consideră că politicile și măsurile propuse în proiectul PNIEC sunt realizate. Capacitățile surselor regenerabile de energie au fost preluate direct din PNEIC, iar reabilitarea CET au fost considerată cu modificarea anului preconizat de punere în funcțiune a instalațiilor noi (dezafectarea CET-1 a fost mutată din 2024 în 2025, iar dezafectarea CET-2 a fost mutată

din 2027 în 2030]. Scenariile moderate și ambițioase reprezintă marje de sensibilitate pentru a demonstra reziliența scenariului de bază.

Pentru producția SREV s-au utilizat seriile de date de producție potențială pentru centralele fotovoltaice și eoliene colectate dintr-un studiu ENTSO-E ERAA din 2022. S-a estimat că capacitățile disponibile ale centralelor solare fotovoltaice și eoliene vor crește pe întreg parcursul perioadei 2025–2034, iar repartizarea acestora s-a făcut conform avizelor de racordare emise, după cum este prezentat în TABELUL 23.

TABELUL 23: CAPACITATEA DISPONIBILĂ A CENTRALOR FOTOVOLTAICE ȘI EOLIENE

CENTRALA		SCENARIUL DE BAZĂ		SCENARIUL MODERAT		SCENARIUL AMBIȚIOS	
		2028	2033	2028	2033	2028	2033
Centrale fotovoltaice, MW	Vinogradovca	55	55	55	55	55	55
	Tânțăreni	30	30	30	30	30	30
	Hâncești	15	15	15	15	15	15
	Ungheni	15	15	15	15	15	15
	Cojușna	/	60	60	60	60	60
	Leova	/	15	15	15	15	15
	Rădeni	/	/	/	/	50	50
	Talmaz	/	/	/	/	50	50
	Țambula	/	/	/	/	/	70
	A.I. Cuza	/	/	/	/	/	40
	Bulboaca	/	/	/	/	/	25
	Pelivan	/	/	/	/	/	24.09
	Alexăndreni	/	/	/	/	/	20
	Șestaci	/	/	/	/	/	20
	Seliște	/	/	/	/	/	19
	Gribova	/	/	/	/	/	18

TABELUL 23: CAPACITATEA DISPONIBILĂ A CENTRALOR FOTOVOLTAICE ȘI EOLIENE

CENTRALA	SCENARIUL DE BAZĂ		SCENARIUL MODERAT		SCENARIUL AMBIȚIOS	
	2028	2033	2028	2033	2028	2033
Țaul	/	/	/	/	/	15
Altele (până în 15 MW)	87	83	135	148	180	198.91
Total Centrale fotovoltaice	202	273	325	338	470	750
Cioburciu	81	81	81	81	81	81
Pietrosu	60	60	60	60	60	60
Cotiujenii Mari	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4
Cahul	46	46	46	46	46	46
Purcari	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
Vulcănești	/	180	/	180	/	180
Taraclia	/	70	/	/	/	70
Centrale eoliene, MW						
Buciumeni	/	50	/	/	/	50
Gura Galbena	/	50	/	/	50	50
Purcari B	/	45	/	/	/	45
Răscăieți	/	40	/	/	40	40
Cotiujenii Mari	/	16	/	/	/	16
Altele	173.1	240.1	202.1	179.1	191.1	240.1
Total Centrale eoliene	442	960	521	678	550	960

Scenariul moderat ia în considerare o integrare moderată a SRE în comparație cu dinamica integrării din scenariul de bază. Valorile pentru centralele eoliene și fotovoltaice sunt mai mari decât în primul scenariu, având în vedere că Guvernul Republicii Moldova preconizează perpetuarea schemelor de sprijin pentru dezvoltarea acestor centrale. În acest scenariu se analizează posibilitatea integrării unei capacități instalate mai mare a centralelor pe acoperișurile clădirilor, în special ale locuințelor. Având în vedere că construirea centralelor fotovoltaice necesită mai puțin timp decât celelalte tipuri de generare, acest scenariu este de foarte realist.

Capacitatea eoliană estimată pentru anul 2033 este mai mică decât în scenariul de bază, datorită presupunerii unor decizii de investiții incerte pentru proiectele la scară, pentru care autorizarea este mai complicată, deoarece este nevoie de mai mult timp pentru pregătirea proiectului, schimbarea destinației terenurilor, evaluarea impactului asupra mediului și obținerea autorizațiilor de construire, ceea ce poate tergiversa construcția acestor proiecte.

Scenariul ambițios ia în calcul o abordare optimistă privind dezvoltarea centralelor SREV (integrare ambițioasă a SRE). În scenariul ambițios, penetrarea SREV consideră creșterea rapidă în special a capacităților eoliene.

Capacitatea totală de producție de energie pe scenarii pentru anii 2028 și 2033 este prezentată în tabelul de mai jos.

TABELUL 24: CAPACITATEA TOTALA DE PRODUCȚIE DE ENERGIE ÎN RM

TIP DE CAPACITATE	SCENARIUL DE BAZĂ		SCENARIUL MODERAT		SCENARIUL AMBIȚIOS	
	2028	2033	2028	2033	2028	2033
Centrale termice (gaz și cărbune)	1,870.4	1,764.4	1,870.4	1,764.4	1,870.4	1,764.4
Centrale eoliene	442	960	521	678	550	960
Centrale fotovoltaice	202	273	325	338	470	750
Centrale hidroelectrice	64	64	64	64	64	64
Alte (biogaz și biomasă)	75	75	52.5	52.5	52.5	52.5
Capacitatea totală instalată	2,653.4	3,136.4	2,832.9	2,896.9	3,006.9	3,590.9

5.3.2 REZULTATELE PROGNOZEI CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ

Proгноza cererii reprezintă elementele de bază în construirea scenariilor, deoarece acestea încorporează o mulțime de factori (driveri), așa cum sunt prezentați în Figura 30. Acestea constituie datele de intrare pentru studiul de adecvanță a generării și al dispecerizării optime, sau cu alte cuvinte, reprezintă o valoare de referință pentru ceilalți indicatori utilizați în construirea scenariilor. Tabelul 25 prezintă trei alternative pentru consumul de energie electrică, influențată de prognozele evoluției economice a țării (scăzută, medie și mare).

TABELUL 25: ALTERNATIVE SELECTATE PENTRU PROGNOZA CONSUMULUI NET DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU DEZVOLTAREA SCENARIILOR

ANUL	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Alternativa de bază [GWh]	6118	6230	6349	6477	6616	6759	6903	7037	7171	7306
Alternativa scăzută [GWh]	6101	6204	6311	6429	6556	6687	6818	6937	7057	7176
Alternativa ridicată [GWh]	6137	6259	6389	6530	6682	6841	7002	7154	7309	7465

Informații detaliate privind prognoza consumului de energie electrică sunt prezentate în Capitolul **Error! Reference source not found.**

5.3.3 EVOLUȚIA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE CU ȚĂRILE VECINE

Evoluția preconizată a capacităților nete a interconexiunilor între Moldova și țările vecine utilizate la elaborarea TYNDP sunt prezentate în TABELUL 26.

TABELUL 26 CAPACITATEA NETĂ DE TRANSFER A INTERCONEXIUNII (NTC) ÎN MW						
DIRECȚIE	SCENARIUL DE BAZĂ		SCENARIUL MODERAT		SCENARIUL AMBIȚIOS	
	2028	2033	2028	2033	2028	2033
Spre România	300	750	300	600	300	750
Din România	450	750	450	600	450	750
Spre Ucraina	600	600	600	600	600	600
Din Ucraina	600	600	600	600	600	600

La elaborarea scenariilor s-a considerat aportul la NTC a noilor linii electrice aeriene de 400 kV SE Vulcănești – SE Chișinău și SE Bălți – SE Suceava, care vor fi puse în funcțiune până în 2028. Interconexiunea Bălți – Suceava urmează a fi pusă în funcțiune la sfârșitul anului 2028 și, prin urmare, nu este luată în analiza de piață pentru 2028 (vor fi aplicate schimburile de energie realizate pe parcursul anului respectiv), însă vor fi modelate în modelul rețelei pentru 2028, pentru a evalua influența acestei linii asupra rețelei.

Pentru estimarea NTC în anul 2033, se presupune că capacitatea interconexiunilor pentru hotarul RO-MD va fi calculată pe baza metodologiei NTC și nu conform algoritmului utilizat în prezent cu Ukrenergo.

Scenariile de bază și cel ambițios presupun o a treia interconexiune 400 kV care va conecta Moldova și România, construită între SE Strășeni și SE Gutinaș, care va fi pusă în funcțiune în 2033. Această linie a fost modelată în toate modelele de rețea pentru 2033 pentru a evalua influența acesteia asupra rețelei în toate scenariile. Capacitatea NTC pentru această interconexiune pentru 2028 și 2033, a fost preluată din analiza cost beneficiu realizată de proiectul USAID Just and Secure Energy Transition (JSET), care a identificat coridorul SE Strășeni – SE Gutinaș drept optim pentru dezvoltarea unei noi interconexiuni.

5.4 VALIDAREA SCENARIILOR

Construirea scenariilor reprezintă partea centrală a dezvoltării TYNDP, în care sunt cumulate cei mai importanți factori de influență pentru a forma un set de informații presupuse privind evoluțiile viitoare ale sistemului electroenergetic. Definirea celor trei scenarii de dezvoltare a cererii – de bază, scăzută și înaltă – este corelată cu o gamă de rezultate așteptate în dezvoltarea economică a Moldovei.

Scopul determinării și analizei acestor scenarii este de a defini condițiile și proiecțiile dezvoltărilor în sectorul energetic, care urmează a fi evaluate. Mai mult, rezultatele studiului de adecvanță a capacității de generare, prin analiza fiecărui scenariu în parte, oferă informații utile pentru identificarea investițiilor viitoare, consolidărilor sau măsurilor operaționale necesare pentru fortificarea sistemului de transport. Astfel, este posibil să se intervină în timp util pentru a asigura funcționarea tehnic fiabilă și economic sustenabilă a rețelei de transport pe toată perioada de referință.

Conform analizei prezentate mai sus, la elaborarea Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport au fost utilizate următoarele scenarii:

1. **Scenariul de bază:** Scenariul de bază presupune o prognoză a cererii bazată pe o creștere economică (PIB) moderată, integrarea surselor regenerabile de energie (SRE) conform Țintelor stabilite în proiectele documentelor de politici publice și continuarea utilizării unui preț subvenționat al gazului de către MGRES. Acesta consideră tendințele actuale ale cererii și ale creșterii SRE, precum și situația aprovizionării cu gaz în Transnistria (condiții de piață nefuncționale pentru piața gazului)
2. **Scenariul moderat:** Acest scenariu utilizează o prognoză a cererii cu o creștere economică inferioară scenariului de bază, o integrare moderată a SRE și utilizarea unui preț de piață pentru gazul livrat pentru MGRES. Scenariul ia în considerare o creștere moderată a SRE și a cererii, precum și excluderea subvențiilor pentru gaze în Transnistria.

Scenariul ambițios: Scenariul ambițios presupune o prognoză a cererii bazată pe o creștere economică ridicată (PIB), o integrare ambițioasă a SRE, un preț de piață al gazului utilizat de MGRES și o a treia interconexiune între Moldova și România.

O privire de ansamblu a scenariilor este prezentată în TABELUL 27.

TABELUL 27: PREZENTARE GENERALĂ A SCENARIILOR

CATEGORIE	SCENARIUL DE BAZĂ	SCENARIUL MODERAT	SCENARIUL AMBIȚIOS
Creșterea cererii	PIB de bază	PIB scăzut	PIB ridicat
Capacități SRE	De bază	Moderat	Ambițios
Capacități MGRES	Preț subvenționat al gazului și aprovizionare limitată cu gaz	Preț de piață al gazului	Preț de piață al gazului
NTC	Două noi interconexiuni cu România	O nouă interconexiune cu România	Două noi interconexiuni cu România

6 ANALIZA ADECVANȚEI SISTEMULUI

Adecvanța sistemului electroenergetic se referă la capacitatea unui sistem electroenergetic de a acoperi în mod fiabil cererea de energie electrică în condiții normale de funcționare, având în vedere factori precum consumul în orele de vârf, întreruperile neprevăzute și rezervele de putere necesare. Cu alte cuvinte, este vorba despre asigurarea unei capacități de producție suficiente pentru a satisface cerințele sistemului în orice moment, fără riscuri semnificative de întreruperi în furnizarea energiei electrice. Adecvanța sistemului este crucială pentru garantarea aprovizionării stabile și fiabile a energiei electrice, pentru a răspunde nevoilor consumatorilor, a sprijini dezvoltarea economică și a menține fiabilitatea întregului sistem electroenergetic.

Evaluarea adecvanței capacităților de generare presupune realizarea unor evaluări ale fiabilității sistemului, utilizând prognoze ale sarcinii și proiecții de dezvoltare a capacității de generare, pentru a analiza echilibrul dintre cererea și oferta de energie electrică pe termen scurt și lung. Aceste studii sunt esențiale pentru identificarea eventualelor deficite de capacitate de generare, a congestiilor în rețelele de transport și a altor riscuri ce pot afecta fiabilitatea sistemului. Ele permit părților interesate să implementeze măsuri care să îmbunătățească adecvanța producției și să asigure menținerea fiabilității sistemului energetic.

Metodologia de analiză a adecvanței folosită în cadrul exercițiului de elaborare a Planului de dezvoltare a adoptat o abordare probabilistică, utilizând tehnica de simulare Monte Carlo. Rezultatele au fost obținute pentru doi ani țintă, 2028 și 2033, relevanți pentru scenariile analizate, care reflectă capacitățile totale disponibile de generare termică, fotovoltaică, eoliană, hidroelectrică și cerințele de sarcină ale sistemului. Au fost modelate schimburile de energie cu țările învecinate și au fost dezvoltate diverse scenarii pentru a analiza variațiile prognozelor de cerere, disponibilitatea centralelor electrice și gradul de integrare a surselor regenerabile de energie în sistem.

6.1 DATE DE INTRARE

Pentru evaluarea adecvanței capacităților de generare, a fost dezvoltat un model de piață a sistemului electroenergetic utilizând sistemul informațional PLEXOS, care simulează dispecerizarea orară a sistemului de generare și de gestionare a unităților pentru sistemul energetic din Moldova. Datele de intrare utilizate în dezvoltarea acestui model sunt prezentate sintetic în capitolul 6.1.1, „Prezentare generală a datelor de intrare”, iar particularitățile modelării sunt detaliate în capitolul 6.1.2, „Date de intrare specifice modelului”.

6.1.1 PREZENTARE GENERALĂ A DATELOR DE INTRARE

6.1.1.1 SISTEMUL DE GENERARE CONVENȚIONAL

Toate centralele electrice convenționale mari au fost modelate separat în cadrul modelului de dispecerizare a producției și de angajare a unităților de generare. Fiecare generator a fost modelat ținând cont de proprietățile sale tehnice relevante, care includ:

- Capacitatea instalată;
- Capacități de producție minime stabile.
- Timp minim de pornire și oprire;
- Caracteristicile întreruperii (forțate și de întreținere); și
- Costuri marginale, fixe și de pornire.

Pentru scenariile de planificare descrise în secțiunea anterioară, nu a fost prevăzută nicio creștere planificată a capacității de producție convențională. Detaliile privind centralele termice sunt prezentate în

Tabelele 28 și 29. Pentru unii parametri care descriu caracteristicile și modul de funcționare a sistemelor din țările vecine și a celui Continental European, au fost utilizate datele din studiului ENTSO-E European Resource Adequacy Assessment (ERAA), publicat în 2023³. Costurile de pornire a centralelor convenționale au fost calculate în baza prețurilor combustibililor, care variază pentru anii țintă, luând în considerare randamentele centralelor electrice. Costurile finale de pornire pentru fiecare unitate sunt prezentate în tabelele 30 și 31. Similar, costurile marginale ale centralelor termice au fost, de asemenea, calculate pe baza prețurilor prognozate ale gazului pentru 2028 și 2033 și a randamentelor centralelor, pentru a stabili ordinea de merit dorită.

³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

TABELUL 28: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028

DENUMIREA UNITĂȚII DE GENERARE A CENTRALEI TERMICE	TIP REFERINȚĂ DATE ENTSO-E	CAPACITATE A NOMINALĂ (MW)	CONSTRÂNGERI OBLIGATORII	PUTERE MINIMĂ STABILĂ (MW)	TIMP MINIM DE FUNCȚIONARE (H)	TIMP MINIM DE INACTIVITATE (H)	COSTUL EMISIILOR DE CO ₂ (€/TONE CO ₂)	COSTUL COMBUSTIBILULUI (€/GJ)	COSTUL DE EXPLOATARE ȘI ÎNTREȚINERE (€/MWH)
MGRES G4	Cărbune, gaz convențional vechi 1 (gaz utilizat în prezent)	100 [Capacitatea instalată 200 MW, dar doar 100 MW disponibili]		100	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1
MGRES G5	Cărbune, gaz convențional vechi 1 (gaz utilizat în prezent)	100 [Capacitatea instalată 200 MW, dar doar 100 MW disponibili]		100	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1
MGRES G7	Gaz convențional vechi 1	200		120	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1
MGRES G8	Gaz convențional vechi 1	200		120	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1
MGRES G9	Gaz convențional vechi 1	210		120	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1

TABELUL 28: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028

DENUMIREA UNITĂȚII DE GENERARE A CENTRALEI TERMICE	TIP REFERINȚĂ DATE ENTSO-E	CAPACITATE A NOMINALĂ (MW)	CONSTRÂNGERI OBLIGATORII	PUTERE MINIMĂ STABILĂ (MW)	TIMP MINIM DE FUNCȚIONARE (H)	TIMP MINIM DE INACTIVITATE (H)	COSTUL EMISIILOR DE CO ₂ (€/TONE CO ₂)	COSTUL COMBUSTIBILULUI (€/GJ)	COSTUL DE EXPLOATARE ȘI ÎNTREȚINERE (€/MWH)
MGRES G10	Gaz convențional vechi1	210		120	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1
MGRES G11	Gaz convențional vechi 1	250	Trebuie să funcționeze la 220 MW pentru a menține rezerva RRF ascendentă	120	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1
MGRES G12	Gaz convențional vechi 1	250		120	48	5	103	3.19 (scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil)/ 8.8	1.1
CET-1 (G6)	Gaz prezent în CCGT 1 (ICE)	11	Trebuie să funcționeze tot timpul anului din cauza sarcinii termice și necesitatea încălzirii apei calde	4.4	2	2	103	8.8	1.6
CET-1 (G7)	Gaz prezent în CCGT 1 (ICE)	11	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	4.4	2	2	103	8.8	1.6

TABELUL 28: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028

DENUMIREA UNITĂȚII DE GENERARE A CENTRALEI TERMICE	TIP REFERINȚĂ DATE ENTSO-E	CAPACITATE A NOMINALĂ (MW)	CONSTRÂNGERI OBLIGATORII	PUTERE MINIMĂ STABILĂ (MW)	TIMP MINIM DE FUNCȚIONARE (H)	TIMP MINIM DE INACTIVITATE (H)	COSTUL EMISIILOR DE CO ₂ (€/TONE CO ₂)	COSTUL COMBUSTIBILULUI (€/GJ)	COSTUL DE EXPLOATARE ȘI ÎNTREȚINERE (€/MWH)
CET Vest G1	Gaz prezent în CCGT 1 (ICE)	11	Trebuie să funcționeze atât în perioada iernii, cât și în timpul verii, la o capacitate de 50% CF, din cauza sarcinii termice și preparare a apei menajere.	4.4	2	2	103	8.8	1.6
CET Vest G2	Gaz prezent în CCGT 1 (ICE)	11	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	4.4	2	2	103	8.8	1.6
CET Vest G3	Gaz prezent în CCGT1 (ICE)	11	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	4.4	2	2	103	8.8	1.6
CET-2 (G1)	Gaz vechi în CCGT 2	98	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă (90,24 MW) din cauza sarcinii termice	40	3	3	103	8.8	1.6
CET-2 (G2)	Gaz prezent în CCGT1	80	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă (75,2 MW) din cauza sarcinii termice	40	2	2	103	8.8	1.6
CET-2 (G3)	Gaz vechi în CCGT 2	80	Trebuie să funcționeze în Ianuarie și Februarie (75,2 MW) din cauza încălzirii; nu funcționează din Martie până în Decembrie din cauza cantităților limitate de gaz	40	3	3	103	8.8	1.6
CET Nord G1	Gaz vechi în CCGT 2	12	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	2.5	3	3	103	8.8	1.6

TABELUL 28: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028

DENUMIREA UNITĂȚII DE GENERARE A CENTRALEI TERMICE	TIP REFERINȚĂ DATE ENTSO-E	CAPACITATE A NOMINALĂ [MW]	CONSTRÂNGERI OBLIGATORII	PUTERE MINIMĂ STABILĂ [MW]	TIMP MINIM DE FUNCȚIONARE [H]	TIMP MINIM DE INACTIVITATE [H]	COSTUL EMISIILOR DE CO ₂ [€/TONE CO ₂]	COSTUL COMBUSTIBILULUI [€/GJ]	COSTUL DE EXPLOATARE ȘI ÎNTREȚINERE [€/MWH]
CET Nord G2	Gaz vechi în CCGT 2	12	Nu funcționează în timpul orelor de iarnă din cauza cantităților limitate de gaz	2.5	3	3	103	8.8	1.6
CET Nord G3	Gaz prezent în CCGT1	3.354	Trebuie să funcționeze tot anul din cauza sarcinii termice și a preparării apei menajere	1.6	2	2	103	8.8	1.6
CET Nord G4	Gaz prezent în CCGT 1	3.354	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	1.6	2	2	103	8.8	1.6
CET Nord G5	Gaz prezent în CCGT1	3.354	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	1.6	2	2	103	8.8	1.6
CET Nord G6	Gaz prezent în CCGT1	3.354	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	1.6	2	2	103	8.8	1.6

TABELUL 29: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2033

DENUMIREA CENTRALEI TERMICE	TIP REFERINȚĂ DATE ENTSO-E	CAPACITATEA NOMINALĂ (MW)	CONSTRÂNGERI OBLIGATORII	PUTERE MINIMĂ STABILĂ (MW)	TIMP MINIM DE FUNCȚIONARE (H)	TIMP MINIM DE INACTIVITATE (H)	TAXA EMISIILOR DE CO ₂ (€/TONE CO ₂)	COSTUL COMBUSTIBILULUI (€/GJ)	TAXA VARIABILĂ DE EXPLOATARE ȘI ÎNTREȚINERE (€/MWH)
MGRES G4	Cărbune, gaz convențional vechi 1 (gaz utilizat în prezent)	100 [Capacitate instalată 200 MW, dar doar 100 MW disponibili]		100	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1
MGRES G5	Cărbune, gaz convențional vechi 1 (gaz utilizat în prezent)	100 [Capacitate instalată 200 MW, dar doar 100 MW disponibili]		100	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1
MGRES G7	Gaz convențional vechi 1	200		120	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1
MGRES G8	Gaz convențional vechi 1	200		120	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1
MGRES G9	Gaz convențional vechi 1	210		120	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1
MGRES G10	Gaz convențional vechi 1	210		120	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1

TABELUL 29: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2033

DENUMIREA CENTRALEI TERMICE	TIP REFERINȚĂ DATE ENTSO-E	CAPACITATEA NOMINALĂ (MW)	CONSTRÂNGERI OBLIGATORII	PUTERE MINIMĂ STABILĂ (MW)	TIMP MINIM DE FUNCȚIONARE (H)	TIMP MINIM DE INACTIVITATE (H)	TAXA EMISIILOR DE CO ₂ (€/TONE CO ₂)	COSTUL COMBUSTIBILULUI (€/GJ)	TAXA VARIABILĂ DE EXPLOATARE ȘI ÎNTREȚINERE (€/MWH)
MGRES G11	Gaz convențional vechi 1	250	Trebuie să funcționeze la 220 MW pentru a menține rezerva RRF ascendentă	120	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1
MGRES G12	Gaz convențional vechi 1	250		120	48	5	123	3.19 [scenariu de bază pentru o cantitate limitată de combustibil]/7.88	1.1
CET-1 [G6]	Gaz prezent în CCGT1 [ICE]	11	Trebuie să funcționeze pe tot parcursul anului din cauza sarcinii termice și a preparării apei menajere	4.4	2	2	123	7.88	1.6
CET-1 [G7]	Gaz prezent în CCGT 1 [ICE]	11	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	4.4	2	2	123	8.8	1.6
CET Vest G1	Gaz prezent CCGT1 [ICE]	11	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă și în timpul orelor de vară la 50% CF din cauza sarcinii termice și a preparării apei menajere	4.4	2	2	123	7.88	1.6
CET Vest G2	Gaz prezent CCGT 1 [ICE]	11	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	4.4	2	2	123	7.88	1.6
CET Vest G3	Gaz prezent CCGT1 [ICE]	11	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	4.4	2	2	123	7.88	1.6
Centrală termică nouă ICE G1	GAZ PREZENT ÎN CCGT 1 [ICE]	56.667	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă (0,94 CF) din cauza sarcinii termice	22.6668	2	2	123	7.88	1.6

TABELUL 29: CARACTERISTICILE TEHNICE ALE CENTRALELOR TERMICE ÎN 2033

DENUMIREA CENTRALEI TERMICE	TIP REFERINȚĂ DATE ENTSO-E	CAPACITATEA NOMINALĂ (MW)	CONSTRÂNGERI OBLIGATORII	PUTERE MINIMĂ STABILĂ (MW)	TIMP MINIM DE FUNCȚIONARE (H)	TIMP MINIM DE INACTIVITATE (H)	TAXA EMISIILOR DE CO ₂ (€/TONE CO ₂)	COSTUL COMBUSTIBILULUI (€/GJ)	TAXA VARIABILĂ DE EXPLOATARE ȘI ÎNTREȚINERE (€/MWH)
Centrală termică nouă G2	Gaz prezent în CCGT 1 (ICE)	56.667	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă (0,94 CF) din cauza sarcinii termice	22.6668	2	2	123	7.88	1.6
Centrală termică nouă G3	Gaz prezent în CCGT 1 (ICE)	56.667	Trebuie să funcționeze în Ianuarie și februarie (0,94 CF) din cauza încălzirii și nu funcționează din Martie până în Decembrie din cauza lipsei sarcinii termice	22.6668	2	2	123	7.88	1.6
CET Nord G1	Gaz vechi în CCGT 2	12	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	2.5	3	3	123	7.88	1.6
CET Nord G2	Gaz vechi în CCGT 2	12	Nu funcționează în timpul orelor de iarnă din cauza cantităților limitate de gaz	2.5	3	3	123	7.88	1.6
CET Nord G3	Gaz prezent în CCGT 1	3.354	Trebuie să funcționeze pe tot parcursul anului din cauza sarcinii termice și prepararea apei calde menajere	1.6	2	2	123	7.88	1.6
CET Nord G4	Gaz prezent CCGT 1	3.354	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza încălzirii	1.6	2	2	123	7.88	1.6
CET Nord G5	Gaz prezent în CCGT 1	3.354	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	1.6	2	2	123	7.88	1.6
CET Nord G6	Gaz prezent în CCGT 1	3.354	Trebuie să funcționeze în timpul orelor de iarnă din cauza sarcinii termice	1.6	2	2	123	7.88	1.6

TABELUL 30: CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE ȘI RATA DE CĂLDURĂ A CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028		
DENUMIREA CENTRALELOR TERMICE	CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE - PORNIRE LA RECE [NET GJ/MW. START] ⁴	RATA DE CĂLDURĂ [GJ/MWH]
MGRES G4	9.7	10
MGRES G5	9.7	10
MGRES G7	9.7	10
MGRES G8	9.7	10
MGRES G9	9.7	10
MGRES G10	9.7	10
MGRES G11	9.7	10
MGRES G12	9.7	10
CET-1 [G6]	9.7	6.429
CET-1 [G7]	9.7	6.429
CET Vest G1	9.7	6.429
CET Vest G2	9.7	6.429
CET Vest G3	9.7	6.429
CET-2 [G1] (ΠΤ-80/100-130/13)	9.7	7.5
CET-2 [G2] (ΠΤ-80/100-130/13)	9.7	6.429
CET-2 [G3]	9.7	7.5
CET Nord G1	9.7	7.5
CET Nord G2	9.7	7.5
CET Nord G3	9.7	6.429
CET Nord G4	9.7	6.429
CET Nord G5	9.7	6.429

⁴ Aceasta este o valoare tipică adoptată de ENTSO-E ERAA **Error! Reference source not found.**

TABELUL 30: CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE ȘI RATA DE CĂLDURĂ A CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028

DENUMIREA CENTRALELOR TERMICE	CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE - PORNIRE LA RECE [NET GJ/MW. START] ⁴	RATA DE CĂLDURĂ [GJ/MWH]
CET Nord G6	9.7	6.429

TABELUL 31: CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE ȘI RATA DE CĂLDURĂ A CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028

DENUMIREA CENTRALELOR TERMICE	CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE - PORNIRE LA RECE [NET GJ/MW. START] ⁵	RATA DE CĂLDURĂ [GJ/MWH]
MGRES G4	9.7	10
MGRES G5	9.7	10
MGRES G7	9.7	10
MGRES G8	9.7	10
MGRES G9	9.7	10
MGRES G10	9.7	10
MGRES G11	9.7	10
MGRES G12	9.7	10
CET-1 [G6]	9.7	6.429
CET-1 [G7]	9.7	6.429
CET Vest G1	9.7	6.429
CET Vest G2	9.7	6.429
CET Vest G3	9.7	6.429
Noua Centrală Termică ICE G1	9.7	6.429
Noua Centrală Termică ICE G2	9.7	6.429
Noua Centrală Termică ICE G3	9.7	6.429
CET Nord G1	9.7	7.5

⁵ Aceasta este o valoare tipică adoptată de ENTSO-E ERAA **Error! Reference source not found.**

TABELUL 31: CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE ȘI RATA DE CĂLDURĂ A CENTRALELOR TERMICE ÎN 2028

DENUMIREA CENTRALELOR TERMICE	CONSUMUL DE COMBUSTIBIL LA PORNIRE - PORNIRE LA RECE (NET GJ/MW. START) ⁵	RATA DE CĂLDURĂ (GJ/MWH)
CET Nord G2	9.7	7.5
CET Nord G3	9.7	6.429
CET Nord G4	9.7	6.429
CET Nord G5	9.7	6.429
CET Nord G6	9.7	6.429

6.1.1.2 CONSTRUCȚIA SERIILOR DE TIMP PENTRU ÎNCĂRCARE

O valoare de intrare importantă în modelarea sistemelor energetice este seriile de timp a sarcinii electrice în sistem. Modelul de generare și seriile de timp ale sarcinii electrice sunt dezvoltate cu granularitate orară. Pentru a îmbunătăți statistică acuratețea rezultatelor (pentru detalii suplimentare, a se vedea capitolul 6.1.2 privind datele de intrare specifice modelului), au fost utilizate mai multe serii de timp pentru modelarea sarcinii electrice. Acestea includ generarea distribuită actuală, tratată în copul analizei în cauză drept „sarcină negativă” racordată la rețea. Capacitățile de generare distribuită viitoare au fost modelate prin centrale electrice agregate distincte (de exemplu, energie fotovoltaică la scară utilitară, fotovoltaică pe acoperișuri și energie eoliană). Procesul de creare a seriilor de timp a sarcinii electrice a fost realizat în două etape:

1. Determinarea Sarcinii Istorice.
2. Elaborarea proiecțiilor pentru profilului normalizat al sarcinii electrice pentru anii de referință.

Primul pas a fost colectarea datelor istorice privind sarcina electrică pentru perioada 2013-2022. Având în vedere că sistemul de generare trebuie să răspundă cerințelor de sarcină electrică sumară a sistemului electroenergetic, sarcinile de vârf vizate includ și pierderile în rețelele electrice, inclusiv celor pentru transport.

La etapa a doua profilului istoric al sarcinii orare fost redimensionat pentru a se potrivi cu sarcina anuală prognozată pentru orele de vârf.

6.1.1.3 PRODUCȚIA CENTRALELOR TERMICE (CET)

Producția anuală netă de energie electrică a centralelor termice și a celor cu termoficare pentru perioada 2019-2023 este prezentată în Tabelul 32. Acesta include valori anuale istorice, obținute pe baza datelor statistice din anii anteriori, utilizate în scopul pregătirii modelului pentru calculul adecvanței. Capacitatea instalată a centralelor termice existente este de 2.899,2 MW, iar capacitatea disponibilă este de 1.889,2 MW.

TABELUL 32: DATE STATISTICE PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ A CTE ȘI CET (GWH)

TIPUL	2019	2020	2021	2022	2023
MGRES	3942.2	4374.8	4652.7	3800.0	4289.9
CET-1	17.6	20.0	15.3	22.1	31.4
CET-2	583.6	601.0	680.2	506.0	493.1
CET Nord	58.3	100.5	102.4	83.6	78.9

6.1.1.4 PRODUCȚIA CENTRALELOR HIDROELECTRICE (CHE)

În cazul CHE a fost considerată producția anuală a hidrocentralelor Dubăsari și Costești din perioada 2019-2023. Metodologia probabilistică utilizează aceste date pentru a reflecta condițiile climatice probabile (a se consulta capitolul 6.1.2 privind datele de intrare specifice modelului) și pentru a estima producția anuală medie conform anilor climatici istorici (înregistrați în anii anteriori). Valorile anuale istorice, obținute pe baza datelor orare din ultimii cinci ani, au fost utilizate pentru a calibra modelul destinat calculului adecvării. Capacitatea instalată a centralelor hidroelectrice existente este de 64 MW.

TABELUL 33: DATE STATISTICE PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ A CHE (GWH)

TIPUL	2019	2020	2021	2022	2023
Costești	64.0	46.8	67.5	41.2	68.8
Dubăsari	229.2	224.9	243.7	217.8	249.8

6.1.1.5 CENTRALE SOLARE FOTOVOLTAICE (PV)

Pentru a reflecta condițiile climatice probabile, modelul probabilistic a utilizat date din seriile de timp orare din raportul ENTSO-E ERAA [2022] pentru a estimat generarea orară de energie din surse fotovoltaice. În acest scop au fost utilizate valorile din baza de date ENTSO-E Pan-European Climatic Database. Tabelul 34 prezintă un rezumat al producției anuale de energie fotovoltaică pentru ultimii cinci ani.

TABELUL 34: DATE STATISTICE PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ A PV

TIPUL/ANUL	PRODUCȚIA ANUALĂ SOLARĂ (GWH)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Scară-utilitară a PV	1.43	2.89	6.02	29.72	78.64

Instalațiile fotovoltaice (PV) existente au o capacitate totală de 90,3 MW, incluzând atât centrale fotovoltaice de utilitate publică, cât și sisteme fotovoltaice distribuite.

Pentru perioada de planificare 2024-2033, datele din seriile de timp per unitate au fost ajustate prin scalare, utilizând capacitățile fotovoltaice prezentate în Tabelul 35.

TABELUL 35: CAPACITĂȚI FOTOVOLTAICE TOTALE LUATE ÎN CONSIDERARE PENTRU PERIOADA DE PLANIFICARE 2024-2033

Scenariu/Anul	Capacitatea instalată preconizată (MW)	
	2028	2033
Scenariul de referință	202	273
Scenariu moderat	325	338
Scenariu amplu	470	750

6.1.1.6 CENTRALELE EOLIENE

Similar centralelor fotovoltaice, pentru a estima generare orară a centrelor eoliene au fost utilizate valorile din baza de date ENTSO-E Pan-European Climatic Database. Tabelul 36 prezintă un rezumat al producției eoliene anuale pentru ultimii cinci ani.

TABELUL 36: DATE STATISTICE PRIVIND PRODUCȚIA ANUALĂ DE ENERGIE EOLIANĂ

TIPUL/ANUL	PRODUCȚIA ANULĂ DE ENERGIE EOLIANĂ (GWH)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Centrale eoliene	32.16	45.52	66.26	146.15	188.47

Pentru perioada 2024-2033, seria de timp privind generarea energiei electrice per unitate a centralei eoliene a fost ajustată prin scalare, utilizând capacitățile centralelor eoliene prezentate în Tabelul 37, inclusiv centralele eoliene de 31,2 MW racordate la rețeaua de transport, deja instalate în Republica Moldova. De notat că centralele eoliene racordate la rețeaua de distribuție sunt luate în considerare, dar la nivel de model sunt incluse drept sarcini negative racordate la nivelul de distribuție.

TABELUL 37: CAPACIATEA INSTALATĂ A CENTRALELOR EOLIANE CONSIDERATĂ PENTRU PERIOADA DE PLANIFICARE 2024-2033

SCENARIU/ANUL	CAPACITATEA INSTALATĂ PRECONIZATĂ (MW)	
	2028	2033
Scenariu de bază	442	960
Scenariu moderat	521	678
Scenariu amplu	550	960

6.1.1.7 CAPACITATEA INTERCONEXIUNILOR

Capacitățile nete a interconexiunilor sistemului electroenergetic național sistemele vecine au fost estimate pentru fiecare hotar și an țintă și considerate conform valorilor specificate în tabelului 38.

TABELUL 38: CAPACITĂȚILE INTERCONEXIUNILOR TRANSFRONTALIERE PENTRU PERIOADA DE PLANIFICARE 2024-2033 (MW)

SCENARIU	DE REFERINȚĂ		MODERAT		AMPLU	
GRANIȚA/ANUL	2028	2033	2028	2033	2028	2033
Cu Romania	300	600	300	750	300	750
De la Romania	450	600	450	750	450	750
Cu Ucraina	600	600	600	600	600	600
De la Ucraina	600	600	600	600	600	600

6.1.1.8 CAPACITĂȚI DE ECHILIBRARE (RESERVE DE SISTEM)

În cadrul acestui studiu, au fost luate în considerare rezervele secundare și terțiare, totalizând 240 MW de rezerve de creștere. În scopul asigurării disponibilității capacităților respective, modelul de piață utilizat pentru evaluarea adecvanței sistemului a inclus o sarcină suplimentară în bandă, care să angajeze și să utilizeze capacitățile de echilibrare de creștere necesare sistemului pentru tot parcursul anului.

6.1.1.9 FIABILITATEA CENTRALELOR ELECTRICE

Exercițiul de modelare a inclus atât întreruperi forțate, cât și întreruperi programate pentru mentenanță, pentru a reflecta fiabilitatea centralelor termice în modelele PLEXOS. Pentru ambele tipuri de întreruperi, au fost definite rata de întrerupere și durata acesteia. În cazul întreruperilor forțate, rata de întreruperi forțate și durata medie a acestora utilizate în model pentru unitățile termice au fost preluate din raportul ENTSO-E ERAA, și sunt prezentate în Tabelul 39 și Tabelul 40.

TABELUL 39: DATE DE INTRARE PRIVIND RATA ȘI DURATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE, 2028

DENUMIREA	RATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE [%]	DURATA MEDIE (ZILE)
MGRES G4	8	1

TABELUL 39: DATE DE INTRARE PRIVIND RATA ȘI DURATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE, 2028

DENUMIREA	RATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE [%]	DURATA MEDIE (ZILE)
MGRES G5	8	1
MGRES G7	8	1
MGRES G8	8	1
MGRES G9	8	1
MGRES G10	8	1
MGRES G11	8	1
MGRES G12	8	1
CET-1 [G6]	5	1
CET-1 [G7]	5	1
CET Vest G1	5	1
CET Vest G2	5	1
CET Vest G3	5	1
CET-2 [G1]	8	1
CET-2 [G2]	5	1
CET-2 [G3]	8	1
CET Nord G1	8	1
CET Nord G2	8	1
CET Nord G3	5	1
CET Nord G4	5	1
CET Nord G5	5	1
CET Nord G6	5	1

TABELUL 40: DATE DE INTRARE PRIVIND RATA ȘI DURATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE, 2033

DENUMIREA	RATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE [%]	DURATA MEDIE (ZILE)
MGRES G4	8	1
MGRES G5	8	1
MGRES G7	8	1
MGRES G8	8	1
MGRES G9	8	1
MGRES G10	8	1
MGRES G11	8	1
MGRES G12	8	1
CET-1 [G6]	5	1
CET-1 [G7]	5	1
CET Vest G1	5	1

TABELUL 40: DATE DE INTRARE PRIVIND RATA ȘI DURATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE, 2033

DENUMIREA	RATA ÎNTRERUPERILOR FORȚATE [%]	DURATA MEDIE (ZILE)
CHP Vest G2	5	1
CHP Vest G3	5	1
Noua centrală electrică ICE G1	5	1
Noua centrală electrică ICE G2	5	1
Noua centrală electrică ICE G3	5	1
CET Nord G1	8	1
CET Nord G2	8	1
CET Nord G3	5	1
CET Nord G4	5	1
CET Nord G5	5	1
CET Nord G6	5	1

Pentru întreținerea programată a unităților termice, au fost definite planuri specifice în cadrul modelului. În cazul centralelor termice, au fost utilizate programele anterioare de întreținere.

6.1.2 DATE DE INTRARE SPECIFICE MODELULUI

Modelul de dispecerizare a producției a fost dezvoltat utilizând programul PLEXOS, un software folosit de mai mulți membri ai ENTSO-E pentru realizarea studiilor ce implică adecvanța producției și dispecerizarea economică a centralelor electrice.

Pentru a obține rezultate statistice valide referitoare la adecvanța producției, este necesar să se acorde o atenție deosebită modelării disponibilității producției. În acest sens modelarea variabilității stohastice este esențială pentru integrarea surselor regenerabile de energie variabilă (SREV) în sistemul energetic.

6.1.2.1 MODELAREA VARIABILITĂȚII STOHAȘTICE ȘI A DISPONIBILITĂȚII SISTEMULUI DE GENERARE

Integrarea surselor variabile de energie regenerabilă în sistemele electroenergetice impune necesitatea unei analize probabilistice. Pentru a obține rezultate cu o marjă de eroare statistică minimă, în acest scop este utilizată metoda Monte Carlo.

Metoda Monte Carlo reprezintă o tehnică de calcul utilizată pentru rezolvarea problemelor și efectuarea de previziuni prin simularea proceselor aleatorii, realizată prin eșantionare repetată. Această metodă este deosebit de eficientă atunci când soluțiile analitice sau deterministe nu sunt fezabile, sau în cazul sistemelor complexe care implică multiple surse de incertitudine. Ea constituie un instrument flexibil și puternic pentru analiza probabilistică, fiind aplicabilă într-o varietate largă de domenii, inclusiv în modelarea riscurilor și evaluarea performanței în condiții de incertitudine.

Analiza unui număr mare de probleme deterministe distincte poate conduce la concluzii de natură probabilistică. Un set semnificativ de ani analizați formează ceea ce se numește „ani Monte Carlo” sau „ani MC”. În procesul de construcție a acestora, care urmează a fi analizați, s-a acordat o atenție deosebită corelării variabilelor implicate, așa cum este ilustrat în Figura 31.

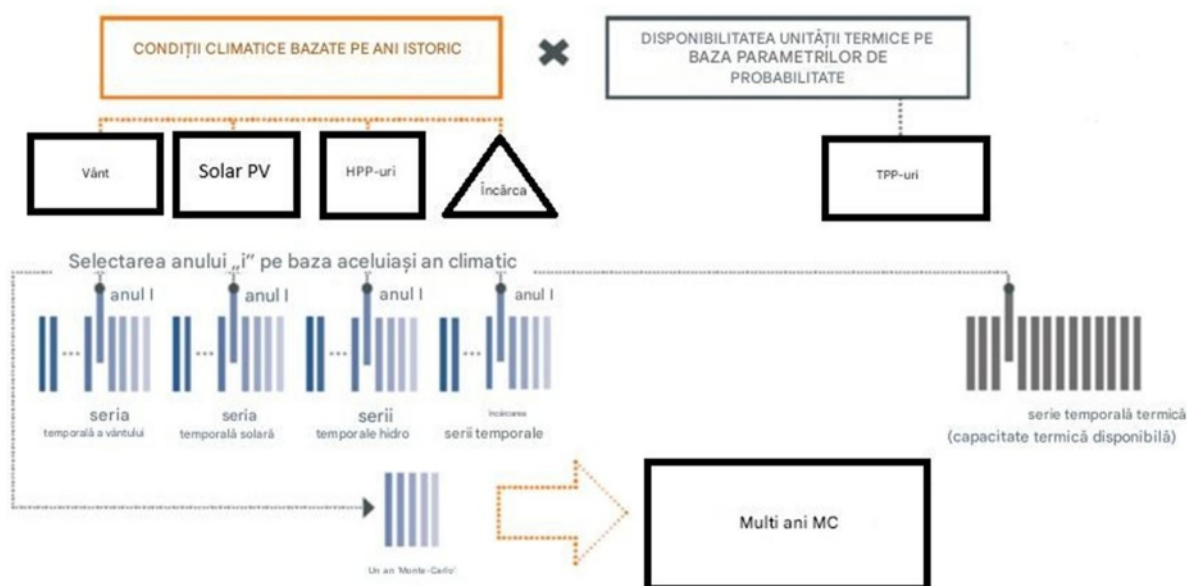


Figura 31: Metoda utilizată pentru a elabora anii MC

6.1.2.2 SETĂRI ȘI CARACTERISTICI DE OPTIMIZARE

Sistemul PLEXOS oferă multiple opțiuni de optimizare, permițând astfel o utilizare flexibilă în diverse situații probabilistice care sunt examinate în cadrul metodei Monte Carlo. Pentru analiza realizată în cadrul acestui document, se pot identifica două cazuri esențiale:

- Simulări de adecvanță: Având în vedere că analiza adecvanței sistemului de generare investighează fenomene care apar cu o frecvență foarte scăzută, este esențial să se studieze un număr semnificativ de ani MC distincți. Pentru a asigura o complexitate de calcul gestionabilă, a fost utilizat modul de optimizare „rapidă” al PLEXOS. În cadrul acestor simulări, au fost considerați 200 de ani MC (10 ani climatici, fiecare cu 20 de profiluri de întrerupere a centralelor termice și celor de termoficare).
- Simulări de dispecerizare: Deoarece simulările de adecvanță pe 200 de ani MC au generat rezultate probabilistice, a fost necesar să se obțină date de dispecerizare pentru utilizarea ulterioară în analiza rețelei. În acest context, a fost ales un an standard (tipic) dintre anii cu date de intrare cuprinse între 2013 și 2022. Anul tipic permite realizarea unei analize de dispecerizare care să asigure o dezvoltare echilibrată a rețelei, evitând atât supradimensionarea, cât și subdimensionarea acesteia.

Generarea economică de energie electrică pentru fiecare an MC a fost simulată și optimizată în sistemul PLEXOS.

6.1.2.3 SELECTAREA ANULUI STANDARD PENTRU SIMULĂRILE DE DISPECERIZARE

Pentru a selecta un an standard din datele de intrare referitoare la anul climatic au fost calculate sarcina totală, sarcina de vârf, producția fotovoltaică disponibilă, producția eoliană disponibilă și producția hidroelectrică disponibilă. Pentru simulările de dispecerizare, a fost ales anul 2022, deoarece acesta a furnizat cele mai fiabile și precise măsurători ale cererii istorice dintre toți anii climatici analizați.

6.2 METODOLOGIA APLICATĂ

6.2.1 INTRODUCERE

Pentru evaluarea adecvanței sistemului electroenergetic sunt utilizați un set de indici de adecvanță, ca măsuri care indică dacă un sistem energetic poate fi considerat adecvat sau nu într-un anumit interval de simulare predefinit. Acești indici pot fi cuantificați fie ca indicatori de determinare (de exemplu, marje de capacitate), fie ca indicatori probabilistici, în funcție de metodologiile aplicate în studiile de adecvanță. Cel mai frecvent, pentru evaluarea adecvanței sistemului electroenergetic sunt utilizați următorii indici de adecvanță:

- Pierderea preconizată a sarcinii electrice (LOLE) reprezintă numărul estimat de ore (sau zile) pe an în care capacitatea de producție electrică disponibilă nu va fi suficientă pentru a satisface cererea de consum. Acesta este unul dintre cei mai frecvent utilizați indicatori în Europa.

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{j \in S} LLD_j$$

unde

LLD_j reprezintă durata pierderii de sarcină în starea j a sistemului (cu $j \in S$), asociată cu evenimentul pierderii de sarcină simularea Monte Carlo j ,

N este numărul de simulări Monte Carlo luate în considerare.

LLD al celei de-a j -a simulări Monte Carlo poate fi raportat doar ca un număr întreg de ore datorită rezoluției orare a simulării. Astfel, aceasta nu reflectă gravitatea deficitului sau durata acestuia în ora respectivă, ceea ce înseamnă că LOLE este independent de mărimea deficitului de capacitate. Un LOLE de o oră poate semnifica un deficit de 1 MW sau de 100 MW. Prin urmare, LOLE indică frecvența deficitelor de sarcină în sistem, fiind esențială.

- Energia nelivrată preconizată (EENS) reprezintă cantitatea de energie estimată care nu va putea fi furnizată din cauza penelor de curent sau deficitului capacității de producție disponibilă. Acest indicator furnizează informații privind atât numărul deficiențelor, cât și amploarea acestora, fiind un parametru esențial pentru tehnologiile cu resurse limitate, cum ar fi energia eoliană, solară sau hidro. În studiile de fiabilitate, este obișnuit să se analizeze energia nelivrată (ENS), calculată pentru fiecare simulare Monte Carlo în parte, pe baza unui număr mare de simulări Monte Carlo efectuate probabilistic. Astfel, EENS devine un parametru care măsoară securitatea probabilistică a aprovizionării și este descris matematic astfel:

$$EENS = \frac{1}{N} \sum_{j \in S} ENS_j$$

unde ENS_j reprezintă energia nelivrată în cazul stării sistemului j (cu $j \in S$), asociată cu un eveniment de pierdere a sarcinii electrice determinată pentru simularea Monte Carlo j , iar N este numărul de simulări Monte Carlo luate în considerare.

În cadrul studiului de adecvanță au fost investigate scenariile, definite în detaliu și descrise în capitolul 5. Detaliile esențiale ale fiecărui scenariu sunt prezentate mai jos:

1. **Scenariul de bază:** Scenariul de bază presupune o prognoză a cererii bazată pe o creștere economică (PIB) moderată, integrarea surselor regenerabile de energie (SRE) conform Țintelor stabilite în proiectele documentelor de politici publice și continuarea utilizării unui preț subvenționat al gazului de către MGRES. Acesta consideră tendințele actuale ale cererii și ale

creșterii SRE, precum și situația aprovizionării cu gaz în Transnistria (condiții de piață nefuncționale pentru piața gazului)

2. **Scenariul moderat:** Acest scenariu utilizează o prognoză a cererii cu o creștere economică inferioară scenariului de bază, o integrare moderată a SRE și utilizarea unui preț de piață pentru gazul livrat pentru MGRES. Scenariul ia în considerare o creștere moderată a SRE și a cererii, precum și excluderea subvențiilor pentru gaze în Transnistria.
3. **Scenariul ambițios:** Scenariul ambițios presupune o prognoză a cererii bazată pe o creștere economică ridicată (PIB), o integrare ambițioasă a SRE, un preț de piață al gazului utilizat de MGRES și o a treia interconexiune între Moldova și România.

Pentru fiecare scenariu, a fost aplicată o abordare în doi pași pentru a evalua adecvanța sistemului și pentru a calcula dispecerizarea economică optimă a centralelor electrice.

6.2.2 ANALIZA ADECVANȚEI SISTEMULUI

Simulările pentru evaluarea adecvanței au fost realizate în PLEXOS, așa cum este detaliat în capitolul 6.1.2.2. Indicatorii tipici, precum LOLE și EENS, au fost utilizați pentru a evalua adecvanța sistemului în diferite scenarii operaționale.

6.2.3 ANALIZA DISPECERIZĂRII ECONOMICE A SURSELOR DE GENERARE

Dispecerizarea economică a centralelor electrice este o tehnică esențială de optimizare utilizată în operarea sistemelor energetice pentru a minimiza costul total de producție a energiei electrice, asigurând în același timp satisfacerea cererii de energie și respectarea constrângerilor operaționale. Aceasta presupune determinarea nivelurilor optime de producție pentru fiecare unitate de generare din sistem, având în vedere factori precum costurile combustibililor, randamentele generatoarelor, constrângerile infrastructurii de transport și cerințele de fiabilitate ale sistemului.

Etapă a doua a studiului de adecvanță a constatat în realizarea simulărilor a modului de dispecerizare a centralelor electrice și identificarea dispecerizării economice optime a surselor care a fost ulterior utilizată în analiza rețelei (vezi capitolul 7). Realizarea simulărilor pentru determinarea dispecerizării economice optime s-a axat pe următoarele elemente:

1. Simularea dispecerizării economice a surselor, realizată în PLEXOS, considerând potențialul de generare a centralelor conform tipului - termice, fotovoltaice, eoliene, hidro, seriile de timp orară a sarcinii electrice în sistemul electroenergetic și capacitățile de interconexiune cu sistemele vecine.
2. Determinarea regimurilor de dispecerizare economică optimă a unităților de generare, a cantității energiei nelivrate și a energiei injectate în sistemele vecine.
3. În scopul determinării dispecerizării economice optime energia livrată de capacitățile considerate pentru rezervele de restabilire a frecvenței la creșterea nu au fost incluse în modelul de optimizare, la fel ca și sarcină suplimentară considerată anterior pentru rezervarea acestor capacități de generare.

6.3 REZULTATELE ANALIZEI

Rezultatele studiului de adecvanță și a simulărilor realizate pentru determinarea dispecerizării economice optime pentru fiecare din cele trei scenarii investigate sunt prezentate în continuare.

6.3.1 REZULTATELE STUDIULUI DE ADECVANȚĂ A SISTEMULUI ELECTORENERGETIC

6.3.1.1 SCENARIU DE BAZĂ ÎN 2028

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu indică faptul că standardele de adecvanță vor fi respectate. Nu se preconizează EENS sau LOLE (Tabelul 41).

TABELUL 41: INDICATORII DE ADECVANȚĂ, SCENARIU DE BAZĂ, 2028			
ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
MEDIE	0	0	0

Producția anuală pentru scenariul de bază în 2028, prezentată în figura 32, este dominată de producția MGRES în mixul energetic al malului drept al râului Nistru. Nivelul ridicat al producției MGRES în acest scenariu se datorează prețului subvenționat al gazului în Transnistria.

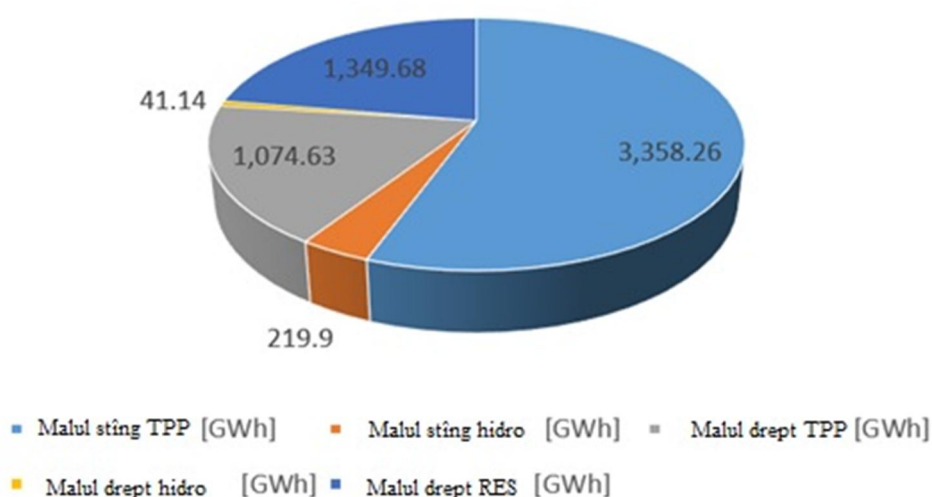


Figura 32: Producția anuală de energie electrică a Moldovei, scenariul de bază, 2028 [anul calendaristic 2022]

6.3.1.2 SCENARIU MODERAT ÎN 2028

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu arată că standardele de adecvanță vor fi îndeplinite. Nu sunt anticipate valori de EENS sau LOLE (Tabelul 42).

TABELUL 42: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU MODERAT, 2028			
ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
Medie	0	0	0

Producția anuală pentru scenariul moderat în 2028 (figura 33) este în mare parte determinată de producția MGRES și de cea din surse regenerabile pe malul drept al râului Nistru. Producția anuală MGRES în acest scenariu este mai mică decât în scenariul de bază, ca urmare a aplicării unui preț de piață al gazului în regiunea Transnistria.

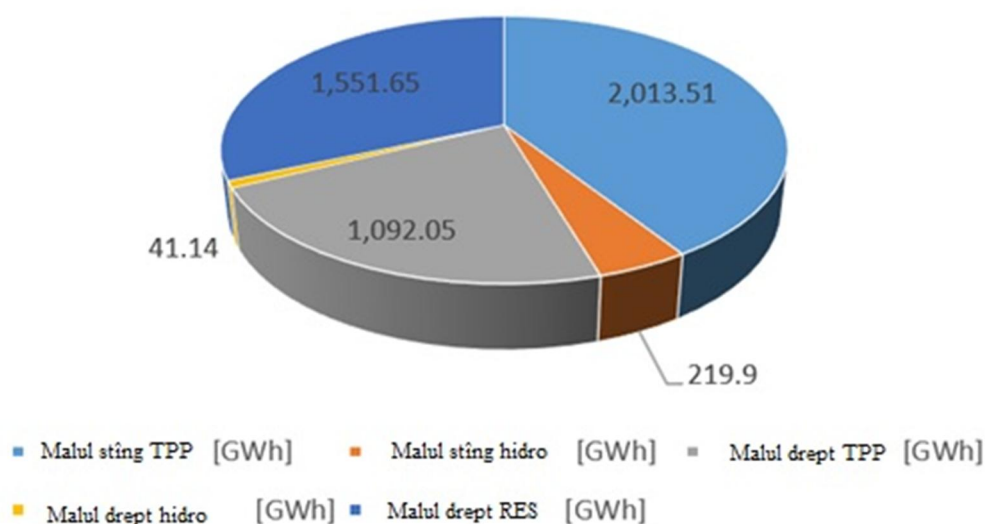


Figura 33: Producția anuală a Moldovei, scenariu moderat, 2028 (anul calendaristic 2022)

6.3.1.3 SCENARIU AMBIȚIOS ÎN 2028

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu indică faptul că standardele de adecvanță vor fi îndeplinite. Nu sunt anticipate valori pentru EENS sau LOLE (Tabelul 43).

TABELUL 43: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU AMPLU, 2028

ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
Medie	0	0	0

Producția anuală pentru scenariul ambițios în 2028 [figura 34] este în mare parte constituită din producția MGRES și din producția de energie din surse regenerabile pe malul drept al râului Nistru. Producția anuală MGRES în acest scenariu este mai mică decât în scenariul de bază și în scenariul moderat, ca urmare a aplicării unui preț de piață al gazului în Transnistria. Producerea MGRES este compensată de capacitățile SRE nou dezvoltate.

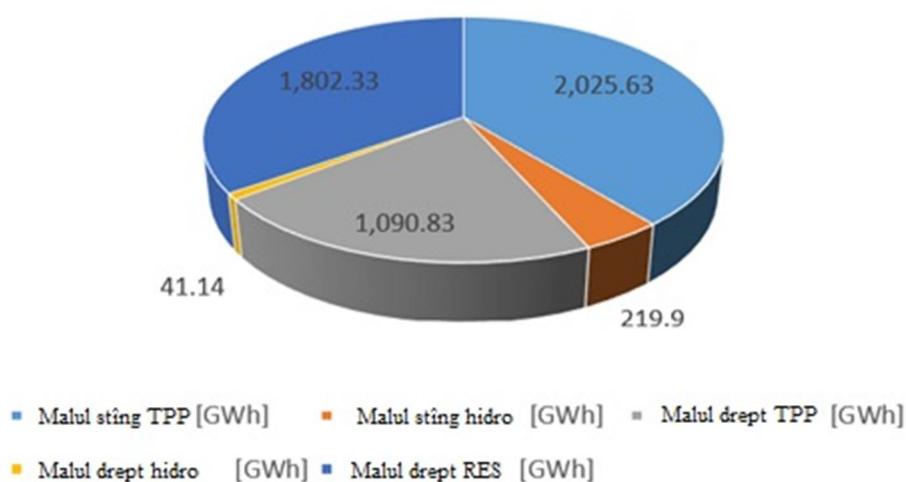


Figura 34: Producția anuală a Moldovei, scenariu ambițios, 2028 [an climatic 2022]

6.3.14 ANALIZA DE SENSIBILITATE A SCENARIULUI DE BAZĂ ÎN 2028

Alimentarea cu energie electrică a Moldovei este strâns interconectată cu sistemul energetic ucrainean, mult mai extins. În contextul războiului din Ucraina, a fost realizată o analiză de sensibilitate pentru scenariul de bază, în care generatoarele din Ucraina aflate sub controlul Rusiei au fost modelate ca fiind indisponibile.

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu indică faptul că standardele de adecvanță nu vor fi îndeplinite. EENS în acest scenariu de sensibilitate este de 2.455 GWh, iar LOLE ajunge la 26.745 ore, ceea

ce depășește atât standardul de adecvanță ENTSO-E de 3 ore, cât și standardul de 8 ore pentru statele interconectate radial [tabelul 44]).

Tabelul 44: Indicatori de adecvanță, în cazul analizei de sensibilitate a scenariului de bază, 2028

ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	3.77	36.8
2014	0	6.01	64.55
2015	0	2	20.85
2016	0	3.05	33.75
2017	0	1.61	19.4
2018	0	1.81	20.25
2019	0	1.72	19.35
2020	0	1.8	21.7
2021	0	1.63	19
2022	0	1.15	11.8
Medie	0	2.455	26.745

În analiza de sensibilitate pentru scenariul de bază, producția anuală din 2028 (figura 35) este predominantă în continuare de energia generată de MGRES. Producția totală în acest caz de sensibilitate este semnificativ mai mare decât în celelalte scenarii, datorită deficitului considerabil de energie din Ucraina.

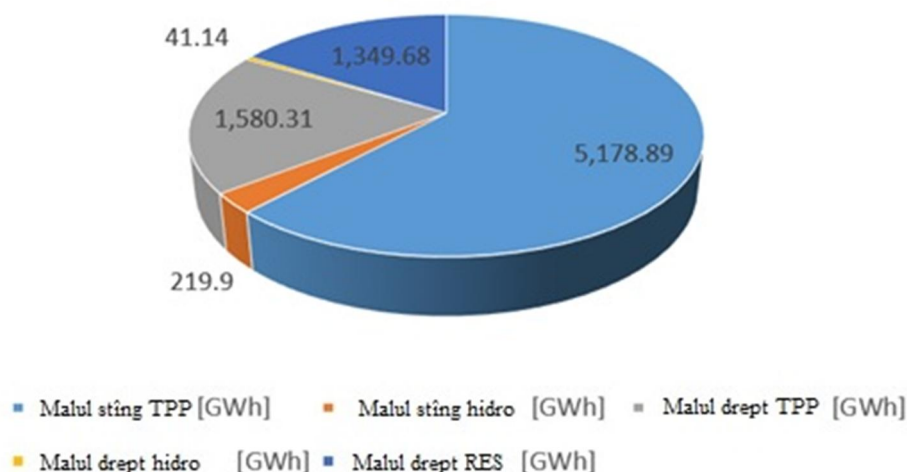


Figura 35: Producția anuală a Moldovei, scenariu de sensibilitate de bază, 2028 [Anul calendaristic 2022]

6.3.1.5 SCENARIU DE BAZĂ ÎN 2033

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu indică faptul că standardele de adecvanță vor fi îndeplinite. Nu sunt anticipate valori de EENS sau LOLE [Tabelul 45].

TABELUL 45: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU DE BAZĂ, 2033

ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
Medie	0	0	0

Producția anuală de energie în 2033, în scenariul de bază (figura 36), este în principal constituită din producția MGRES și din energia din surse regenerabile pe malul drept al râului Nistru. Producția din surse regenerabile de pe malul drept al râului Nistru reprezintă sursa principală de energie în acest scenariu. Producția anuală MGRES este mai mică comparativ cu scenariul din 2028, din cauza impactului taxei pe emisiile de CO₂ asupra costului de generare și a nivelului mai ridicat de penetrare a surselor regenerabile de energie [SRE].

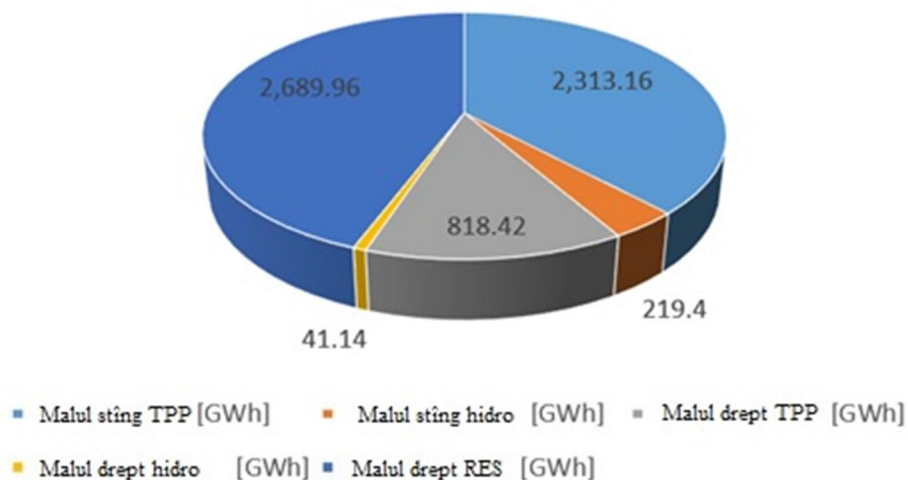


Figura 36: Producția anuală de energie în 2033, în scenariul de bază (an climatic 2022)

6.3.1.6 SCENARIU MODERAT ÎN 2033

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu arată că standardele de adecvanță vor fi îndeplinite. Nu sunt prevăzute EENS sau LOLE (Tabelul 46).

TABELUL 46: INDICATORI DE ADECVANȚA, SCENARIU MODERAT, 2033

ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
MEDIE	0	0	0

Producția anuală estimată pentru anul 2033 în scenariu moderat (figura 37) va fi determinată, în principal, de producția MGRES și de energia provenită din surse regenerabile pe malul drept al râului Nistru.

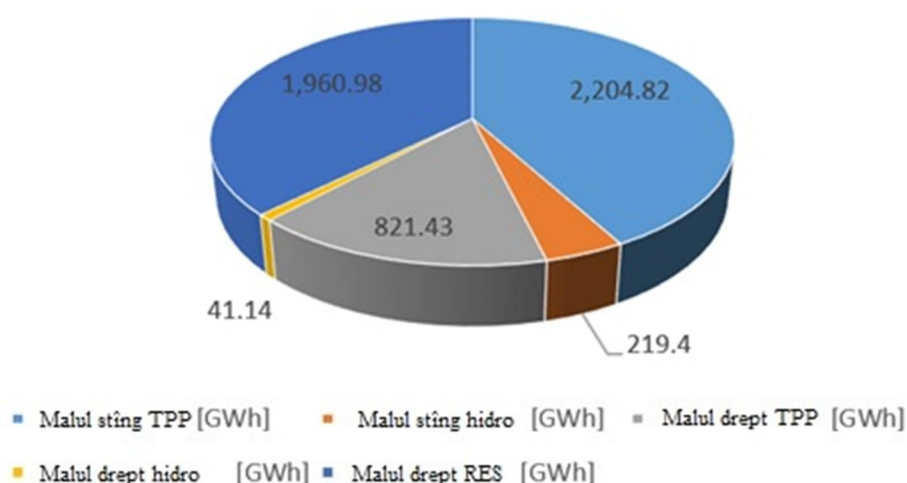


Figura 37: Producția anuală a Moldovei, scenariu moderat, 2033 (an climatic 2022)

6.3.1.7 SCENARIU AMBIȚIOS ÎN 2033

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu indică faptul că standardele de adecvanță vor fi îndeplinite. Nu sunt anticipate evenimente de nealimentare (EENS) sau perioade de lipsă de energie (LOLE). (Tabelul 47).

TABELUL 47: INDICATORII DE ADECVANȚA, SCENARIU AMPLU, 2033

ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0

TABELUL 47: INDICATORII DE ADECVANȚĂ, SCENARIU AMPLU, 2033

ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
Medie	0	0	0

Producția anuală de energie în 2033, conform scenariului ambițios [figura 38], va fi în mare parte determinată de energia generată din surse regenerabile pe malul drept al râului Nistru, combinată cu generarea MGRES. În acest scenariu, producția de energie din surse regenerabile pe malul drept al râului Nistru reprezintă sursa predominantă de energie.

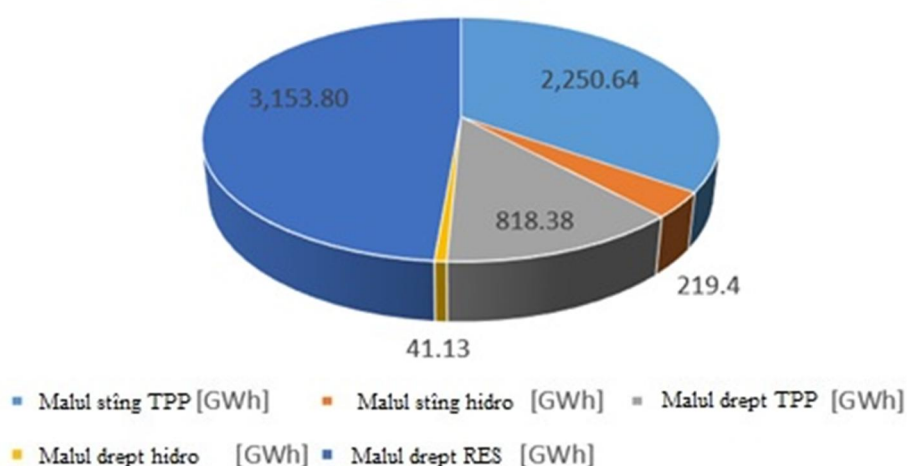


Figura 38: Producția anuală de energie a Moldovei, scenariu ambițios, 2033 [anul climatic 2022].

6.3.1.8 ANALIZA DE SENSIBILITATE PENTRU SCENARIULUI DE BAZĂ ÎN 2033

Alimentarea cu energie electrică a Moldovei este interconectată cu sistemul energetic ucrainean, care este semnificativ mai mare. Ca urmare a războiului din Ucraina, a fost analizat un scenariu de sensibilitate pentru scenariul de bază, în care generatoarele din Ucraina aflate sub controlul Federației Ruse sunt considerate indisponibile.

Indicatorii de adecvanță pentru acest scenariu arată că standardele de adecvanță vor fi îndeplinite. EENS în acest scenariu de sensibilitate este de 0.231 GWh, iar LOLE ajunge la 3.725 ore, ceea ce depășește standardele de adecvanță ENTSO-E de 3 ore și 8 ore pentru statele interconectate radial [conform tabelului 48]. Energia nelivrată în 2033 este semnificativ mai mică decât în 2028, datorită creșterii nivelului de penetrare a surselor regenerabile de energie [SRE] în Moldova. În plus, extinderea capacității de interconectare a rețelelor transfrontaliere Moldova-România și Ucraina-ENTSO-E permite importuri suplimentare de energie electrică din ENTSO-E către Ucraina și Moldova, contribuind la reducerea LOLE.

TABELUL 48: INDICATORII DE ADECVANȚA, SCENARIU DE SENSIBILITATE DE BAZĂ, 2033

ANUL CLIMATIC	EENS PE MALUL STÂNG (GWH)	EENS PE MALUL DREPT (GWH)	LOLE PENTRU MD (H)
2013	0	0.46	6.55
2014	0	0.64	8.7
2015	0	0.14	2.15
2016	0	0.31	5.55
2017	0	0.08	1.7
2018	0	0.13	3.3
2019	0	0.13	1.85
2020	0	0.11	1.7
2021	0	0.12	2.4
2022	0	0.19	3.35
Medie	0	0.231	3.725

Producția anuală estimată pentru anul 2033 în cazul analizei de sensibilitate [figura 39] va fi determinată în principal de producția MGRES și de energia generată din surse regenerabile pe malul drept al râului Nistru.

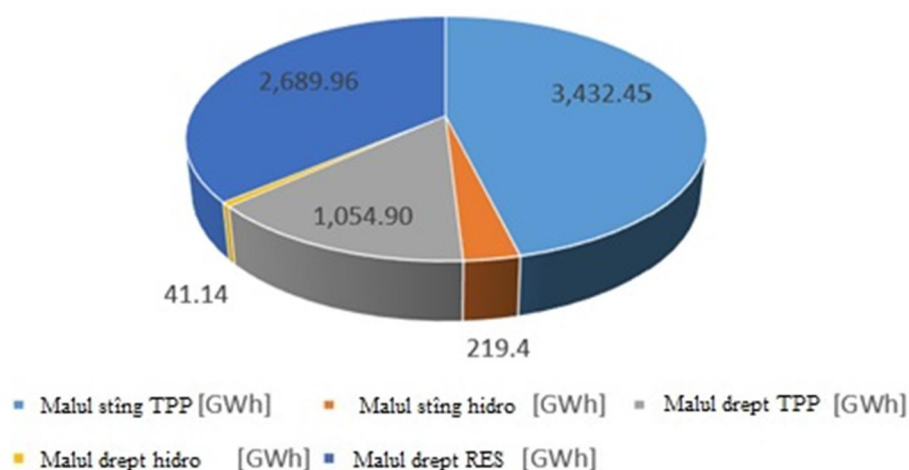


Figura 39: Producția anuală de energie a Moldovei, scenariu de sensibilitate de bază, 2033 (an climatic 2022)

6.3.2 REZULTATELE ANALIZEI DISPECERIZĂRII ECONOMICE

Această secțiune prezintă și discută rezultatele dispecerizării economice pentru fiecare scenariu.

6.3.2.1 SCENARIU DE BAZĂ ÎN 2028

Figura 40 ilustrează producția lunară pe unitate, sarcina și schimbul net cu sistemele vecine. Poate fi observat că în scenariul de bază Moldova importă energie electrică în fiecare lună.

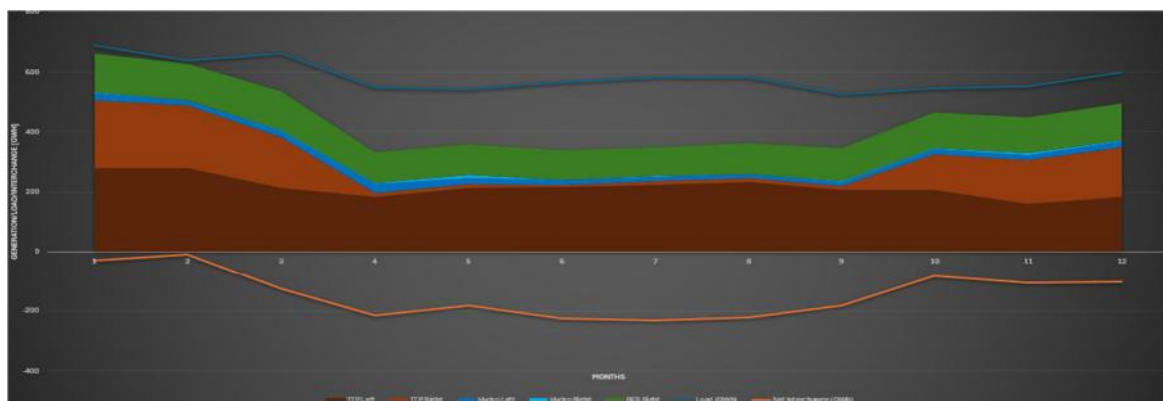


Figura 40: Mixul de producere al Moldovei, scenariu de bază, 2028 [an climatic 2022]

Figura 41 prezintă schimburile lunare de energie cu România și Ucraina. Tranzitul de energie se face în principal dinspre Ucraina către România.

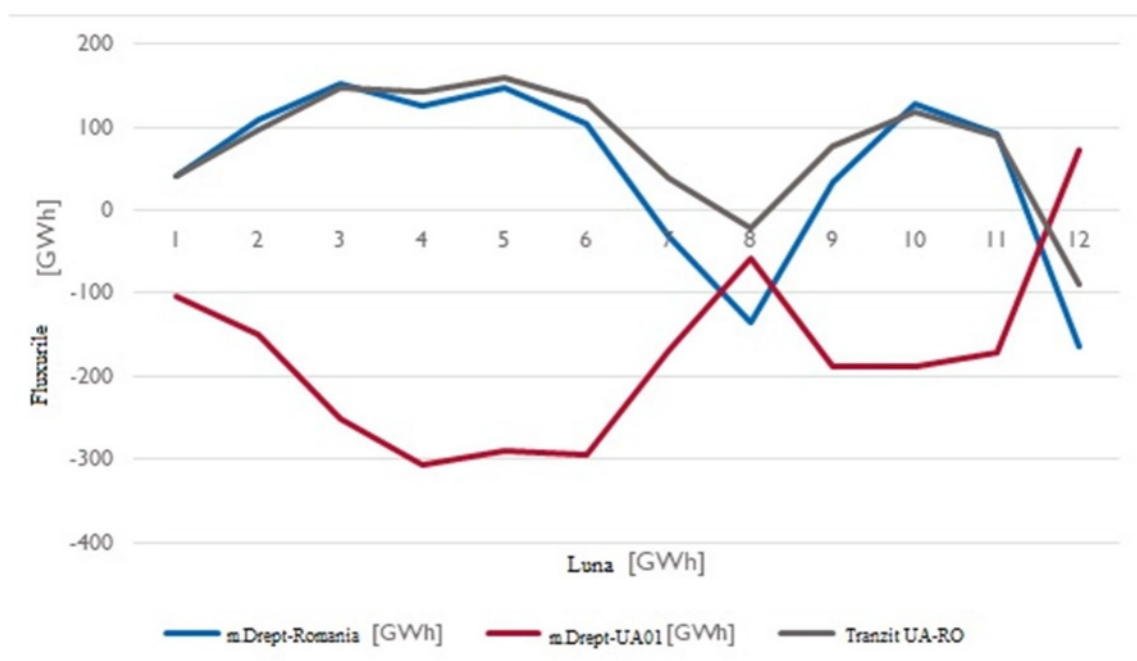


Figura 41: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu de bază, 2028

Figura 42 prezintă valorile lunare pentru energia nelivrată și energia neprodusă din cauza restricționării (curtailed energy), ambele fiind neglijabile în comparație cu sarcina sistemului. Restricționarea alimentării cu energie apare în orele în care liniile de interconexiune nu dispun de capacități de export suficiente pentru a evacua energia excedentară, iar producția din Moldova și din țările învecinate nu poate fi redusă din cauza constrângerilor de tip must-run. Energia nelivrată se înregistrează pe malul stâng al râului Nistru din cauza constrângerilor legate de timpul minim de funcționare al centralelor MGRES. În anumite ore, este mai economic pentru sistem să permită energia nelivrată (VoLL = 10.000 EUR/MWh) decât să pornească o centrală termică pentru o perioadă de 48 de ore. Aceasta nu indică o lipsă de capacitate de generare pe malul stâng al râului Nistru. În simularea adecvării, nu a fost raportată nicio energie nelivrată (EENS), deoarece a fost utilizat „modul rapid” datorită numărului mare de ani MC per scenariu. În acest mod, capacitatea minimă stabilă a centralelor electrice nu este luată în considerare, motiv pentru care nu apare energia nelivrată.

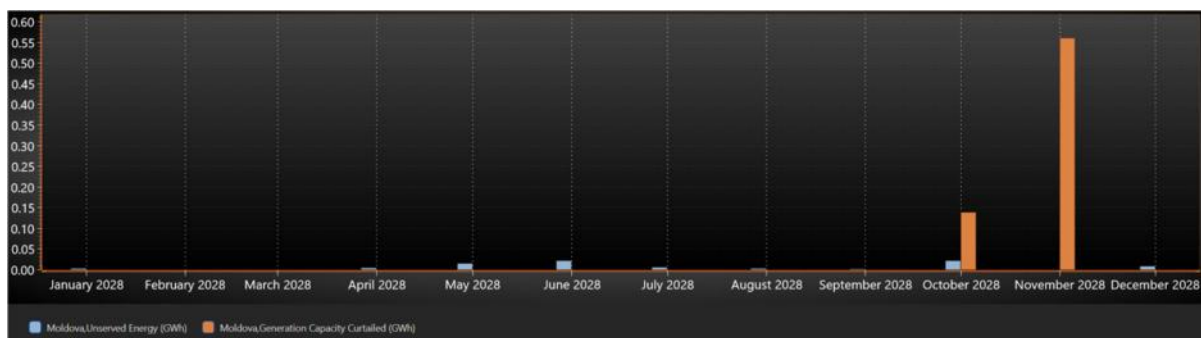


Figura 42: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariul de bază, 2028

6.3.2.2 SCENARIU MODERAT ÎN 2028

Figura 43 prezintă producția lunară de energie pe unitate, sarcina și schimbul net. Moldova importă energie în toate lunile.

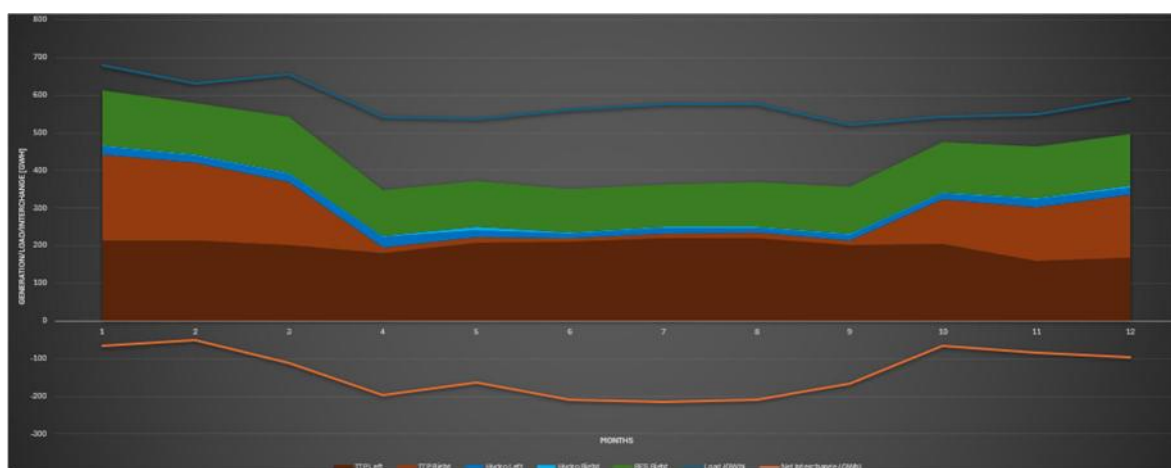


Figura 43: Mixul de producere al Moldovei, scenariu moderat, 2028 [an climatic 2022]

Figura 44 prezintă schimburile lunare de energie cu România și Ucraina. Figura 44. Tranzitul fluxului de energie electrică lunar de la Ucraina la România.

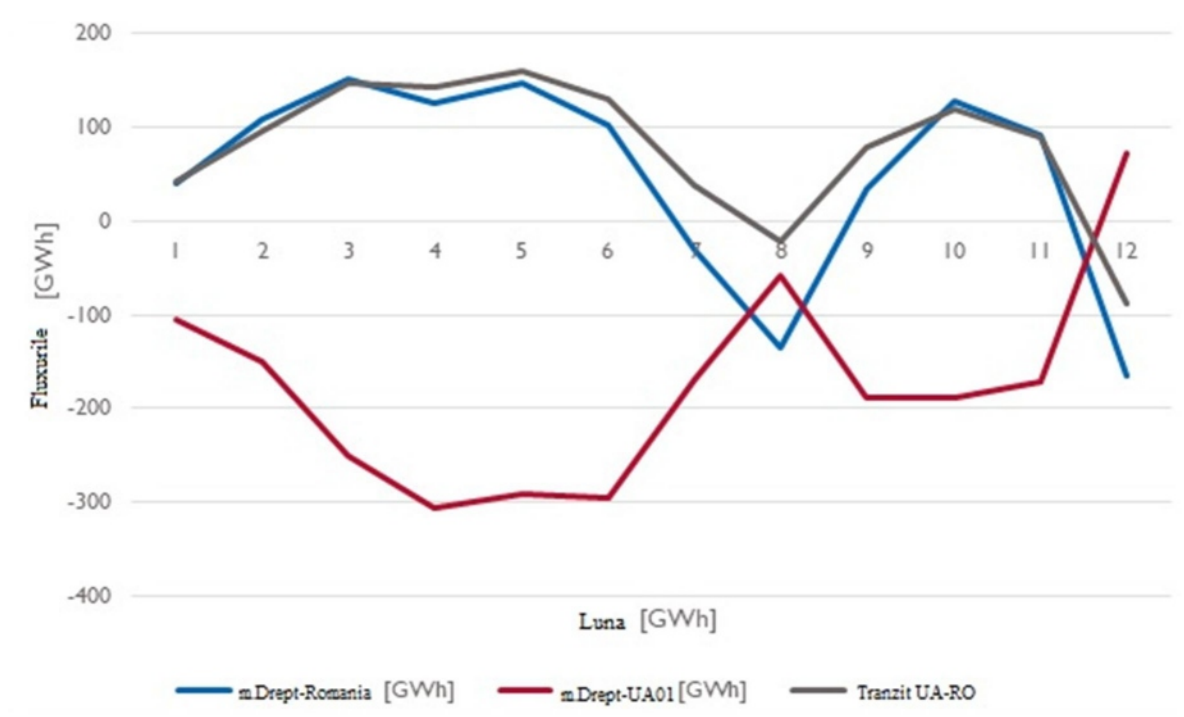


Figura 44: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu moderat, 2028

În figura 45 sunt prezentate valorile lunare ale energiei nelivrate și ale energiei neproduse din cauza restricționării [curtailed energy], ambele fiind neglijabile în comparație cu sarcina sistemului. Restricționarea alimentării energiei apare în orele în care capacitățile de export ale liniilor interconexiune nu sunt suficiente pentru a evacua energia excedentară, iar producția din Moldova și din țările învecinate nu poate fi redusă din cauza constrângerilor de tip must-run. Energia nelivrată se înregistrează pe malul stâng al râului Nistru din cauza constrângerilor legate de timpul minim de funcționare al centralelor MGRES. În anumite ore, este mai economic pentru sistem să permită energia nelivrată (VoLL = 10.000 EUR/MWh) decât să pornească o centrală termică pentru o perioadă de 48 de ore. Aceasta nu indică o lipsă de capacitate de generare pe malul stâng al râului Nistru. În simularea adecvării, nu a fost raportată nicio energie nelivrată (EENS), deoarece a fost utilizat „modul rapid” din cauza numărului mare de ani MC per scenariu. În acest mod, capacitatea minimă stabilă a centralelor electrice nu este luată în considerare, ceea ce explică absența energiei nelivrate.

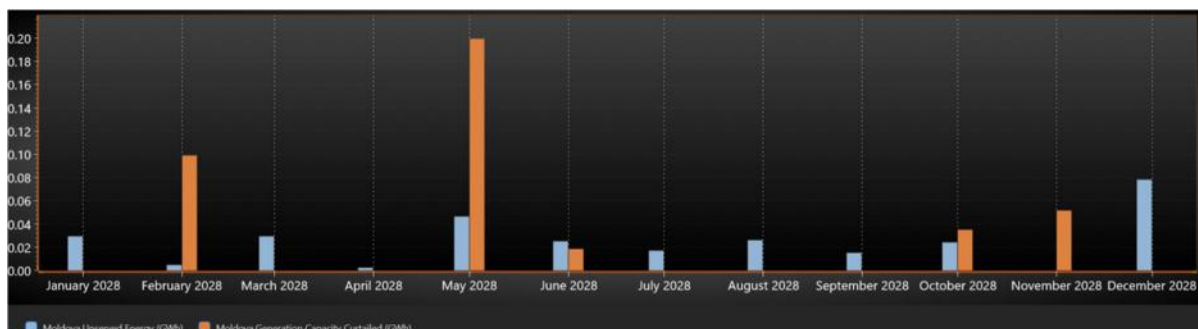


Figura 45: Restricționarea alimentării cu energiei și energia nelivrată, scenariul moderat, 2028

6.3.2.3 SCENARIU AMBIȚIOS ÎN 2028

Figura 46 prezintă producția lunară pe tip de generare, sarcina electrică a sistemului și schimbul net de energie electrică cu țările vecine. După cum se poate observa Moldova continuă să importe energie în toate lunile chiar și în scenariul ambițios.

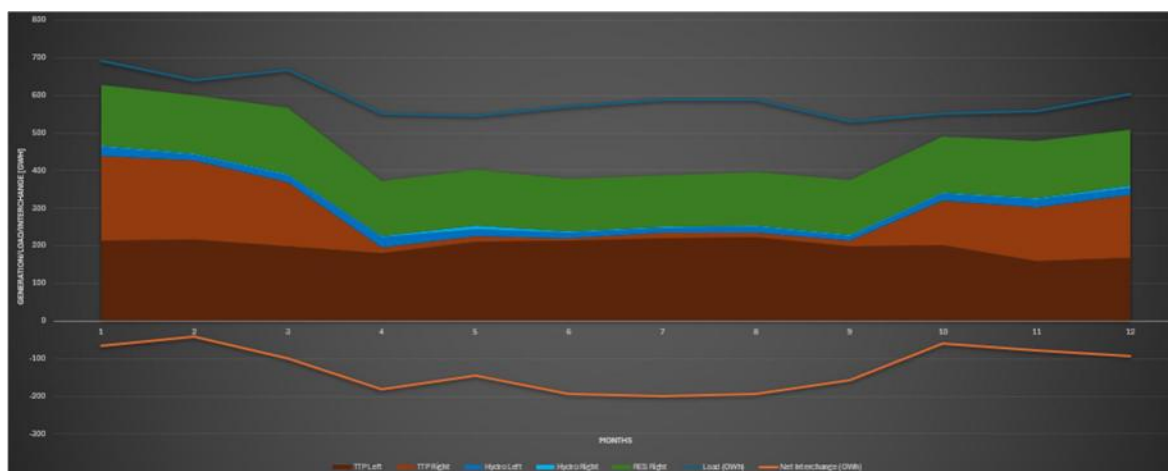


Figura 46: Mixul de producere al Moldovei, scenariu ambițios, 2028 [an climatic 2022]

Figura 47 prezintă schimburile lunare de energie cu România și Ucraina. Tranzitul fluxului lunar de energie electrică indică o direcție preponderentă din Ucraina în România.

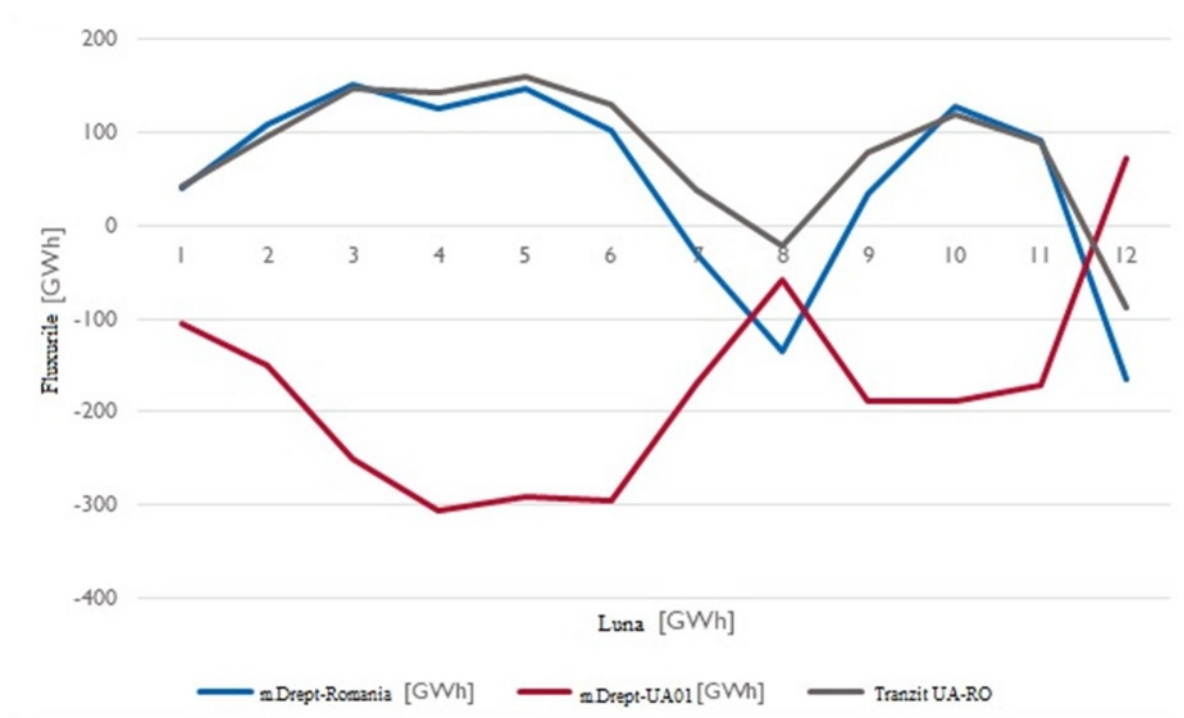


Figura 47: Schimburile lunare cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu ambițios, 2028

Figura 48 ilustrează valorile lunare ale energiei nealimentate și ale energiei neproduse din cauza restricționării [curtailed energy], ambele fiind neglijabile în comparație cu sarcina sistemului. Restricționarea alimentării cu energiei apare în orele în care capacitățile de export ale liniilor

transfrontaliere nu sunt suficiente pentru a evacua energia excedentară, iar producția din Moldova și din țările învecinate nu poate fi redusă din cauza constrângerilor de tip must-run. Energia nelivrată se înregistrează pe malul stâng al râului Nistru din cauza constrângerilor legate de timpul minim de funcționare al centralelor MGRES. În anumite ore, este mai economic pentru sistem să permită energia nelivrată (VoLL = 10.000 EUR/MWh) decât să pornească o centrală termică pentru o perioadă de 48 de ore. Aceasta nu semnifică o lipsă de capacitate de generare pe malul stâng al râului Nistru. În simularea adecvării, nu a fost raportată nicio EENS, deoarece simularea a fost realizată în modul rapid din cauza numărului mare de ani MC per scenariu. În acest mod, capacitatea minimă stabilă a centralelor electrice nu este luată în considerare, ceea ce explică absența energiei nelivrată.

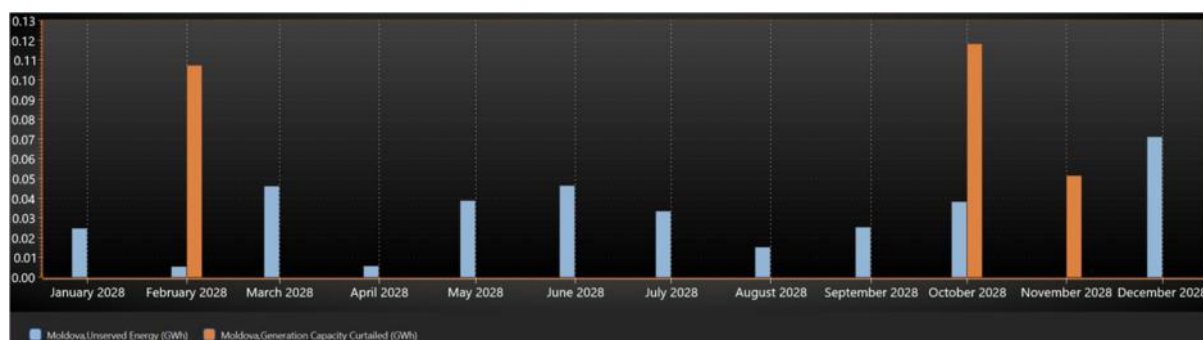


Figura 48: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariul ambițios, 2028

6.3.2.4 SCENARIU DE BAZĂ ÎN 2033

Figura 49 prezintă producția lunară de energie pe unitate, sarcina și schimbul net. Moldova importă energie în toate lunile.

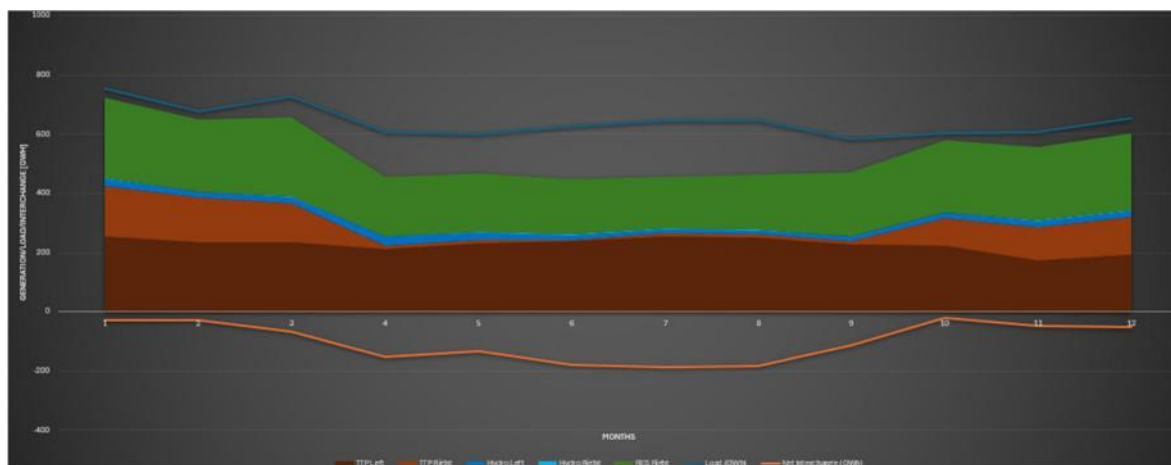


Figura 49: Mixul de producere al Moldovei, scenariu de bază, 2033 [anul climatic 2022]

Figura 50 prezintă schimburile lunare de energie cu România și Ucraina. Tranzitul fluxului de energie electrică se face în cea mai mare parte din România către Ucraina. Schimbarea fluxului de energie în comparație cu 2028 are loc din cauza prețurilor mai mici preconizate pentru energia electrică în ENTSO-E (integrarea SRE și scoaterea din funcțiune a CET-urilor).

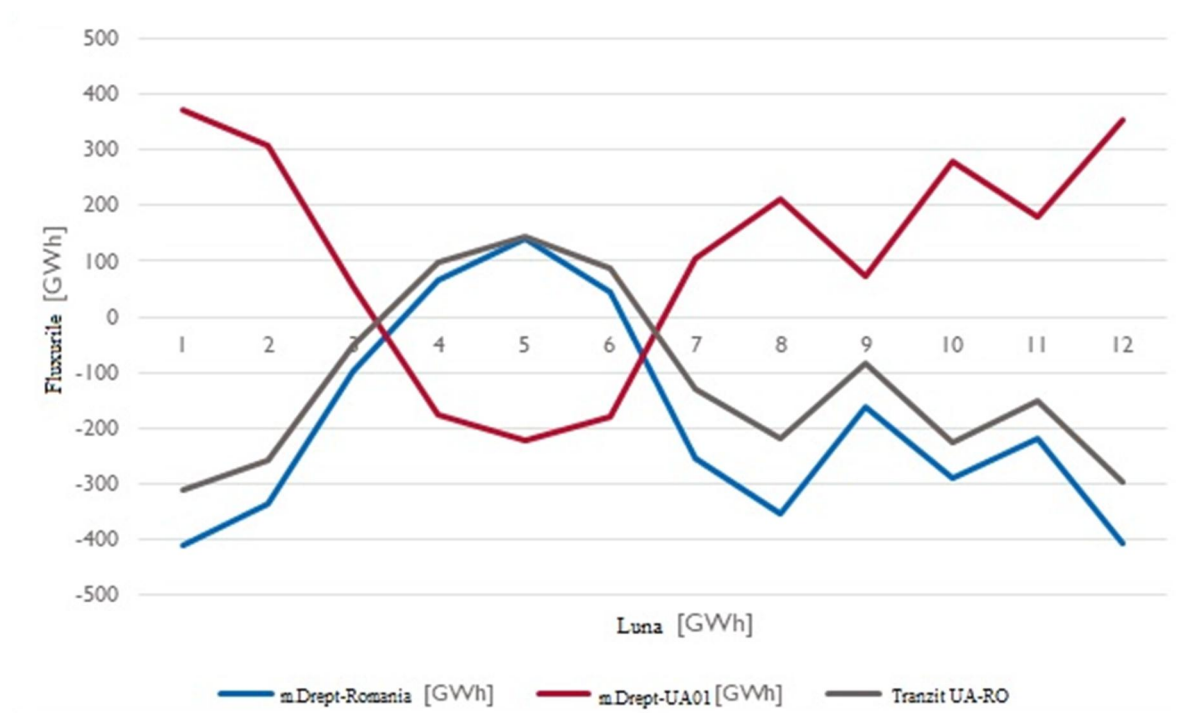


Figura 50: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu de bază, 2033

Figura 51 prezintă valorile lunare ale energiei nealimentate și ale energiei neproduse din cauza restricționării [curtailed energy], ambele fiind neglijabile în comparație cu sarcina sistemului. Restricționarea alimentării cu energie apare în orele în care capacitățile de export ale liniilor transfrontaliere nu sunt suficiente pentru a evacua energia excedentară, iar producția din Moldova și din țările învecinate nu poate fi redusă din cauza constrângerilor de funcționare obligatorie. Energia nelivrată se înregistrează pe malul stâng al râului Nistru din cauza constrângerilor legate de timpul minim de funcționare al centralelor MGRES. În anumite ore, este mai economic pentru sistem să permită energia nelivrată (VoLL = 10.000 EUR/MWh) decât să pornească o centrală termică timp de 48 de ore. Acest lucru nu indică o lipsă de capacitate de generare pe malul stâng al râului Nistru. În simularea adecvării, nu a fost raportată nicio EENS, deoarece aceasta a fost realizată în modul rapid din cauza numărului mare de ani MC per scenariu. În acest mod, capacitatea minimă stabilă a centralelor electrice nu este luată în considerare, ceea ce explică absența energiei nelivrată.

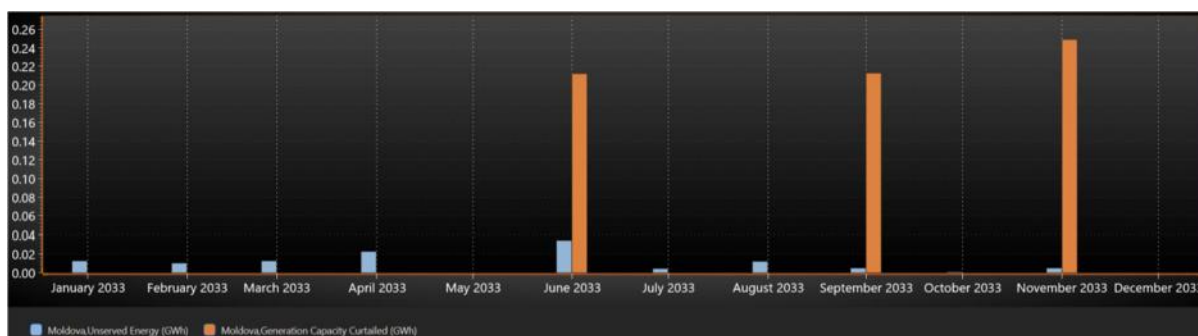


Figura 51: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariu de bază, 2033

6.3.2.5 SCENARIU MODERAT ÎN 2033

Figura 52 prezintă producția lunară de energie pe unitate, sarcina și schimbul net. Moldova importă energie în toate lunile.

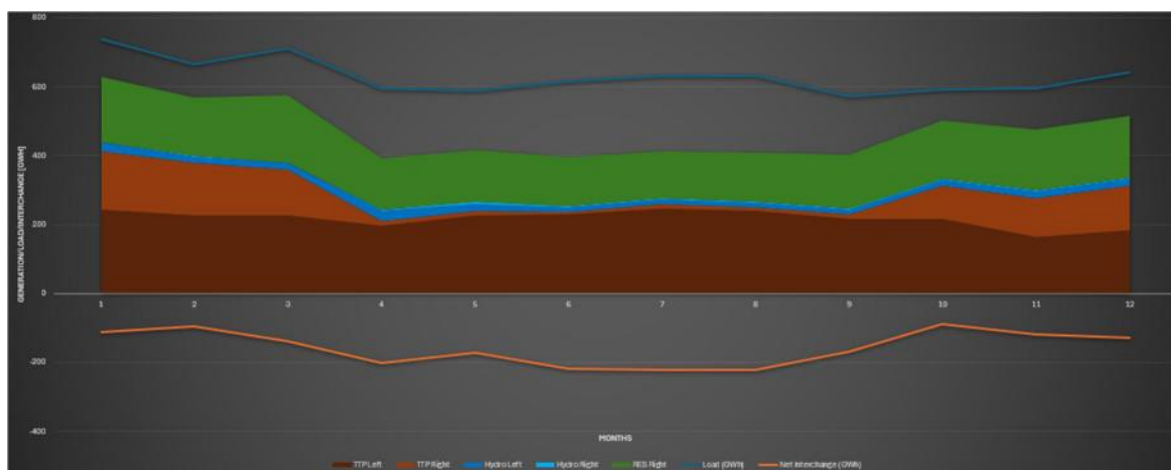


Figura 52: Mixul de producere al Moldovei, scenariu moderat, 2033 [an climatic 2022]

Tranzitul fluxului de energie electrică se realizează în principal din România către Ucraina. Modificarea fluxului de energie electrică față de 2028 se datorează prețurilor mai mici anticipate pentru energia electrică în ENTSO-E (integrarea SRE și scoaterea din funcțiune a CET-urilor).

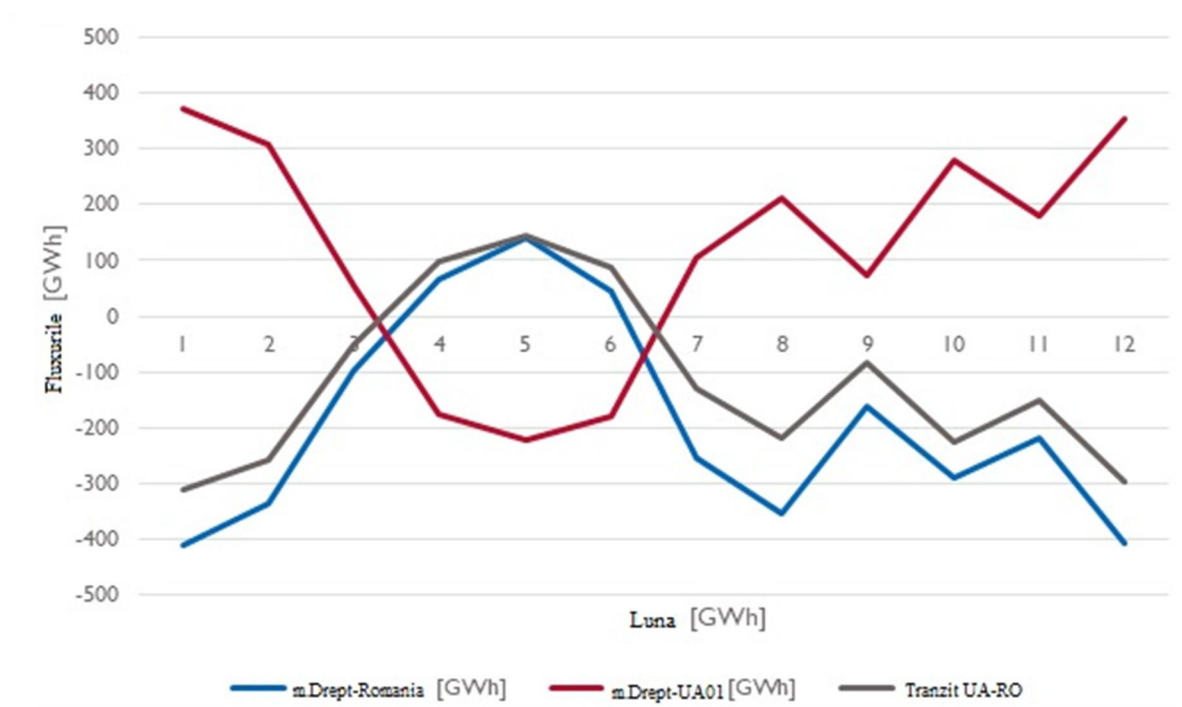


Figura 53: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu moderat, 2033.

Figura 53 prezintă valorile lunare ale restricționării alimentării cu energie și ale energiei nelivrate, ambele fiind neglijabile în comparație cu sarcina sistemului. Restricționarea alimentării cu energie apare în orele în care capacitățile de export ale liniilor transfrontaliere nu sunt suficiente pentru a evacua energia excedentară, iar producția din Moldova și din țările învecinate nu poate fi redusă din cauza constrângerilor de tip must-run. Energia nelivrată se înregistrează pe malul stâng al râului Nistru din cauza constrângerilor legate de timpul minim de funcționare al centralelor MGRES. În anumite ore, este mai economic pentru sistem să permită energia nelivrată [VoLL = 10.000 EUR/MWh] decât să pornească o centrală termică timp de 48 de ore. Aceasta nu semnifică o lipsă de capacitate de generare pe malul stâng al râului Nistru. În simularea adecvării, nu a fost raportată nicio EENS, deoarece a fost utilizat „modul rapid” din cauza numărului mare de ani MC per scenariu. În acest mod, capacitatea minimă stabilă a centralelor electrice nu este luată în considerare, ceea ce explică absența energiei nelivrate.

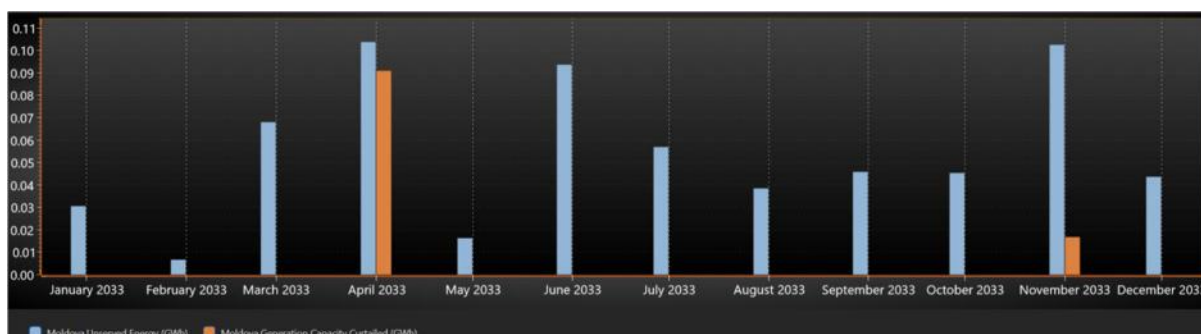


Figura 54: Restricționarea alimentării cu energie și energie nelivrată, scenariu moderat, 2033.

6.3.2.6 SCENARIU AMPLU ÎN 2033

Figura 55 prezintă producția lunară de energie pe unitate, sarcina și schimbul net. Moldova importă energie în toate lunile.

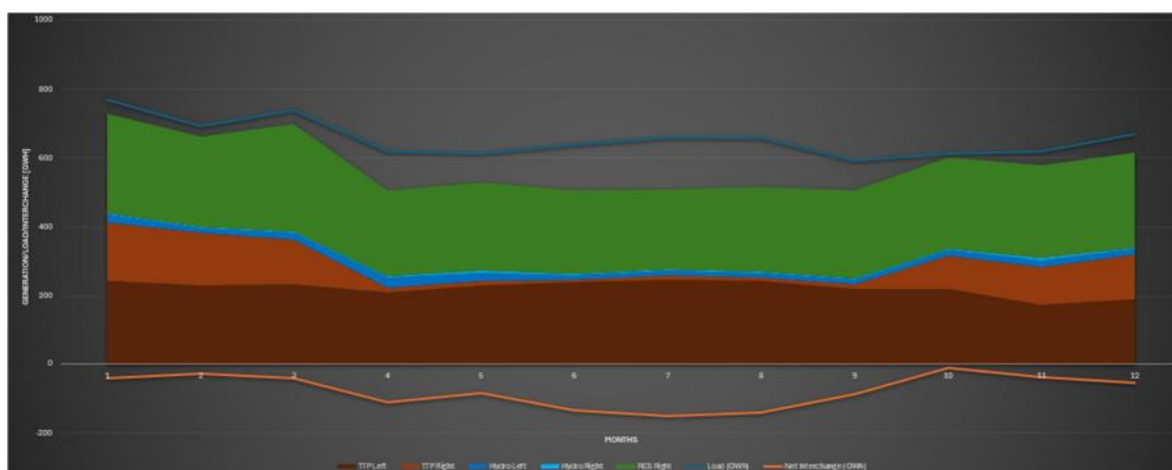


Figura 55: Mixul de producere al Moldovei, scenariu ambițios, 2033 [an climatic 2022].

Tranzitul fluxului de energie electrică se realizează în principal din România către Ucraina. Modificarea fluxului de energie electrică față de 2028 se datorează prețurilor mai mici anticipate pentru energia electrică în ENTSO-E (integrarea SRE și scoaterea din funcțiune a CET-urilor).



Figura 56: Schimbul lunar cu România și Ucraina și tranzitul din Ucraina către România, scenariu amplu, 2033

Figura 57 prezintă valorile lunare ale restricționării alimentării cu energie și ale energiei nelivrate, ambele fiind neglijabile în comparație cu sarcina sistemului. Restricționarea alimentării cu energie apare în orele în care capacitățile de export ale liniilor transfrontaliere nu sunt suficiente pentru a evacua energia excedentară, iar producția din Moldova și din țările învecinate nu poate fi redusă din cauza constrângerilor de tip must-run. Energia nelivrată se înregistrează pe malul stâng al râului Nistru din cauza constrângerilor legate de timpul minim de funcționare al centralelor MGRES. În anumite ore, este mai economic pentru sistem să permită energia nelivrată (VoLL = 10.000 EUR/MWh) decât să pornească o centrală termică timp de 48 de ore. Aceasta nu semnifică o lipsă de capacitate de generare pe malul stâng al râului Nistru. În simularea adevăării, nu a fost raportată nicio EENS, deoarece a fost utilizat „modul rapid” din cauza numărului mare de ani MC per scenariu. În acest mod, capacitatea minimă stabilă a centralelor electrice nu este luată în considerare, ceea ce explică absența energiei nelivrate.

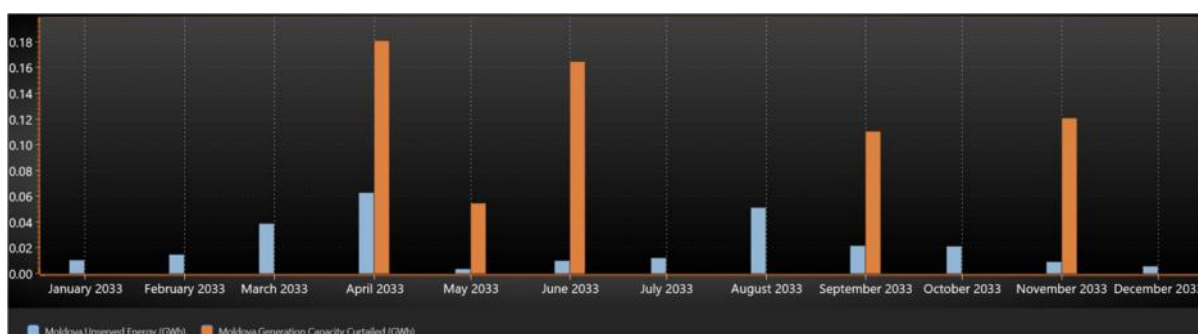


Figura 57: Restricționarea alimentării cu energie și energia nelivrată, scenariu amplu, 2033.

6.4 CONCLUZII ȘI PRINCIPALELE CONSTATĂRI

Pentru studiul de adecvanță pe termen lung a sistemului electroenergetic a fost utilizat modelul PLEXOS pentru a efectua o modelare probabilistică pentru mai mulți ani climatici, aplicând o abordare bazată pe metoda Monte Carlo. Astfel, au fost simulați 200 de ani climatici prin combinarea datelor referitoare la sarcină, generarea energiei eoliene, solare și hidraulice cu serii cronologice de sarcină pentru zece ani climatici și disponibilități ale surselor de generare simulate aleatoriu.

Studiul a fost realizat pentru cele trei scenarii dezvoltate mai sus. Suplimentar a fost realizată o analiză de sensibilitate pentru anii țintă [2028 și 2033]:

- Scenariul de bază 2028: Prognoza sarcinii de bază/integrarea SREV de bază/prețul subvenționat al gazului pentru MGRES.
- Scenariu moderat 2028: Previziuni de sarcină scăzute/integrare moderată a SREV/prețul de piață al gazului pentru MGRES.
- Scenariu amplu 2028: Previziuni de sarcină ridicate/integrare amplă a SREV/prețul de piață al gazului pentru MGRES.
- Analiza de sensibilitate a scenariului de bază pentru anul 2028: Prognoza sarcinii de bază/integrarea SREV de bază/prețul subvenționat al gazelor pentru MGRES/reducerea capacităților de generare în Ucraina.
- Scenariul de bază 2033: Prognoza sarcinii de bază/integrarea SREV de bază/prețul subvenționat al gazului pentru MGRES/două noi interconexiuni de 400 kV cu România.
- Scenariu moderat 2033: Prognoza de sarcină scăzută/integrare moderată a SREV/prețul de piață al gazului pentru MGRES.
- Scenariu ambițios 2033: Previziuni de sarcină ridicate/integrare amplă a SREV/preț de piață al gazelor pentru MGRES/două noi interconexiuni de 400 kV cu România.
- Analiza de sensibilitate a scenariului de bază pentru anul 2033: Prognoza sarcinii de bază/integrarea SREV de bază/prețul subvenționat al gazelor pentru MGRES/reducerea capacităților de generare în Ucraina/două noi interconexiuni de 400 kV cu România.

Alte date de intrare, precum caracteristicile și parametrii generării termice, centralele hidroelectrice, energia eoliană și seriile temporale ale energiei fotovoltaice, au fost utilizate pe baza informațiilor disponibile în prezent. Seriile orare de timp ale sarcinii au fost dezvoltate folosind datele statistice ale consumului de energie electrică și al profilului sarcinii de consum pentru ultimii zece ani. Suplimentar au fost dezvoltate și considerate profilul prognozat al sarcinii VE și prognoza profilului de sarcinii preconizată pentru perioada de referință a planului de dezvoltare.

Rezultatele sumare ale studiului de adecvanță sunt prezentate în continuare:

A. Scenariu de bază în 2028

Pentru acest scenariu nu sunt raportate EENS sau LOLE. Electricitatea este generată în principal de MGRES. Țara importă energie electrică și există tranzit de energie electrică din Ucraina către România.

B. Scenariile moderate și ambițios în 2028

Pentru aceste scenarii nu sunt raportate EENS sau LOLE. Electricitatea este generată în principal de MGRES și RES pe malul drept al râului Nistru. Țara importă energie electrică și există tranzit de energie electrică din Ucraina către România.

C. Scenariu de bază 2028 – analiza de sensibilitate

În acest scenariu, standardele de adecvanță pentru sistemul de generare nu sunt îndeplinite. Din cauza lipsei semnificative de energie în Ucraina, LOLE în Moldova este de aproximativ 27 de ore, ceea ce nu respectă standardele de fiabilitate ale ENTSO-E.

D. Scenariile de bază, moderat și ambițios în 2033

Pentru toate cele trei scenarii nu sunt raportate EENS sau LOLE. Electricitatea este generată în cea mai mare parte de SRE pe malul drept al râului Nistru și MGRES. Țara importă energie electrică și există tranzit de energie electrică din Ucraina către România, în principal în direcție spre Ucraina.

E. Scenariu de bază în 2033 – analiza de sensibilitate

În acest scenariu, standardele de adecvanță pentru sistemul de generare nu sunt respectate indicând insuficiența surselor de generare. Comparativ cu 2028, creșterea capacităților SRE în Moldova și creșterea capacităților de import din Europa către Moldova și Ucraina conduc la un nivel LOLE de 3,7 ore, mai mic decât cel calculat pentru anul 2028. Pe lângă creșterea capacităților de generare interne, disponibilitatea capacității de interconectare cu țările vecine și piețele de energie electrică suficient de lichide în sistemele energetice învecinate sunt alți factori importanți pentru asigurarea adecvanței sistemului electroenergetic al Moldovei.

Drept rezultat au fost determinați indicatorii de adecvanță a sistemului electroenergetic și realizată dispecerizarea economică optimă a surselor de generare pentru seriile orare de timp ale unui an climatic tipic selectat [2022], care indică aspectele-cheie ale performanței sistemului energetic, ale reducerii consumului și ale schimburilor transfrontaliere cu țările vecine și între statele membre ale Uniunii Europene.

Rezultatele dispecerizării economice optime obținute pentru cei doi ani țintă [2028 și 2033], au fost utilizate ulterior pentru analiza rețelei.

7 DEZVOLTAREA MODELELOR DE REȚEA ȘI ANALIZA REȚELEI

Analiza rețelei reprezintă o etapă esențială în cadrul Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani (TYNDP), deoarece evaluează dacă infrastructura de rețea existentă este suficientă pentru a răspunde echilibrului cerere/ofertă sau dacă sunt necesare acțiuni de îmbunătățire a acesteia. Această evaluare cuprinzătoare asigură faptul că sistemul electroenergetic poate satisface în mod fiabil sarcinile electrice prognozate, integrând totodată noile capacități de generare, în principal a celor variabile.

Analiza se realizează prin aplicarea parametrilor tehnici stabiliți în Codul rețelelor electrice. Acești parametri includ, fără a se limita la stabilitatea tensiunii, limitele termice și analiza situațiilor de urgență, pentru a evalua rezistența și fiabilitatea rețelei în diverse regimuri de funcționare.

Prin realizarea analizei de rețea se identifică potențialele puncte slabe sau blocaje în rețea care ar putea împiedica menținerea echilibrului între cerere și ofertă. De asemenea, este evaluat impactul schimbărilor preconizate, cum ar fi creșterea consumului de energie electrică, adăugarea de noi capacități de producție (în special din surse de energie regenerabilă) și progresele tehnologice anticipate.

Pe baza acestor constatări, analiza rețelei furnizează informații esențiale și recomandări pentru îmbunătățirile necesare ale rețelei. Aceste recomandări includ modernizarea infrastructurii existente, construirea de noi linii de transport, integrarea de tehnologii avansate și implementarea unor strategii operaționale pentru optimizarea performanței rețelei.

În cele din urmă, analiza rețelei din cadrul TYNDP asigură faptul că sistemul energetic rămâne robust, flexibil și capabil să satisfacă în mod eficient și durabil viitoarele cereri de energie, susținând astfel obiectivele generale ale securității energetice, viabilității economice și standarde de mediu.

Având în vedere mixul de generare al sistemului energetic moldovenesc, analiza situației actuale a fost realizată pentru 15 regimuri de funcționare distincte, astfel încât să fie analizate atât regimurile de funcționare normale, cât și cele de contingență, așa cum sunt specificate în sistemul de liste de întreruperi și în criteriile de planificare stabilite. Această analiză include evaluarea curentului maxim de scurtcircuit pentru a verifica dacă echipamentele existente dispun de o capacitate adecvată de rezistență la scurtcircuit (SC). Acest aspect al analizei este esențial pentru siguranța și fiabilitatea sistemului energetic, deoarece previne deteriorarea echipamentelor și asigură recuperarea rapidă în caz de defecțiune.

Abordarea bazată pe cele mai bune practici pentru planificarea transmisiunilor presupune dezvoltarea unei configurații de rețea țintă care să îndeplinească toate constrângerile tehnice identificate pentru perioada de referință a planului de dezvoltare. În plus, în baza rezultatelor sunt optimizate costurile totale ale sistemului, pentru a asigura corespunderea criteriului de eficiență maximă la costuri minime, stabilit de Legea cu privire la energia electrică. Limitările tehnice luate în considerare la elaborarea configurației țintă se referă în principal la constrângerile statice, adică pentru care elementele rețelei trebuie să fie dimensionate astfel încât să le evite aceste constrângeri atunci când sunt supuse unor fluxuri de putere calculate pe baza simulării unor regimuri nominale de funcționare a rețelei selectate și a unui set definit de contingențe.

O abordare cuprinzătoare a analizei include evaluări detaliate ale capacității sistemului energetic moldovenesc de a face față tuturor regimurilor operaționale selectate. Analiza acestor regimuri operaționale identifică punctele critice din rețea unde sunt necesare modernizări sau îmbunătățiri. Astfel, se asigură că rețeaua poate menține stabilitatea și fiabilitatea în condiții de sarcină variabilă în diferite scenarii.

În plus, analiza în regim staționar verifică nu doar capacitatea rețelei existente de a face față sarcinilor curente, ci și rezistența acesteia în cazul unor situații neprevăzute. Acest aspect al analizei este crucial, deoarece permite identificarea punctelor slabe ale rețelei și a zonelor care necesită consolidare pentru a preveni defecțiunile în timpul întreruperilor neașteptate sau în condiții extreme.

La elaborarea configurației țintă a rețelei, au fost luate în considerare atât aspectele tehnice, cât și cele economice. Procesul implică evaluarea diferitelor configurații și strategii de investiții pentru a identifica soluțiile cele mai eficiente din punct de vedere al costurilor, care îndeplinesc cerințele tehnice. Procedurul include simulări și modelări pentru a anticipa comportamentul rețelei în diverse scenarii viitoare, asigurându-se că dezvoltările propuse sunt robuste și adaptabile la potențialele schimbări.

Un aspect cheie analizat la studiul de rețea a fost capacitatea planificată a fi integrată a surselor regenerabile de energie (SRE) variabile. Având în vedere creșterea anticipată a ponderii SRE în sistemul energetic moldovenesc, este esențial ca infrastructura de rețea să fie dezvoltată pentru a acomoda aceste schimbări într-un mod eficient. Aceste surse pot provoca fluctuații semnificative ale producției de energie, pe care rețeaua trebuie să fie capabilă să le gestioneze pentru a asigura o aprovizionare cu energie electrică stabilă și fiabilă. Prin urmare, studiul de rețea ia în considerare diferite scenarii care reflectă creșterea preconizată a gradului de integrare a surselor regenerabile de energie (SRE), asigurându-se că infrastructura rețelei poate face față acestor schimbări dinamice și imprevizibile. Acest lucru implică simularea diferitelor scenarii care includ o producție ridicată de SRE în timpul perioadelor de cerere scăzută și un import ridicat în timpul perioadelor de cerere ridicată. Astfel de simulări ajută la identificarea potențialelor congestii și a segmentelor de rețea care ar putea necesita consolidare sau dezvoltarea de noi proiecte pentru a menține stabilitatea și fiabilitatea aprovizionării cu energie electrică.

Studiul ia în considerare, de asemenea, posibilitatea integrării tehnologiilor și soluțiilor tehnologice avansate de gestionare a rețelei, cum ar fi sistemele de stocare a energiei electrice, programele de răspuns la cerere și creșterea flexibilității sistemului. Aceste soluții pot contribui semnificativ la atenuarea efectelor variabilității surselor regenerabile de energie (SRE) și la îmbunătățirea stabilității generale a sistemului energetic, asigurând o gestionare mai eficientă a fluxurilor de energie și reducând riscurile asociate cu fluctuațiile de producție.

7.1 DATE DE INTRARE

Pentru realizarea studiului de rețea, parte a procesului de elaborarea a Planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani (TYNDP) au fost utilizate următoarele date de intrare: caracteristicile tehnice ale infrastructurii de rețea, profilul de sarcină și profilul de generare rezultat din dispecerizarea economică optimă a surselor de energie. Aceste informații au fost utilizate pentru a dezvolta modelul DIgSILENT PowerFactory (PF), utilizat ulterior pentru studiul detaliat de rețea.

7.1.1 DATE PRIVIND REȚEAUA

7.1.1.1 VERIFICAREA ȘI ACTUALIZAREA MODELELOR DE REȚEA

Punctul de plecare pentru modelarea sistemului de transport al energiei electrice este reprezentat de modelele topologiei existente a sistemului de transport, precum și de proiectele de investiții în curs de implementare sau planificate, ale căror finalizări sunt preconizate în perioada de referință a Planului de dezvoltare a rețelei [2025 – 2034]. Modelele de rețea create în DIgSILENT PowerFactory (PF) includ atât sistemul de transport, cât și o parte din sistemul de distribuție al Moldovei [nivelul de tensiune de 110 și 35 kV]. Sistemul de transport al energiei din Moldova cuprinde elemente de infrastructură de transport cu nivelurile de tensiune de 400 kV, 330 kV și 110 kV. Rețeaua de transport este modelată în detaliu, incluzând toate elementele de rețea relevante, precum noduri (bare colectoare), linii de transport, transformatoare,

sarcini de consum, unități de generare și linii de interconectare, inclusiv toate caracteristicile tehnice individuale ale fiecărui element de infrastructură a sistemului electroenergetic.

Modelul de bază al rețelei din DIgSILENT PowerFactory (PF) a fost ajustat pentru a reflecta cu exactitate caracteristicile tehnice ale infrastructurii de transport din Moldova. Corecțiile au fost realizate pentru a rezolva neconcordanțele identificate legate de specificațiile tehnice ale liniilor și transformatoarelor, concentrându-se în mod special asupra parametrilor precum impedanțele, tipurile de linii și lungimile acestora. Ajustările au fost efectuate pentru a reflecta capacitățile reale de transfer ale rețelei, având ca bază măsurătorile istorice ale valorilor nominale ale curentului și ale capacităților de transfer. Modificările au ținut cont de impactul condițiilor meteorologice, în special de influența temperaturii asupra performanței și capacității de transport admisibilă a conductorilor, asigurând astfel o modelare mai precisă a comportamentului rețelei în diferite condiții operaționale.

Încorporarea acestor actualizări contribuie la îmbunătățirea reprezentării de către model a condițiilor de operare apropiate de cele reale, ceea ce conduce la o analiză și o planificare mai exacte.

În plus, includerea parametrilor de secvență homopolară pentru elementele de rețea (linii și transformatoare), precum și pentru grupurile vectoriale de transformatoare, garantează o analiză completă a condițiilor în caz de defect.

7.1.1.2 LIMITELE DE TENSIUNE

Validarea regimurilor de funcționare a rețelei s-a efectuat prin verificarea conformității sarcinilor electrice a elementelor de rețea înregistrate pe parcursul unui interval acceptabil considerat și prin verificarea valorii înregistrate a tensiunilor nodurilor din rețea, pentru a determina dacă acestea se încadrează în valorile admisibile, în cazul unei examinări a funcționării normale a rețelei.

În conformitate cu Codul rețelei electrice, constrângerile pentru o funcționare normală a rețelei sunt definite și implementate în modelele de rețea, având în vedere limitele admisibile a variației de tensiune în rețeaua de transport. În cadrul unei funcționări normale, tensiunea rămâne constantă în punctele de conexiune ale sistemului de transport, respectând limitele specificate în tabelul 49, considerând de nivelul de tensiune în punctul de conexiune/interconectare. Plaja valorilor admisibile a tensiunii permise în rețelele de 330 kV, 110 kV și 35 kV este mai largă.

TABELUL 49: CONSTRÂNGERI DE TENSIUNE PENTRU FUNCȚIONAREA NORMALĂ A REȚELEI ÎN FUNCȚIE DE INTERVALUL		
Nivelul de tensiune al rețelei de transmisiune	$U_{\min}$ (p.u.)	$U_{\max}$ (p.u.)
$U < 110$ kV	În conformitate cu valorile stabilite în acordurile cu utilizatorii sistemului și cu alți operatori de sistem	
$110 \text{ kV} < U \leq 300 \text{ kV}$	0.9	1.118
$300 \text{ kV} < U < 380 \text{ kV}$	0.9	1.097
$U \geq 380 \text{ kV}$	0.9	1.05

În tabelul 50 sunt prezentate limitele de tensiune pentru funcționarea normală a rețelei, corespunzătoare nivelurilor de tensiune a elementului de rețea.

TABELUL 50: LIMITELE DE TENSIUNE PENTRU FUNCȚIONAREA NORMALĂ A REȚELEI PENTRU DIFERITE NIVELURI DE TENSIUNE ALE REȚELEI DE TRANSPORT		
Nivelul de tensiune al rețelei de transport	$U_{\min}$ (kV)	$U_{\max}$ (kV)

35 kV [36.4 kV]	32.76	40.04
110 kV	99	122.98
330 kV	297	362.01
400 kV	360	420

7.1.1.3 PROIECTE ÎN CURS DE EXECUȚIE

Proiectele și obiectivele aflate în execuție, care vizează dezvoltare sistemului de transport (noi elemente de rețea) și planurile de reabilitare, descrise detaliat în capitolul 3, sunt enumerate mai jos.

Investiții în proiecte noi de transport ale sistemului energetic:

2025:

- Construcția LEA 400 kV Vulcănești-Chișinău
- Stația electrică de 400 kV din Chișinău și modificări la stația electrică de 330 kV existentă

2028:

- Construcția interconexiunii LEA 400 kV Bălți-Suceava (RO)
- Dezvoltarea sistemului PRA 400 kV și 330 kV în SE Bălți
- Stația de transformare 400/330 kV SE Bălți

2033:

- Construcția interconexiunii LEA 400 kV Strășeni-Gutinas (RO)
- Dezvoltarea sistemului PRA 400 kV și 330 kV DPRA în SE Strășeni
- Stația de transformare 400/330 kV în SE Strășeni

Investiții în modernizarea infrastructurii existente de transport

2024:

- Reconstrucția a IDE-110/35/10 kV SE Otaci, Căușeni, Chisinau-330 kV, Vulcanesti-400 kV
- Reparații capitale ale echipamentelor electrotehnice 10-400 kV în sucursalele Moldelectrica (dispozitive de comutare: întrerupătoare și separatoare, transformatoare de măsurare TA și TV și altele)
- Înlăturarea deschiderilor supradimensionate în LEA-330 kV Dnestrovsc - Bălți
- Înlăturarea deschiderilor supradimensionate și înlocuirea pilonilor LEA 330 kV Strășeni - Bălți 330
- Înlăturarea deschiderilor supradimensionate și înlocuirea pilonilor LEA 330 kV Strășeni - Bălți
- Schimbarea pilonilor de tip П330-2 cu piloni de tip ПБ-330-7H (pil. No. 74) la LEA 330 kV Chișinău-Strășeni.
- Instalarea de piloni suplimentari în tronsoane mari pentru a crește gabaritul la LEA-110 kV Taraclia N - Basarabeasca
- Instalarea de piloni suplimentari în tronsoane mari pentru a crește gabaritul la LEA-110 kV Comrat - Bașcalia

- Instalarea de piloni suplimentari în tronsoane mari pentru a crește gabaritul la LEA-110 kV Congaz-Tarclia
- Proiectarea și eliminarea tronsonului LEA-110 kV Lipani-Larga (pil. 63-69) de pe teritoriul Ucrainei

2025:

- Înlocuirea transformatorului de putere 2T (25MVA) la SE Ungheni 110/35/10 kV
- Reconstrucția echipamentelor PRA ale racordurilor de 110 kV SE Strășeni 330 kV
- Reconstrucția echipamentelor PRA ale racordurilor de 110 kV SE Chișinău 330 kV
- Reconstrucția echipamentelor PRA ale racordurilor 400 kV 35-110 kV SE Vulcănești
- Reconstrucția echipamentelor PRA 400 kV la SE Vulcănești 400 kV
- Reconstrucția SE Ialoveni 110/35/10 kV
- Reconstrucția celulei LEA-110 kV Fălcu ieșirea spre SE Gotești 110/35/10 kV

7.1.14 SCENARIUL ȘI SELECȚIA REGIMURILOR DE FUNȚIONARE

Așa cum a fost descris în capitolul 5, în cadrul studiului de rețea au fost utilizate cele trei scenarii identificate și rezultatele analizei de sensibilitate:

1. Scenariu de bază,
2. Scenariu de bază – analiza de sensibilitate,
3. Scenariu moderat,
4. Scenariu ambițios.

Conform rezultatelor analizei pieței de energie electrică care a generat rezultatele pentru studiul de adecvanță și a determinat dispecerizarea economică optimă a surselor de generare, a fost realizată o analiză detaliată a rezultatelor, fiind selectate un număr de regimuri operaționale speciale pentru a reflecta condițiile limită de funcționare a sistemului de transport. Aceste regimuri operaționale corespund unor condiții de funcționare marginale, determinate prin combinarea rezultatelor obținute pentru diferite scenarii, pentru a analiza situații operaționale extreme ale rețelei și de a le identifica pe cele critice. Numărul de regimuri operaționale ce trebuie analizate este, de obicei, limitat, pentru a putea evalua în detaliu condițiile critice cu care infrastructura de transport s-ar putea confrunta în perioada de referință.

În cazul sistemului electroenergetic moldovenesc, au fost selectate șapte regimuri operaționale, menite să asigure o analiză cuprinzătoare a funcționării sistemului de transport al energiei electrice:

1. Sarcină maximă,
2. Sarcină minimă,
3. Tranzit maxim,
4. Sarcina maximă cu import ridicat,
5. Cota de generare ridicată a SER (max. en. eoliană) cu sarcină redusă,
6. Cota de generare ridicată a SER (max. en. solar) cu sarcină redusă,
7. Cota de generare ridicată a SER la sarcină mare.

Scopul acestor regimuri este de a oferi o mai bună înțelegere a punctelor forte și a punctelor slabe ale rețelei din Republica Moldova în diverse condiții, permițând o planificare și gestionare mai eficientă a alimentării cu energie electrică. Scenariile, în combinație cu regimurile operaționale, reprezintă stări limită/critice ale funcționării sistemului electroenergetic.

Aceste stări includ variații ale cererii și integrării surselor regenerabile de energie (și combinațiile acestora) pentru a evalua corect necesitățile tehnice ale sistemului de transport. Alegerea acestor regimuri caracteristice definește setul de sarcini și scheme de generare care urmează să fie luate în considerare în

modelele de rețea. Figura 58 – 61 ilustrează condițiile operaționale critice pentru scenariul de bază și pentru celelalte scenarii pentru anul 2028.

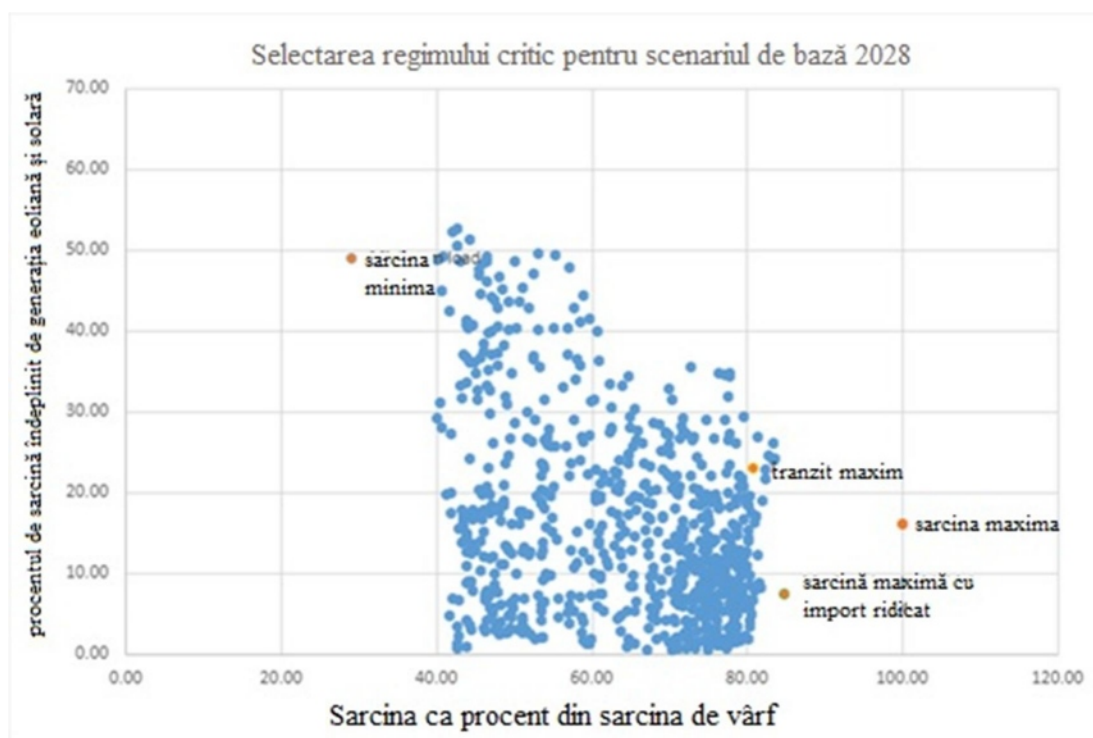


Figura 58: Selectarea regimului critic pentru scenariul de bază 2028

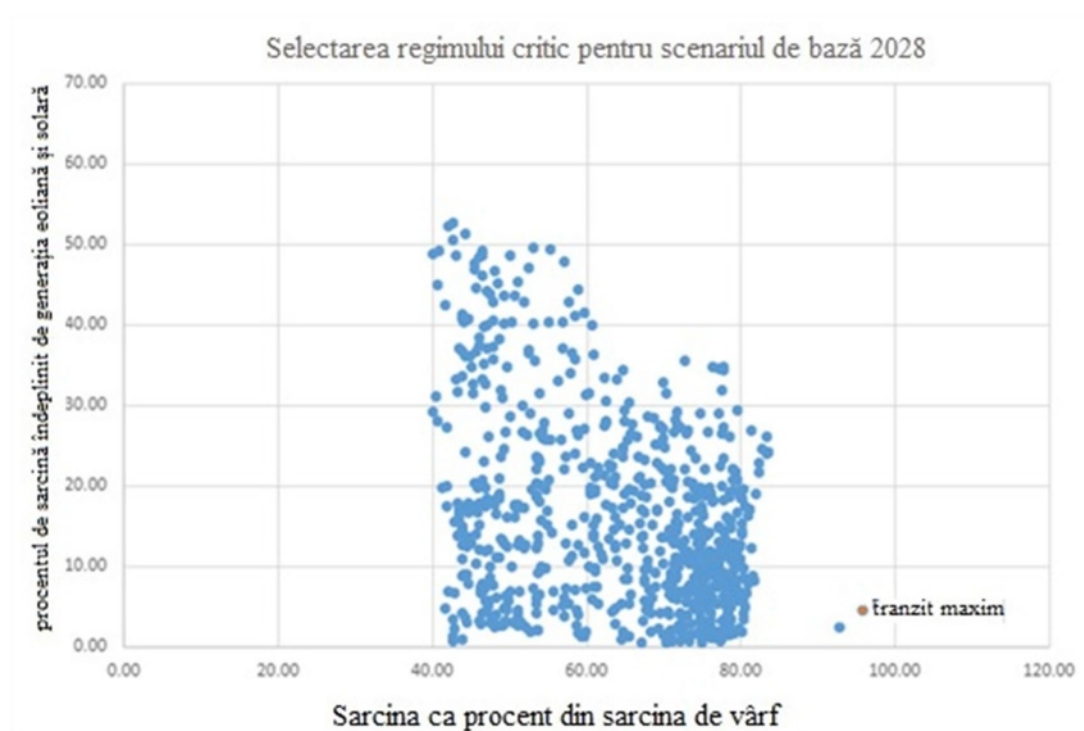


Figura 59: Selectarea regimului critic pentru scenariul definit în analiza de sensibilitate pentru 2028.

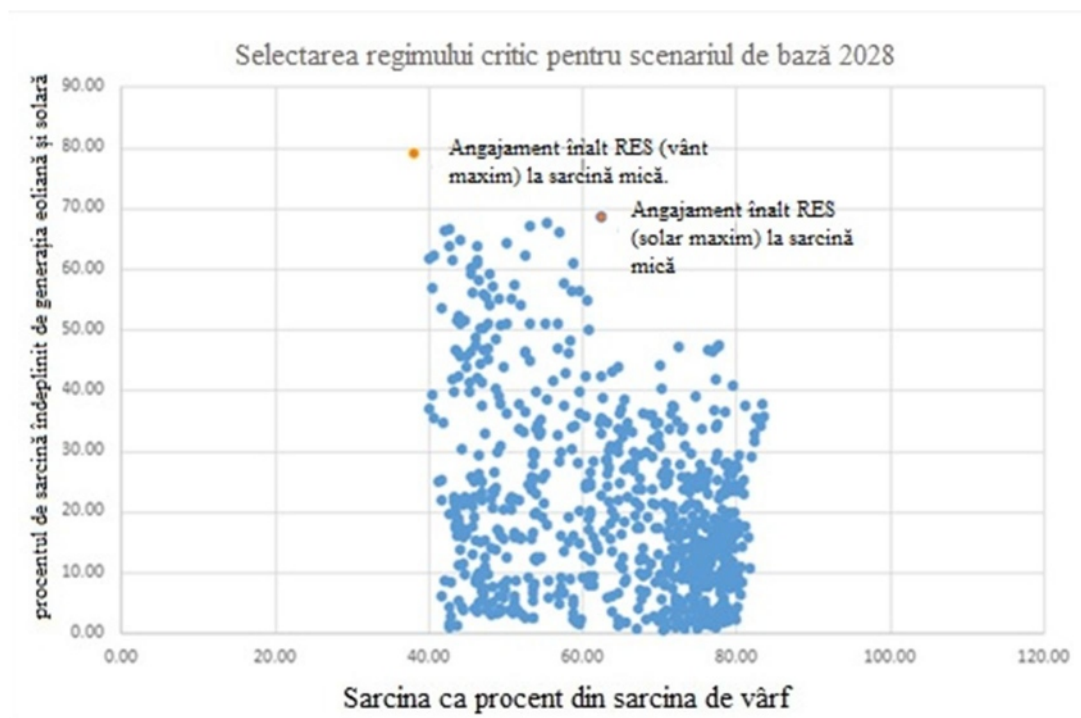


Figura 60: Selectarea regimului critic pentru scenariul moderat 2028.

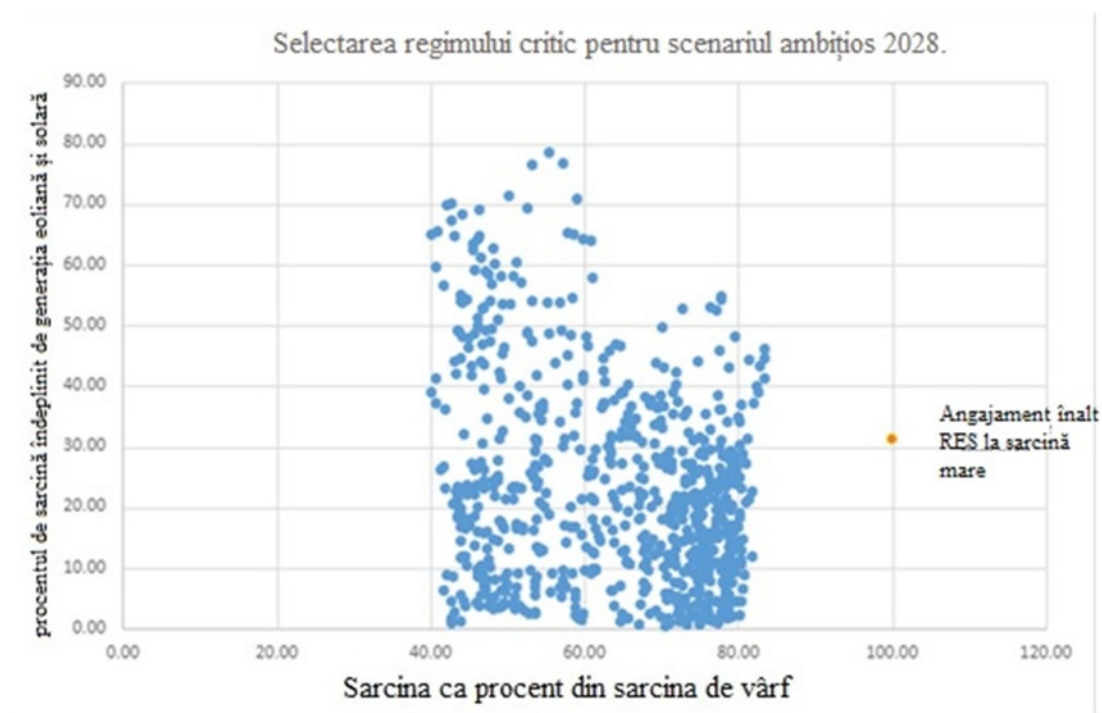


Figura 61: Selectarea regimului critic pentru scenariul ambițios 2028.

Figurile 62 - 64 prezintă regimurile critice identificate pentru fiecare din scenariile analizate pentru anul 2033.

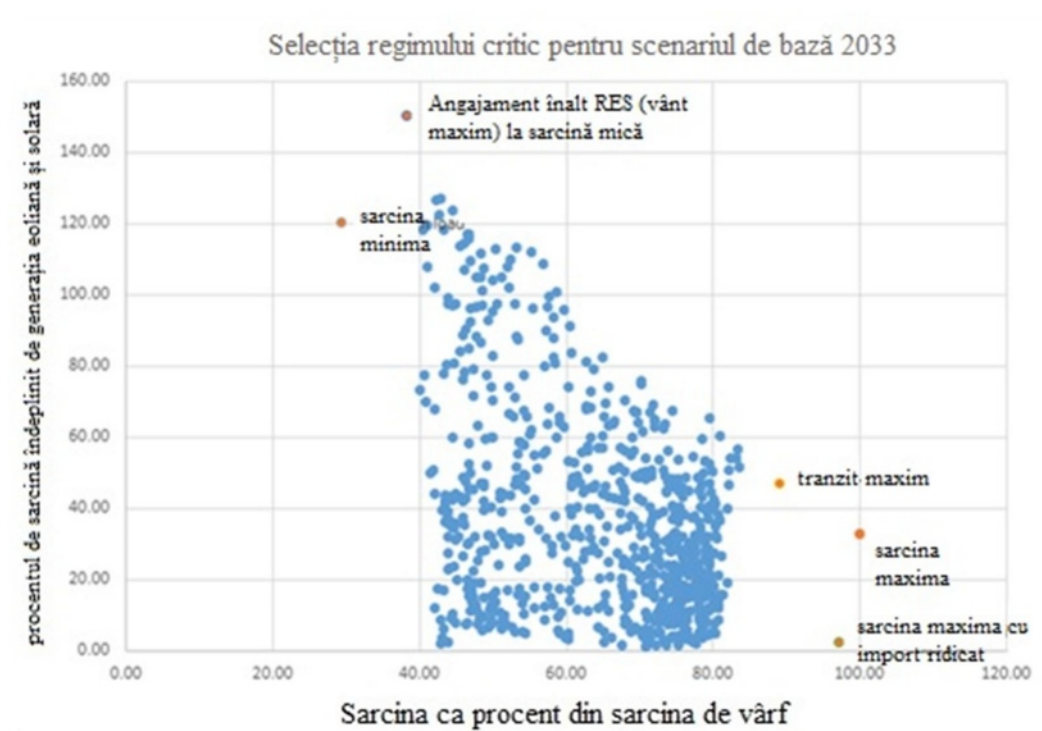


Figura 61: Selecția regimului critic pentru scenariul de bază 2033

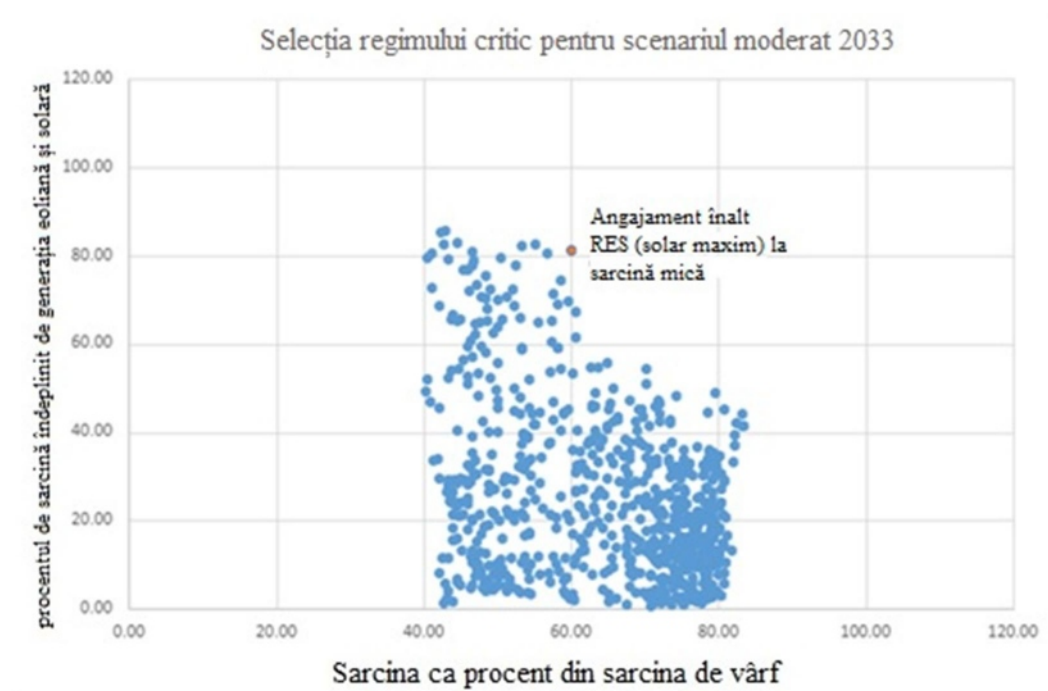


Figura 62: Selecția regimului critic pentru scenariul moderat 2033

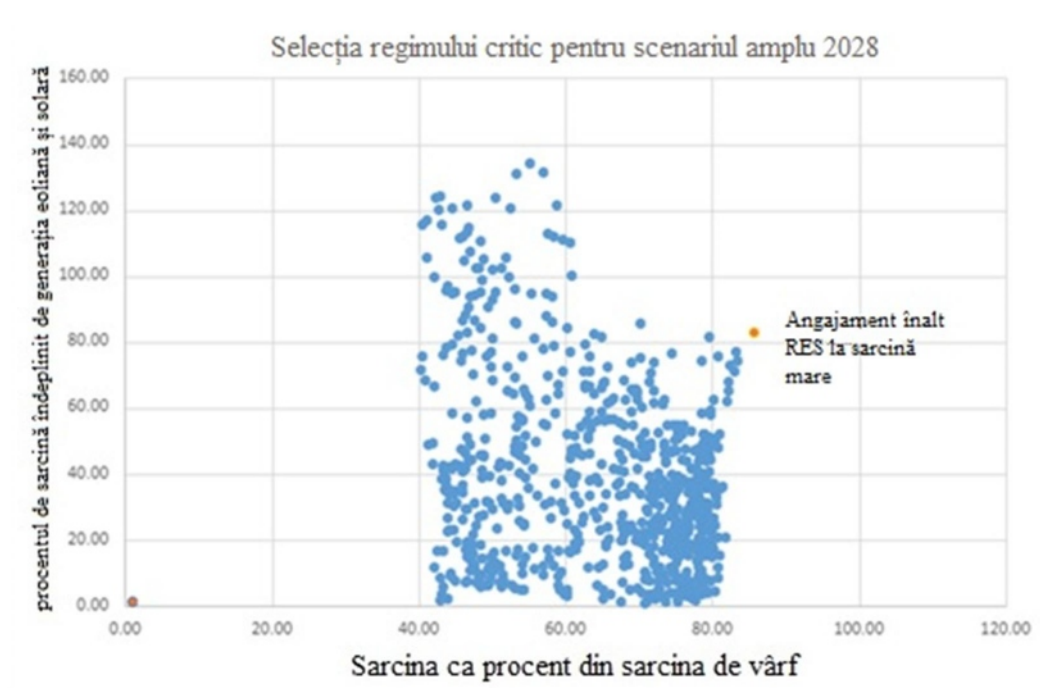


Figura 63: Selecția regimului critic pentru scenariul amplu 2028

În total un set de cincisprezece [15] regimuri de funcționare caracteristice a fost selectat pentru modelarea și analiza detaliată a rețelei, care reprezintă regimuri de funcționare în ore specifice din an. Datele de intrare pentru aceste regimuri, utilizate în modelarea rețelei, au fost obținute pe baza rezultatelor de dispecerizare economică furnizate de PLEXOS.

7.1.2 DATE PRIVIND SARCINA

Datele privind sarcina de consum pentru analiza rețelei au fost preluate din trei surse.

Prima sursă este prognoza consumului de energie electrică la nivel de sistem, care furnizează date specifice orelor referitoare la cererea de energie pentru Moldova. O descriere detaliată a acestei surse poate fi găsită în capitolul 4.

A doua sursă de date privind sarcina este generarea distribuită, care a fost estimată prin valori negative ale sarcinii de consum. Aceasta include următoarele tipuri de producție: producția de energie fotovoltaică la scară largă și centralele eoliene conectate la rețeaua de distribuție, și producția de energie fotovoltaică pe acoperișuri. Atunci când oricare dintre aceste surse de producție injectează în rețea o putere activă care depășește cererea, sarcina netă devine negativă. Producția existentă de surse regenerabile de energie (SRE) a fost modelată ca parte a sarcinii nete, în timp ce centralele distribuite planificate a fi construite în perioada de referință au fost modelate în cadrul programului de simulare a funcționării rețelei (Power Factory - PF) considerând avizele de racordare la rețea eliberate de operatorii de sistem la momentul realizării modelărilor.

A treia sursă a implicat utilizarea unor factori de distribuție a sarcinii electrice calculate la nivelul sistemului pentru a reflecta sarcina la nivel de nod de rețea și includerea acestora în Power Factory (PF). Coeficienții au fost determinați pentru fiecare nod prin utilizarea statisticii de consum măsurată în SCADA pe parcursul anului 2023. Pentru fiecare regim critic selectat, valorile sarcinii în nod au fost identificate în baza orei specifice, iar factorul de distribuție al puterii active a fost calculat prin împărțirea puterii active din fiecare nod la puterea activă totală din întregul sistem pentru acea oră. Factorul de distribuție a puterii

reactive a fost calculat ca raportul dintre puterea activă și cea reactivă pentru fiecare nod în parte. În plus, au fost integrate previziunile privind evoluția numărului populației Moldovei și ratei de urbanizare, utilizând proiecții (polinomiale sau liniare), bazate pe datele istorice ale populației la nivelul fiecărui raion.

TABELUL 51: PREZENTARE GENERALĂ A VALORILOR COEFICIENTULUI DE DETERMINARE PENTRU DATELE PRIVIND POPULAȚIA DE-A LUNGUL TIMPULUI		
Locația	Linia de tendință	R ²
Chișinău	Polinomială	0.832
Bălți	Liniară	0.952
Briceni	Liniară	0.998
Dondușeni	Liniară	0.931
Drochia	Liniară	0.947
Edineți	Liniară	0.978
Fălești	Liniară	0.835
Florești	Liniară	0.942
Glodeni	Liniară	0.918
Ocnîța	Liniară	0.881
Râșcani	Liniară	0.915
Sângerei	Liniară	0.939
Soroca	Liniară	0.892
Anenii Noi	Liniară	0.990
Călărași	Liniară	0.996
Criuleni	Liniară	0.988
Dubăsari	Liniară	0.943
Hâncești	Liniară	0.992
Ialoveni	Liniară	0.975
Nisporeni	Liniară	0.993
Orhei	Liniară	0.990
Rezina	Liniară	0.967
Strășeni	Liniară	0.987
Șoldănești	Liniară	0.954
Telenești	Liniară	0.989
Ungheni	Liniară	0.957
Basarabeasca	Liniară	0.997
Cahul	Liniară	0.993
Cantemir	Liniară	0.992
Căușeni	Liniară	0.967
Cimișlia	Liniară	0.989
Leova	Liniară	0.980
Stefan Voda	Liniară	0.985
Taraclia	Polinomială	0.961
U.T.A. Găgăuzia	Polinomială	0.266
Moldova	Liniară	0.989

Proiecțiile privind evoluția numărului populației au fost aplicate pentru a determina numărul populației țării în anul 2033. Având în vedere continuarea tendinței de descreștere a populației la nivel național, previziunile au fost, de asemenea, distribuite corespunzător autorităților publice locale, sumar la nivel de raion. Tabelul 52 oferă o prezentare a statisticii privind numărul populației din Moldova înregistrată în perioada 2014-2023, împreună cu proiecțiile pentru perioada 2024-2033. Datele sugerează că, pe baza tendințelor istorice, doar Chișinăul ar trebui să înregistreze o creștere a populației, în timp ce toate celelalte municipii ar urma să înregistreze o scădere a populației. În scopul determinării coeficienților de distribuție a sarcinii electrice la nivel de noduri, s-a considerat că numărul populației în orașele cu statut de municipiu nu va scădea

Tabelul 52: PROIECȚIILE PRIVIND NUMĂRUL POPULAȚIEI

Anul	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Chișinău	675967	673506	668484	663240	658186	657157	661798	669758	671667	672967	686538	690166	695138	700575	706335	712100	718065	724019	730200	736562
Bălți	101074	100392	100866	100143	99541	98983	98511	98521	96370	94557	91233	89101	86891	84506	81949	79202	76307	73261	70102	66837
Briceni	66494	65096	63811	61773	60297	58326	56611	55686	53782	52115	49902	48029	46209	44389	42570	40743	38927	37119	35338	33586
Dondușeni	36904	36512	36584	36183	35569	35112	34272	33706	32430	31440	31215	30450	29716	28977	28233	27478	26725	25970	25227	24497
Drochia	71052	70792	70361	69464	68333	67359	66001	64984	62603	60637	60117	58646	57231	55808	54377	52923	51473	50020	48589	47183
Edinet	69400	68916	68563	66875	64865	62998	61418	60594	58149	56072	55971	55068	54165	53261	52358	51455	50552	49649	48746	47843
Fălești	75339	75769	76048	75682	74740	73437	71847	70622	67643	65064	65513	64011	62569	61118	59656	58168	56682	55193	53726	52285
Florești	73477	73040	72834	72011	70739	69493	67821	66868	64286	62154	61629	60044	58519	56986	55445	53882	52324	50765	49229	47719
Glodeni	49346	49142	49159	48561	47762	47253	46003	45383	43594	42100	41950	40929	39948	38961	37967	36959	35952	34944	33951	32975
Ocnîța	45112	44938	45032	44389	44069	43421	42209	41863	39910	38285	38465	37533	36636	35734	34826	33905	32985	32063	31156	30264
Râșcani	56692	56694	56636	56052	55206	54567	53552	52929	51126	49563	49375	48319	47308	46289	45261	44213	43165	42113	41077	40060
Sângerei	76359	76170	76259	75142	73854	72326	70765	69751	67326	65166	64531	62912	61355	59789	58214	56616	55022	53426	51854	50310
Soroca	74110	73970	74345	73561	72631	71342	69551	68865	66216	63952	64641	64451	63792	63132	62473	61813	61154	60494	59835	59175
Anenii Noi	72465	71869	71080	69566	67981	66367	64483	63537	61745	60348	58417	56686	55014	53336	51654	49955	48264	46574	44910	43274
Călărași	59379	58276	57191	55261	53513	51645	50141	49161	47531	46110	43886	42134	40430	38728	37028	35322	33627	31942	30281	28646
Criuleni	66860	66488	65750	64418	62648	61102	59869	59127	57829	56650	54715	53206	51751	50290	48823	47338	45859	44380	42923	41491
Dubăsari	27957	27943	28038	27684	26956	26209	25742	25720	25300	24591	24089	23552	23038	22520	21997	21465	20934	20401	19876	19360
Hâncești	92983	91453	89555	86534	83825	80954	78257	77169	74960	73184	69268	66590	63986	61384	58784	56173	53580	50999	48456	45953
Ialoveni	86289	85531	84534	82288	79522	77576	76249	75914	74514	73120	70074	68132	66258	64378	62489	60579	58675	56772	54898	53056
Nisporeni	48306	47627	46873	45718	44183	42701	41576	40830	39321	38110	36612	35247	33922	32596	31271	29939	28617	27299	26001	24724
Orhei	96489	95290	94207	92384	89638	87566	85493	83929	81113	78711	78202	77015	75828	74641	73454	72267	71079	69892	68705	67518
Rezina	41239	41009	41037	40231	39176	38187	37054	36468	35321	34333	33487	32490	31525	30559	29589	28610	27635	26662	25703	24760
Strășeni	76065	75465	74947	73130	71306	69361	67825	67046	65294	63806	61711	59935	58221	56500	54774	53029	51292	49556	47846	46164
Șoldănești	35163	34982	34965	34318	33460	32807	31778	31160	29885	28834	28392	27515	26667	25817	24965	24106	23250	22396	21555	20728

Telenești	57004	56499	55634	53795	51857	49933	48368	47241	45180	43379	42807	41870	40933	39997	39060	38774	38489	38203	37592	36004
Ungheni	96471	96113	95965	94561	92862	90375	88443	87232	84302	81983	81578	81290	80305	79320	78335	77350	76365	75380	74395	73410
Basarabeasca	20165	19754	19424	18919	18365	17912	17273	17010	16374	15999	15312	14756	14217	13677	13137	12595	12056	11519	10990	10469
Cahul	97961	96262	94680	92193	89091	86452	84604	83718	80904	78653	75483	72898	70393	67884	65374	62848	60335	57831	55364	52937
Cantemir	47078	46058	45215	44003	42191	40332	38981	38516	36905	35586	33812	32320	30868	29418	27972	26522	25084	23655	22247	20860
Căușeni	75436	74720	74313	73407	72220	70815	69109	67961	65889	64018	63001	61386	59831	58269	56698	55105	53517	51927	50361	48823
Cimișlia	43160	42292	41333	39688	37946	36536	35166	34542	33407	32600	30424	29023	27656	26293	24933	23572	22222	20880	19559	18257
Leova	41167	40903	40646	39729	38155	37110	35904	35269	34203	33477	32082	30973	29897	28820	27742	26658	25579	24505	23446	22404
Stefan Voda	58649	57904	57384	56044	54664	52962	51347	50370	48408	46807	45438	43845	42299	40753	39205	37649	36101	34559	33040	31545
Taraclia	34583	34149	33911	33744	33795	33620	33081	32844	31981	31286	29051	28152	27211	26201	25121	23967	22754	21479	20157	18788
U.T.A. Găgăuzia	123107	120803	119964	120053	120488	122476	122573	122310	119626	117171	118551	118620	117391	116036	114692	113306	111761	110381	108720	107408
Total populație	2869302	2846327	2825628	2780744	2729634	2684772	2643675	2626588	2565030	2512758	2487472	2447295	2407117	2366940	2326763	2286586	2246408	2206231	2166054	2125877
Rata de creștere		-0.80%	-0.73%	-1.59%	-1.84%	-1.64%	-1.53%	-0.65%	-2.34%	-2.04%	-1.01%	-1.62%	-1.64%	-1.67%	-1.70%	-1.73%	-1.76%	-1.79%	-1.82%	-1.85%

Tabelul 53 prezintă rata de creștere a sarcinii electrice pentru fiecare raion, calculată pentru cei doi ani țintă utilizați în studiul de adecvanță, în funcție de evoluția numărului populației.

Tabelul 53: FACTORI DE CORECȚIE PENTRU SARCINA DE DISTRIBUȚIE DE LA NIVEL DE SISTEM LA NIVEL DE NOD		
Anul	2028	2033
Locația	[%]	[%]
Chișinău	104.96%	109.45%
Bălți	86.67%	70.68%
Briceni	81.69%	64.45%
Dondușeni	89.80%	77.92%
Drochia	89.68%	77.81%
Edinet	93.38%	85.32%
Fălești	91.69%	80.36%
Florești	89.21%	76.78%
Glodeni	90.18%	78.33%
Ocnita	90.97%	79.05%
Râșcani	91.32%	80.83%
Sângerei	89.33%	77.20%
Soroca	97.69%	92.53%
Anenii Noi	85.59%	71.71%
Călărași	80.30%	62.13%
Criuleni	86.18%	73.24%
Dubăsari	89.45%	78.73%
Hâncești	80.32%	62.79%
Ialoveni	85.46%	72.56%
Nisporeni	82.05%	64.88%
Orhei	93.32%	85.78%
Rezina	86.18%	72.12%
Strășeni	85.84%	72.35%
Șoldănești	86.58%	71.89%
Telenești	90.04%	83.00%
Ungheni	95.55%	89.54%
Basarabasca	82.11%	65.44%
Cahul	83.12%	67.30%
Cantemir	78.60%	58.62%
Căușeni	88.57%	76.26%
Cimișlia	76.48%	56.00%
Leova	82.87%	66.93%
Stefan Voda	83.76%	67.39%
Taraclia	80.29%	60.05%
U.T.A. Găgăuzia	97.88%	91.67%

Coeficienții din tabelul 53 au fost aplicați coeficienților de distribuție nodală calculați pe baza măsurătorilor SCADA pentru anul 2023. La final, a fost realizată o ajustare pentru a asigura că suma coeficienților de distribuție nodală este egală cu unu, garantând astfel că acești coeficienți reflectă o distribuție corectă a sarcinii sistemului între noduri.

Pentru municipalitățile marcate cu roșu în tabelul de mai sus, liniile de tendință au fost ajustate pentru a reflecta o scădere mai lentă a populației în viitor, datorită măsurilor de stimulare planificate de către guvernul Republicii Moldova. Aceste ajustări au fost realizate pentru a lua în considerare impactul politicilor guvernamentale menite să sprijine dezvoltarea economică și să încetinească declinul demografic în orașele care se preconizează să fie transformate în noduri regionale.

Luând în considerare toate aceste aspecte, sarcina electrică a fiecărui nod din sistem pentru anii 2028 și 2033 a fost proiectat pentru fiecare regim operațional selectat, iar aceste proiecții au fost utilizate ulterior în programul Power Factory (PF) drept date de intrare.

Sarcinile la nivel de nod variază în funcție de regimul de funcționare și sunt împărțite în două subseturi. Primul subset reprezintă sarcinile determinate de consumul de energie electrică, în timp ce al doilea subset, unul mai mic, include sarcinile auxiliare, care sunt activate doar atunci când o centrală de generare specifică este operațională. În calculul studiului de rețea pentru fiecare regim critic selectat, injecția de putere activă a unei unități de generare este ajustată la producția de putere activă determinate pentru ora specifică conform exercițiului de dispecerizare economică optimă. Sarcina auxiliară a centralelor electrice este considerată constantă și este activă numai atunci când unitate de generare asociată este în funcțiune.

7.1.3 DATE PRIVIND UNITĂȚILE DE GENERARE

Tabel 54 prezintă parametrii tehnici relevanți ai unităților de generare existente și noi, care au fost utilizați în pregătirea modelelor de rețea. Acesta detaliază capacitățile de putere activă și reactivă ale unităților de generare programate să fie racordate la sistemul de transport în perioada de referință. Aceste informații au fost utilizate drept date de intrare pentru modelarea fluxului de energie, în scopul asigurării funcționării eficiente și fiabile a infrastructurii de transport în viitor.

TABELUL 54: CAPACITATEA DE PUTERE ACTIVĂ ȘI REACTIVĂ A UNITĂȚILOR TERMICE						
Generator	P _{Max} (MW)	P _{Min} (MW)	Q _{Max} (MVar)	Q _{Min} (MVar)	Disponibilitatea în 2028	Disponibilitatea în 2033
MGRES G4	100 (capacitatea instalată 200 MW, dar doar 100 MW disponibili)	100	123.8	-30	Da	Da
MGRES G5	100 (capacitatea instalată 200 MW, dar doar 100 MW disponibili)	100	123.8	-30	Da	Da
MGRES G7	200	120	123.8	-30	Da	Da
MGRES G8	200	120	123.8	-30	Da	Da
MGRES G9	210	120	123.8	-30	Da	Da
MGRES G10	210	120	123.8	-30	Da	Da
MGRES G11	250	120	123.8	-30	Da	Da
MGRES G12	250	120	123.8	-30	Da	Da
CET-1 (G6) - unitate nouă	11	4.4	13.8	-13.8	Da	Da
CET-11 (G7) - unitate nouă	11	4.4	8.2	-8.2	Da	Da
CET Vest G1 - unitate nouă	11	4.4	8.2	-8.2	Da	Da
CET Vest G2 - unitate nouă	11	4.4	8.2	-8.2	Da	Da
CET Vest G3 - unitate nouă	11	4.4	8.2	-8.2	Da	Da
CET-2 (G1)	98	40	85.0	-25.0	Da	Nu
CET-2 (G2)	80	40	85.0	-25.0	Da	Nu
CET-2 (G3)	80	40	85.0	-25.0	Da	Nu
CET Nord G1	12	2.5	1.9	-1.9	Da	Da
CET Nord G2	12	2.5	1.9	-1.9	Da	Da
CET Nord G3	3.354	1.6	0.3	-0.3	Da	Da
CET Nord G4	3.354	1.6	0.3	-0.3	Da	Da
CET Nord G5	3.354	1.6	0.3	-0.3	Da	Da
CET Nord G6	3.354	1.6	0.3	-0.3	Da	Da
Centrală electrică ICE G1 - unitate nouă	56.667	22.6668	42.5	-42.5	Nu	Da
Centrală electrică ICE G2 - unitate nouă	56.667	22.6668	42.5	-42.5	Nu	Da

TABELUL 54: CAPACITATEA DE PUTERE ACTIVĂ ȘI REACTIVĂ A UNITĂȚILOR TERMICE						
Generator	P_{Max} (MW)	P_{Min} (MW)	Q_{Max} (MVar)	Q_{Min} (MVar)	Disponibilitatea în 2028	Disponibilitatea în 2033
Centrală electrică ICE G3 - unitate nouă	56.667	22.6668	42.5	-42.5	Nu	Da

De asemenea, în tabelul de mai sus sunt prezentate constrângerile tehnice privind capacitatea de putere reactivă a unităților de generare. Aceste constrângeri vizează atât capacitatea centralelor termice de a consuma energie reactivă, cât și pe cea de a genera energie reactivă, având însă valori restricționate sub anumite praguri prestabilite.

Deocamdată, nu au fost stabilite condițiile tehnice referitoare la generarea de putere reactivă pentru noile centrale electrice pe bază de SRE. Prin urmare, în scopul studiului de rețea au fost utilizate următoarele valori ale factorului de putere pentru diferitele tipuri de generare:

- Centrale electrice PV - 1;
- Centrale eoliene - 0.95;

Pe baza datelor de intrare și a rezultatelor privind dispecerizarea economică optimă a unităților de generare realizate în PLEXOS, a fost elaborat un tabel care conține regimurile de funcționare cu date despre generare, schimburile nete și consum de energie electrică. În tabelul 55 sunt prezentate cele 15 regimuri caracteristice utilizate pentru calculul analizei statice a sistemului electroenergetic.

Tabelul 55: DATELE DIN REGIMURILE DE FUNCȚIONARE PRIVIND GENERAREA, SCHIMBUL NET ȘI SARCINA

Anul	Scenariu	Regimul de funcționare	Data	CET-1	CET-2	Noua ICE	CHP Nord	CHP Vest	Costești	PV	Eoliene	Biomase	MGRES	Dubăsari	Schimbul Net	Sarcina
2028	De bază	Sarcină maximă	2/3/2028 11:00	22	240.64	/	25.4	33	0	69.5	131.52	52.5	345.66	21	-353.6	1294.83
2028	De bază	Sarcină minimă	10/28/2028 3:00	22	90.24	/	25.4	33	0	0	178.83	52.5	220	40.73	275.97	386.75
2028	De bază	Tranzit maxim	1/22/2028 15:00	22	258	/	25.4	22	0	0	233.22	52.5	500	40	97.31	1055.83
2028	De bază	Sarcină maximă cu import înalt	6/29/2028 11:00	11	0	/	0	5.5	7.59	60.04	18.74	52.5	248.44	20	-653.79	1077.59
2028	Sensibilitatea de bază	Tranzit maxim	1/12/2028 13:00	22	258	/	25.4	33	7.51	15.12	11.72	52.5	927.78	30	150	1233.05
2028	Moderat	Interacțiune ridicată a SRE (max. eoliană) la sarcină redusă	11/10/2028 3:00	22	90.24	/	10.05	11	0	0	374.97	36.75	220	14.58	285.33	494.27
2028	Moderat	Interacțiune ridicată a SRE (max. solar) la sarcină redusă	4/7/2028 11:00	11	0	/	0	5.5	7.87	166.3	365.58	36.75	220	46	69.33	789.66
2028	Ambițios	Interacțiune ridicată a SRE la sarcină mare	2/3/2028 11:00	22	240.64	/	25.4	33	0	220.94	176.75	36.75	347.22	21	-183	1306.72
2033	De bază	Sarcină maximă	2/3/2033 11:00	22	/	106.54	25.4	33	0	109.62	339.96	52.5	396.22	21	-303.12	1409.38
2033	De bază	Sarcină minima	10/28/2033 3:00	22	/	53.27	25.4	33	0	0	487.34	52.5	220	40.73	509.32	424.93
2033	De bază	Tranzit maxim	2/10/2033 19:00	22	/	106.54	25.4	33	7.6	0	576.08	52.5	397.98	27	-11.12	1259.24
2033	De bază	Interacțiune ridicată a SRE (max. eoliană) la sarcină redusă	11/10/2033 3:00	22	/	53.27	10.05	33	0	0	793.34	15.3	220	0	600	546.97
2033	De bază	Sarcină maximă cu import înalt	1/12/2033 17:00	22	/	170.01	25.4	33	7.48	0	30.41	52.5	450	30	-552.72	1373.52
2033	Moderat	Interacțiune ridicată a SRE (max. solar) la sarcină redusă	4/7/2033 12:00	11	/	0	3.35	5.5	7.85	151.25	507.96	36.75	227.6	46	170.27	826.98
2033	Ambițios	Interacțiune ridicată a SRE la sarcină mare	2/21/2033 10:00	22	/	159.81	25.4	22	7.57	369.83	631.39	36.75	373.76	12	419.63	1240.88

7.2 METODOLOGIA APLICATĂ LA STUDIUL DE REȚEA

Înainte de a demara orice proiect de îmbunătățire sau extindere este esențial să se stabilească o înțelegere clară a condițiilor actuale ale rețelei electrice. Aceste informații fundamentale asigură că lucrările ulterioare de proiectare și dezvoltare se bazează pe date precise și fiabile, ceea ce conduce la îmbunătățiri mai eficiente și mai bine fundamentate ale rețelei.

Studiul de rețea este realizat pentru a ajuta la identificarea problemelor existente sau a celor potențiale din cadrul rețelei, cum ar fi zonele predispuse la congestionare sau capacitatea insuficientă de a face față sarcinilor de vârf. Pe baza acestor constatări, pot fi propuse soluții adecvate pentru a rezolva aceste probleme, garantând astfel robustețea și fiabilitatea rețelei.

Problemele urgente și iminente identificate prin analiză necesită o atenție deosebită. Acest proces permite identificarea investițiilor suplimentare necesare pentru rezolvarea acestor probleme critice. Astfel, se garantează că cele mai importante aspecte urgente sunt abordate cu promptitudine, menținând stabilitatea și eficiența rețelei.

O analiză detaliată a stării actuale a sistemului permite verificarea și ajustarea modelului de stare statică existent și a componentelor acestuia. Metodologia utilizată la realizarea studiului de rețea include atât analiza stabilității statice a sistemului electroenergetic, cât și analiza stabilității în scurtcircuit și tranzitorie. În acest sens au fost create și utilizate cincisprezece modele pentru analiza stabilității statice (pentru fiecare din regimurile operaționale critice identificate mai sus), și patru modele dedicate calculul curenților de scurt-circuit și analiza stabilității dinamice. Fiecare model reprezintă un regim caracteristic, toate modelele fiind dezvoltate pentru ambii anii țintă - 2028 și 2033. La etapa inițială a aplicării metodologiei s-a realizat crearea, ajustarea și optimizarea modelelor de rețea pentru analiza stabilității statice, utilizând Power Factory. Acest exercițiu a fost realizat pentru a asigura că modelul reflectă cu acuratețe condițiile reale de funcționare ale rețelei și permite identificarea oricăror congestii și limitări ce pot apărea la impunerea criteriilor de planificare, precum stabilitatea tensiunii, limitele termice și scenariile de contingență.

Rezultatele acestei analize oferă informații relevante pentru înțelegerea stării actuale a rețelei, starea și impactul proiectelor de dezvoltare în curs de execuție sau planificate în cadrul sistemului de transport, ceea ce contribuie la asigurarea că aceste proiecte sunt în concordanță cu strategia generală de dezvoltare a sistemului electroenergetic și că îndeplinesc cerințele viitoare de cerere și standardele de fiabilitate.

7.3 STUDIUL REȚELEI DE TRANSPORT

7.3.1 PREGĂTIREA MODELULUI ȚINTĂ DE REȚEA

În perioada anterioară, sistemul de transport din Moldova a înregistrat niveluri de tensiune semnificativ mai ridicate. Această situație este atribuită creșterii tensiunilor în sistemul energetic ucrainean, care a fost grav perturbat de invazia rusească. Operatorul sistemului de transport ucrainean (OST) se confruntă cu provocări precum lipsa unităților generatoare și a reactoarelor de derivație capabile să regleze puterea reactivă.

În scopul exercițiului de planificare a dezvoltării rețelelor electrice de transport s-a presupus că sistemul electroenergetic al Ucrainei va fi restabilit în anii de planificare prevăzuți pentru care au fost efectuate analizele. Această restaurare ar trebui să conducă la o scădere a valorilor tensiunii. Cu toate acestea, pentru a lua în considerare efectele tensiunilor mai ridicate și a asigura fiabilitatea regimurilor de funcționare a rețelei electrice, modelele din DIgSILENT PowerFactory (PF) au fost ajustate utilizând

înregistrări în timp real a valorilor tensiunii din sistem, înregistrate la sfârșitul anului 2023 și începutul anului 2024.

Modelele PF au fost calibrate inițial prin excluderea proiectelor de investiții în curs și prin ajustarea nivelurilor de tensiune la stațiile electrice MGRES, Bălți și Vulcănești (la niveluri de tensiune de 400 kV și 330 kV) pentru a se alinia îndeaproape cu valorile efective înregistrate. După finalizarea acestei calibrări, proiectele de dezvoltare a rețelei de transport în curs de execuție au fost încorporate în model, studiul de rețea fiind efectuat utilizând aceste modele calibrate.

De asemenea, modele calibrate au inclus valorile limită admisibile pentru parametri tehnici, care indică în principal constrângerile statice, adică acele constrângeri care trebuie respectate de elementele de rețea atunci când sunt supuse fluxurilor de putere calculate pe baza simulării unor moduri nominale de funcționare a rețelei selectate și a unui set definit de situații neprevăzute.

Odată cu implementarea investițiilor planificate rețeaua de transport urmează să respecte toate aceste limite admisibile specificate. Modelul de rețea care, înglobând proiecte noi de infrastructură, înlătură congestiile identificare și respectă valorile limită admisibile este denumit în continuare model țintă al rețelei electrice de transport.

În scopul identificării soluțiilor optime de dezvoltare a rețelei de transport, nu sunt luate în considerare scenarii alternative pentru proiectele de dezvoltare a rețelei de transport aflate în curs de execuție, având în vedere termenele fixe de implementare a acestor proiecte de investiții, acestea fiind considerate drept predeterminate fiind incluse în toate modele de rețea utilizate pentru studiul de rețea.

Studiul de rețea propriu-zis se focusează pe identificarea proiectelor noi de infrastructură, necesare după punerea în funcțiune a proiectelor de dezvoltare în curs de execuție. Cele mai importante detalii și constatări ale studiului de rețea realizat în scopul identificării proiectelor de infrastructură necesare sunt prezentate în secțiunea următoare, oferind o perspectivă asupra performanței sistemului de transport și evidențiind eventualele domenii care ar putea necesita atenție suplimentară sau ajustări pentru a menține funcționarea și dezvoltarea optimă a sistemului electroenergetic.

7.3.2 REZULTATELE ANALIZEI REȚELEI

7.3.2.1 ANALIZA STABILITĂȚII STATICE A SISTEMULUI ELECTROENERGETIC

Analiza stabilității statice a sistemului de transport a fost efectuată în DlgSILENT PowerFactory (PF), implicând evaluarea performanței sistemului electroenergetic în condiții normale de funcționare, pentru a verifica eficiența și fiabilitatea acesteia.

Obiectivul principal al acestei analize a fost evaluarea nivelurilor de tensiune, a fluxurilor de putere, identificarea elementelor suprasolicitate și deficiențelor din cadrul sistemului de transport a energiei electrice. Astfel, analiza stabilității statice ajută la identificarea abaterilor de tensiune, a supraîncărcării potențiale a liniilor de transport a energiei electrice și transformatoarelor, precum și la identificarea fluxurilor de putere excesive. Acest proces asigură faptul că sistemul de transport a energiei electrice este capabil să funcționeze eficient în diverse regimuri operaționale.

Pentru analiza stabilității statice a fost creată o reprezentare exactă a sistemului de transport, incluzând toate componentele de rețea relevante, cum ar fi secțiile de bare, liniile electrice, transformatoarele și unitățile de generare. Parametri tehnici ai rețelei, precum valorile impedanței, capacitățile de generare și profilurile sarcinii electrice, au fost utilizați pentru a simula condițiile viitoare de funcționare.

Pentru fiecare dintre scenariile validate pentru TYNDP 2025-2034, a fost identificat modelul țintă a sistemului de transport a energiei electrice, separat pentru fiecare an țintă (2028 și 2033), care include toate proiectele investiționale în curs de execuție și cele noi planificate în domeniul generării energiei electrice și transportului de energie electrice, presupuse în mod rezonabil.

Analiza statică au fost calculată pentru toate cele 15 regimuri critice de funcționare, modelate în PF [prezentate în Tabelul 55].

Rezultatele obținute în cadrul calculului stabilității statice a sistemului de transport a energiei electrice oferă valori pentru mărimile și unghiurile de tensiune pentru fiecare secție de bare, fluxurile de putere la nivelul liniilor de transport a energiei electrice și al transformatoarelor, precum și valorile pierderilor de energie electrică în rețelele electrice de transport.

Analiza profilului de tensiune a fost evaluată pentru a se asigura că nivelurile de tensiune înregistrate în întregul sistem de transport din Moldova rămân în limitele acceptabile. În acest sens, analiza s-a focusat pe identificarea oricăror cazuri de subtensiune sau supratensiune care ar putea afecta performanța și stabilitatea sistemului, garantându-se astfel că toate elementele rețelei funcționează în cadrul limitelor de tensiune stabilite.

Prin calculul pierderilor de putere au fost estimate pierderile de putere activă și reactivă în rețeaua de transport a energiei electrice. Pierderile mari de energie electrică indică ineficiențele sistemului electroenergetic. Calcularea pierderilor este esențială pentru identificarea și implementarea măsurilor corective, cum ar fi reconfigurarea rețelei sau instalarea de condensatori, pentru a crește eficiența globală a sistemului de transport.

Prin analiza nivelului de încărcare a echipamentelor electrice au fost evaluate nivelurile de încărcare individual ale diferitelor componente ale rețelei de transport, inclusiv liniile electrice, transformatoarele și unitățile de generare. Rezultatele obținute în urma acestei analize ajută la identificarea elementelor de rețea supraîncărcate, care necesită modernizări sau ajustări operaționale pentru a preveni defecțiunile și a menține fiabilitatea sistemului.

În urma analizei statice a rețelei s-a constatat că niciunul dintre regimurile critice analizate nu a evidențiat vreo supraîncărcare a liniilor electrice de transport. Acest lucru sugerează că, în condiții normale de funcționare, infrastructura actuală a rețelei poate gestiona fluxurile de energie fără a depăși limitele termice. Cu toate acestea, deși acest rezultat indică faptul că sistemul funcționează eficient în cadrul parametrilor existenți, deciziile finale pentru proiectele de dezvoltare au fost luate în baza unor cercetări suplimentare, care au îmbinat diferite scenarii și condiții de contingență pentru a evalua fiabilitatea și reziliența pe termen lung, în special pe măsură ce cererea de energie electrică crește și noi surse de generare sunt integrate în rețea.

Conform rezultatelor nivelurile de tensiune nu se încadrează în limitele tehnice admise pentru 6 din cele 8 regimuri caracteristice analizate pentru anul 2028, cel mai critic fiind regimul de sarcină maximă din scenariul de bază. În schimb, pentru anul 2033, nivelurile de tensiune se încadrează în limitele tehnice pentru 6 din cele 7 regimuri caracteristice. În cadrul scenariului moderat depășirea limitelor de tensiune apare doar într-o singură stație electrică, pentru regimul specific cu producție maximă de energie solară și sarcină minimă. Rezultatele modelărilor indică o ușoară scădere a valorilor de tensiune în aproape toate stațiile electrice care funcționează la nivelurile de tensiune de 400, 330, 110 și 35 kV în regimul prognozat pentru 2033, comparativ cu regimul prognozat pentru 2028. Cu toate acestea, în anumite stații electrice, valorile de tensiune vor rămâne ridicate, subliniind necesitatea analizării instalării compensatoarelor de putere reactivă în cadrul rețelei de transport. O evaluare regională a nivelului tensiunii, în cooperare cu

România și Ucraina, este esențială pentru identificarea exactă a variațiilor de tensiune, inclusiv la nivel local, și a problemelor potențiale în anumite zone ale rețelei de transport. O astfel de evaluare ar permite aplicarea unor soluții direcționate, asigurând măsuri mai precise și eficiente pentru menținerea nivelurilor de tensiune în limitele admise. Realizarea unui studiu regional al nivelului de tensiune ar confirma de asemenea necesitatea instalării unor reactoare, indicând locațiile optime și capacitățile necesare.

Rezultatele detaliate ale analizei stabilității statice a sistemului electroenergetic pentru toate regimurile specifice considerate pentru studiul de rețea sunt prezentate în **Anexa II**.

7.3.2.2 ANALIZA CONTINGENȚELOR

Analiza contingențelor este esențială pentru a estima fiabilitatea și reziliența sistemului de transport al energiei electrice. Această analiză evaluează capacitatea sistemului de a rezista defectiunilor sau întreruperilor neașteptate ale unor elemente ale rețelei de transport, asigurându-se că sistem poate continua să funcționeze eficient în aceste condiții nefavorabile. Analizele de contingență evaluează situațiile de funcționare cu N-1 și N-1-1 elemente de rețea, examinând răspunsul sistemului la pierderea unei sau a două componente, respectiv, identificând punctele slabe din rețea și potențialele măsuri corective pentru a preveni eventuale colapsuri sau scăderi semnificative ale performanței sistemului electroenergetic în cazul scoaterii din funcțiune a elementelor de rețea.

Funcționarea sistemului electroenergetic cu N-1 elemente ajută la identificarea potențialelor blocaje și vulnerabilități ale sistemului în cazul defectării unui echipament de rețea, cum ar fi deconectarea unei linii de transport. Simulând aceste condiții de funcționare, sunt identificate strategiile de atenuare și planurile operaționale care permit sistemului să facă față unor astfel de evenimente, fără a provoca întreruperi pe scară largă.

Funcționarea sistemului electroenergetic cu N-1-1 elemente evaluează performanța sistemului electroenergetic în cazul deconectării simultane a două componente, cum ar fi situațiile în care o linie de transport se defectează în același moment în care o altă linie ce funcționează la nivelurile superioare de tensiune (400 și 330 kV) din sistemul de transport este în reparație. Drept rezultat, analiza contingențelor oferă o perspectivă mai clară a efectelor combinate ale defectiunilor multiple, care pot fi mai dificil de gestionat de către operatorul sistemului de transport. Analiza N-1-1 ajută la identificarea zonelor din rețea care necesită întăriri suplimentare sau redundanță, pentru a asigura fiabilitatea sistemului chiar și în condiții severe de funcționare.

Pentru analiza contingențelor în regim N-1-1 au fost examinate situațiile cu scoaterea din funcțiune a 15 linii diferite în 2028 și a 16 linii în 2033. Lista liniilor este prezentată mai jos:

1. LEA 400 kV Bălți-Suceava (RO)
2. LEA 400 kV Vulcănești-Chișinău
3. LEA 400 kV Vulcănești-Isaccea (RO)
4. LEA 400 kV Vulcănești-MGRES
5. LEA 330 kV I-Râbnița-Podoliscaia (UA)
6. LEA 330 kV MGRES-Usatovo (UA)
7. LEA 330 kV MGRES-Novoodescaia (UA)
8. LEA 330 kV II-Râbnița - Podoliscaia (UA)
9. LEA 330 kV MGRES-Artsyz (UA)
10. LEA 330 kV MGRES-Podoliscaia (UA)
11. LEA 330 kV Bălți-Novodnestrovsca (UA)
12. LEA 330 kV Bălți-Strășeni
13. LEA 330 kV Chișinău-Strășeni

14. LEA 330 kV I-HBK-Chișinău-MGRES
15. LEA 330 kV II-HBK-Chișinău-MGRES
16. Strășeni-Gutinas (RO) – doar pentru 2033.

Procedura de efectuare a analizelor de contingență N-1 și N-1-1 în cadrul PF a implicat utilizarea unui model detaliat al sistemului de transport din Republica Moldova, care include toate componentele relevante și parametrii lor de funcționare. Prin simularea întreruperilor diferitelor elemente de rețea au fost evaluate impactul acestora asupra profilurilor de tensiune, fluxurilor de putere și stabilității generale a sistemului. Prin identificarea punctelor slabe și a riscurilor de suprasolicitare, această analiză furnizează informații valoroase pentru îmbunătățirea rezilienței și fiabilității rețelei de transport.

Situațiile de funcționare cu N-1 element au fost analizate pentru toate cele 15 regimuri de funcționare, efectuând calcule în aceleași modele care au fost dezvoltate pentru analiza stabilității statice a sistemului electroenergetic.

Dept rezultat a fost depistată supraîncărcarea mai multor linii și transformatoare. Suprasarcini critice au fost observate la LEA 400 kV Vulcănești-Isaccea (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad, în mai multe scenarii N-1. Aceste supraîncărcări au evidențiat insuficiența capacității rețelei de transport în anumite condiții de tranzit al energiei electrice din România către Ucraina și viceversa.

În ceea ce privește transformatoarele de putere, au fost identificate suprasarcini în mai multe stații electrice 110/35 kV și 35/10 kV, unde există două transformatoare cu puteri diferite. În cazul întreruperii unui transformator de putere mai mare, cel de-al doilea transformator este supus unei suprasolicitări. În anumite stații, cauza este sarcina prognozată, în timp ce în altele, supraîncărcarea se datorează creșterii fluxului de energie injectate în transformator urmare a producției distribuite racordate la medie tensiune (rețeaua de distribuție).

De asemenea rezultatele modelărilor au evidențiat că în situațiile de N-1, realizate pentru anul țintă 2028, două stații electrice de 400 kV vor înregistra supratensiuni. Valorile tensiunii la nivelul de 400 kV în stațiile SE Bălți (în regimul de încărcare maximă, scenariul de bază 2028) și MGRES (în regimul de încărcare ridicată, scenariul ambițios 2028 cu SRE ridicat) depășesc limitele stabilite. Aceste supratensiuni sunt parțial cauzate de faptul că, în scenariul de bază (analiza fluxului de sarcină), tensiunile din SE Bălți depășesc limitele definite în patru dintre cele opt regimuri caracteristice, în timp ce în cazul altor stații (Râbnita, Strășeni, MGRES), tensiunile depășesc limitele doar în unul sau două regimuri.

Totodată, pentru anul 2033 rezultatele analizei nivelului de tensiune în situațiile de funcționare cu N-1 element sugerează că rețelele de tensiune de 400, 330 și 110 kV nu vor înregistra supratensiuni în niciunul dintre regimurile de funcționare analizate.

Întrucât nu este o practică obișnuită să se efectueze reparația rețelei de transport a energiei electrice între lunile decembrie și februarie, analiza contingențelor și nivelului de tensiune în cazul funcționării cu N-1-1 elemente de rețea au fost realizate pentru 7 regimuri de funcționare. În aceste cazuri modelările de rețea au evaluat necesitățile implementării unor scheme speciale de protecție în sistem, în cazul în care încărcarea unui element depășește 120% în scenariile N-1-1.

Scenariul critic identificat pentru 2028 a fost în cazul regimului de import ridicat de energie electrică, în care au fost identificate suprasarcini pe liniile electrice 110 kV din regiunea orașului Chișinăului, aflate în proprietatea companiei Premier Energy Distribution. În scenariile cu producție ridicată din centrale fotovoltaice (PV) și parcuri eoliene (WPP), doar câteva transformatoare 110/x au înregistrat suprasarcină.

Acest fenomen a fost determinat în principal de injecțiile de putere din rețeaua de distribuție, cauzată de producția ridicată de energie regenerabilă și de consumul scăzut în nodurile respective.

În urma analizării rezultatelor, se poate concluziona că suprasarcinile liniilor de transport apar, în principal, în cadrul analizei de contingență N-1-1. Cea mai frecventă și semnificativă suprasarcină a fost observată pe linia 110 kV între Vulcănești și Bolgrad (UA), în regimul de funcționare pentru anul 2033.

În aproape toate cazurile analizate, rezultatele arată că nu există tensiuni peste sau sub valorile limite. În ceea ce privește tensiunile mai mari, cele mai critice rezultate provin din scenariul de bază 2028 cu importuri mari. Când linia aeriană 330 kV MGRES-Podoliscaia (UA) este în întreținere, în cazul unor contingențe pe mai multe linii de 110 kV, tensiunea pe barele de 400 kV din SE Bălți depășește limita superioară definită de 1,05 p.u..

Rezultatele detaliate ale analizei contingențelor sunt prezentate în **Anexa III**.

7.3.2.3 CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

Scopul calculului curenților de scurtcircuit este de a determina dacă creșterea producției și consolidarea rețelei ar putea conduce la o creștere excesivă a curenților de scurtcircuit, care ar putea depăși valorile admisibile ale întrerupătoarelor, afectând astfel capacitatea lor de a întrerupe curentul în condiții de scurtcircuit. Acest calcul este esențială pentru evaluarea fiabilității și siguranței rețelei electrice, verificând dacă infrastructura existentă și cea planificată este capabilă să facă față creșterii curenților de scurtcircuit fără a compromite integritatea operațională.

Calculul curenților de scurtcircuit a fost efectuat pentru întreg sistemul de transport al energiei electrice din Republica Moldova în diferite regimuri de funcționare, cu scopul de a determina impactul asupra nivelurilor de defect ale sistemului, și anume: regimul de sarcină maximă de bază pentru 2028, sarcină minimă de bază pentru 2028, sarcină maximă de bază pentru 2033 și sarcină minimă de bază pentru 2033. Curenții de scurtcircuit trifazați au fost calculați pentru tensiunile de 400 kV, 330 kV, 110 kV și 35 kV, iar curentul de scurtcircuit monofazat a fost calculat pentru elementele de rețea ce funcționează la nivelele de tensiune de 400 kV, 330 kV și 110 kV. Toate generatoarele statice și sistemele fotovoltaice (PV) au fost modelate cu reactanță sub tranzitorie pentru a contribui la curentul de scurtcircuit cu valori de până la 120% din curentul lor nominal, luându-se în considerare durata impactului atât în perioada sub tranzitorie, cât și în cea tranzitorie. Această ipoteză este conservatoare și poate varia în condiții reale în funcție de tipul specific al invertorului utilizat.

Metodologia utilizată pentru calcularea curenților de scurtcircuit este conformă cu cerințele standardului IEC 60909. Pentru a obține curenții de scurtcircuit maximi posibili, curenții de scurtcircuit trifazați și monofazați au fost determinați utilizând un factor de tensiune C egal cu 1,1 și reactanțele subtranzitorii saturate ale generatorului.

Conform rezultate se constată că valorile calculate ale curenților de scurtcircuit sunt mai mari în anul 2033 comparativ cu 2028, în ambele regimuri (sarcină maximă și minimă). Acest lucru era se datorează faptului că mai multe unități de producție din surse regenerabile sunt conectate la sistemul de transport al energiei electrice, iar sarcina prognozată este mai mare în 2033. Rezultatele obținute indică valori pozitive pentru toate stațiile analizate în cele patru regimuri din sistemul de transport al Moldovei. Niciuna dintre valorile curenților de scurtcircuit obținute nu depășește capacitatea curentului de întrerupere a întrerupătorului de circuit corespunzător.

Rezultatele detaliate ale calculelor curenților de scurtcircuit pentru toate cele patru regimuri sunt prezentate în **Anexa IV**.

7.3.2.4 ANALIZĂ A STABILITĂȚII DINAMICE

7.3.2.4.1 Scopuri și Obiective

În scopul analizei stabilității dinamice a sistemului de transport modelul PF a fost revizuit în detaliu în ceea ce privește caracteristicile sale dinamice, în patru regimuri specifice pentru scenariul de bază, incluzând unele ipoteze formulate pentru unitățile generatoare care nu dispun de modele dinamice (unități generatoare noi). Aceste regimuri, aliniate cu rezultatele studiului de adecvanță și dispecerizării economice optime, includ sarcina maximă din 2028, sarcina minimă din 2028, sarcina maximă din 2033 și sarcina minimă din 2033.

Analiza stabilității dinamice a fost realizată pentru contingențele critice, definite drept dezechilibre de putere activă, pentru a evalua comportamentul dinamic al sistemului electroenergetic. Lista de contingențe include scurtcircuite trifazate urmate de deconectarea elementelor respective. Scurtcircuitele trifazate sunt aplicate unei secții de bare corespunzătoare, cu trei tipuri diferite de întreruperi: întreruperi ale liniilor, ale sistemelor de bare și ale unităților de producție. Orice consolidări necesare, care ar putea implica investiții suplimentare, au fost identificate și raportate pentru a se asigura că rețeaua va putea satisface eficient cerințele de consum viitoare.

Rezultatele simulărilor sunt prezentate sub formă de diagrame, care ilustrează variabilele critice, inclusiv tensiunile pe secțiile de bare, frecvența sistemului, puterea activă și reactivă transmisă prin liniile electrice aeriene (LEA), precum și unghiurile rotorului generatorului.

Analiza stabilității dinamice a fost realizată în condiții de sarcină maximă atât pentru anul 2028, cât și pentru 2033. Analiza tranzitorie în condiții de sarcină minimă în acești ani a evidențiat răspunsuri necorespunzătoare ale unghiurilor relative ale rotorului tuturor generatoarelor operaționale din rețeaua moldovenească, cu valori care depășesc semnificativ 90 de grade înainte de apariția defecțiunii, așa cum este detaliat în **Anexa V**.

7.3.2.4.2 Cerințe privind codul de rețea

În conformitate cu Codul Rețelelor Electrice, Operatorul sistemului de transport (OST) are responsabilitatea de a asigura menținerea tensiunii în limitele definite atât în condiții de funcționare normală, cât și în situații de defect. În cazul în care tensiunea la punctul de conectare la sistemul de transport al energiei electrice se abate de la aceste intervale, OST trebuie să aplice măsuri de reglare a tensiunii și să gestioneze puterea reactivă pentru a restabili nivelurile de tensiune necesare.

TABELUL 56: LIMITE MINIME ȘI MAXIME ALE TENSIUNII DE FUNCȚIONARE	
$X < 110 \text{ kV}$	În conformitate cu valorile stabilite în acordurile cu utilizatorii sistemului și cu alți operatori de sistem
$110 \text{ kV} < X \leq 300 \text{ kV}$	0.9 p.u. – 1.118 p.u.
$300 \text{ kV} < X < 380 \text{ kV}$	0.9 p.u. – 1.097 p.u.
$X \geq 380 \text{ kV}$	0.9 p.u. – 1.05 p.u.

Frecvența nominală a sistemului este de 50 Hz și este controlată în mod normal în limitele stabilite de Codul Rețelelor Electrice. Unitățile de producere trebuie să rămână conectate la rețea atâta timp cât rata de variație a frecvenței nu depășește 1 Hz/s, iar frecvența rețelei se menține în intervalul minim de funcționare specificat în tabelul 57.

TABELUL 57: INTERVALE DE FUNCȚIONARE A FRECVENȚELOR	
47.5 Hz - 48.5 Hz	A se specifica de către OST, dar nu mai puțin de 30 de minute
48.5 Hz - 49.0 Hz	A se specifica de către OST, dar nu mai mică decât perioada pentru 47,5 Hz - 48,5 Hz
49.0 Hz - 51.0 Hz	Nelimitat
51.0 Hz - 51.5 Hz	A se specifica de către OST, dar nu mai puțin de 30 de minute

7.3.2.4.3 Stabilitatea dinamică a sistemului de transport

Stabilitatea dinamică este determinată de interacțiunile mutuale dintre componentele rețelei electrice. Perturbațiile pot induce oscilații în generarea energiei active și reactive, ceea ce conduce la fluctuații de tensiune și abateri de frecvență. Scopul principal al analizei dinamice este de a evalua o listă predefinită de evenimente critice, evaluând rezultatele înregistrate pentru elementele aflate în imediata proximitate a locului în care a avut loc defectul.

Tabelul 58 prezintă o listă de contingente sau perturbări convenite, al căror impact este evaluat în cadrul analizei stabilității dinamice.

TABELUL 58: SITUAȚII NEPREVĂZUTE CA BAZĂ PENTRU STABILITATEA DINAMICĂ			
Bara colectoare pentru scurtcircuit trifazat	Tipul de întrerupere	Element de întrerupere	Numărul studiului de caz
Partea Dnestrovsc 330 kV	Deconectarea liniei aeriene	Bălți - Dnestrovsc	1
Partea Strășeni 330 kV		Bălți - Strășeni	2
Partea Chișinău 330 kV		Strășeni - Chișinău	3
Partea MGRES 330 kV		Chișinău - MGRES 1	4
Partea MGRES 330 kV		Chișinău - MGRES 2	5
Partea MGRES 330 kV		MGRES - Usatoe	6
Partea Podiliscaia 330 kV		MGRES - Podiliscaia	7
Partea MGRES 330 kV		MGRES - Novoodescaia	8
Partea MGRES 330 kV		MGRES - Artsyz	9
Partea Podiliscaia 330 kV		Râbnița - Podiliscaia 1	10
Partea Podiliscaia 330 kV		Râbnița - Podiliscaia 2	11
Partea MGRES 400 kV		MGRES - Vulcănești	12
Partea Isaccea 400 kV		Vulcănești - Isaccea	13
Un sistem de bare colectoare de 110 kV la Chișinău -2	Deconectarea sistemului de bare colectoare	Un sistem de bare colectoare de 110 kV la Chișinău -2	14
Un sistem de bare colectoare de 330 kV la MGRES		Un sistem de bare colectoare de 330 kV la MGRES	15
Partea HV a transformatorului [330 kV] la MGRES	Deconectarea generatorului [generatoarelor]	Un bloc de 330 kV la MGRES	16
Partea HV a transformatorului [400 kV] la MGRES		Un bloc de 400 kV la MGRES	17

TABELUL 58: SITUAȚII NEPREVĂZUTE CA BAZĂ PENTRU STABILITATEA DINAMICĂ			
Un sistem de bare colectoare de 330 kV la MGRES	Deconectarea sistemului de bare colectoare + deconectare de urgență	Un sistem de bare colectoare MGRES 330 kV + deconectarea de urgență a unui alt sistem de bare colectoare MGRES 330 kV	18
Partea MGRES 400 kV	Deconectarea AT + deconectare de urgență	Deconectarea MGRES 3AT + deconectarea de urgență a MGRES 4AT	19
Partea MGRES 330 kV	Deconectarea liniei aeriene + deconectarea de urgență a liniei	Bălți - Dnestrovsc + MGRES - Podiliscaia (deconectare de urgență)	20
Partea MGRES 330 kV		Strășeni - Chișinău + MGRES - Podiliscaia (deconectare de urgență)	21

Metoda utilizată pentru a evalua performanța dinamică și răspunsul acestuia a fost simularea perturbațiilor în sistemul energetic. Testele de deconectare au verificat capacitatea sistemului de a absorbi energia în timpul perturbațiilor, asigurându-se, în același timp, că limitele de frecvență stabilite de Codul rețelelor electrice sunt respectate și că sistemul își menține capacitatea de a restabili sau menține tensiunile în limitele definite de același cod.

Simulările au avut o durată de 20 de secunde, cu perturbații aplicate pe o perioadă de 10 secunde. Pentru fiecare simulare, au fost înregistrate mai mulți parametri ai sistemului, iar rezultatele au fost reprezentate grafic în funcție de timp, pentru a permite observarea performanței dinamice a sistemului energetic din Moldova.

7.3.2.4.4 Rezultate și Concluzii

Rezultatele pentru toate cazurile de studiu sunt prezentate în mod coerent atât în format tabelar, cât și grafic în **Anexa V**. Tabelele indică valorile tensiunii în regim stabil și valorile tensiunii de avarie post-perturbare pentru secțiunile de bare conectate prin LEA, acolo unde căderea de tensiune este cea mai semnificativă în punctul de rețea în care a avut loc defectul. În cazurile în care un sistem de bare este deconectat, sunt incluse și valorile tensiunii pentru restul sistemului de bare.

Reprezentările grafice ilustrează diverși parametri ai sistemului, inclusiv valorile tensiunii în regim stabil și în regim de post-avarie pentru sistemele de bare cele mai apropiate de elementul deconectat. Acestea includ, de asemenea, schimbările de putere activă și reactivă ale tuturor generatoarelor operaționale, alături de valorile tensiunii pe barele la care sunt racordate aceste generatoare înainte, în timpul și după defecțiune. Figurile prezintă, de asemenea, unghiurile relative ale rotorului generatoarelor aflate în funcțiune, un parametru care reflectă deplasarea unghiulară dintre rotorul unui generator și generatorul de referință sau centrul de inerție al sistemului.

Analiza stabilității dinamice pentru condiții de încărcare minimă a evidențiat un răspuns necorespunzător al unghiurilor relative ale rotorului tuturor generatoarelor operaționale din rețeaua moldovenească, cu valori ce depășesc semnificativ 90 de grade înaintea defecțiunii, atât pentru situația anului 2028, cât și pentru cea din 2033. Pentru o funcționare stabilă, unghiurile rotorului ar trebui să rămână sub 90 de grade, pentru a asigura un transfer eficient de energie și a menține o marjă pozitivă de stabilitate. Pe măsură ce unghiul rotorului se apropie sau depășește 90 de grade, sistemul atinge transferul maxim de putere, intrând într-o zonă critică, în care riscul de instabilitate crește semnificativ. Pentru a obține concluzii definitive privind condițiile de sarcină minimă, este necesară o mai bună observabilitate a parametrilor dinamici. Aceasta presupune o evaluare detaliată a comportamentului sistemului în scenarii de sarcină redusă, pentru a asigura o înțelegere aprofundată și o reducere a riscurilor potențiale de instabilitate.

Rezultatele pentru regimul de sarcină maximă în scenariul de bază în 2028 arată că scenariul 18 este singurul în care sistemul devine instabil. În situațiile 13, 19, 20 și 21, specificate astfel în tabelul 57, deși sistemul rămâne stabil după contingență, generatorul de 235 MVA, 15,75 kV de la MGRES (sym_630140_11) continuă să fie instabil, din cauza unghiului rotoric de defecțiune post-perturbare care depășește 90 de grade. În toate celelalte cazuri, sistemul se prezintă ca stabil.

Rezultatele pentru regimul de sarcină maximă în scenariul de bază în 2033 indică faptul că cazurile 13, 15 și 18 sunt singurele scenarii în care sistemul devine instabil. În cazurile 16 și 19, deși sistemul rămâne stabil după contingență, generatorul de 235 MVA, 15,75 kV de la MGRES (sym_630140_11) rămâne instabil din cauza unghiului rotoric de defecțiune post-perturbare care depășește 90 de grade. În toate celelalte cazuri, sistemul se prezintă ca stabil.

Rezultatele detaliate pentru regimurile de încărcare maximă de bază 2028 și încărcare maximă de bază 2033 sunt prezentate în **Anexa V**.

7.4 CONCLUZIE ȘI PRINCIPALELE CONSTATĂRI

Evaluarea, ajustarea și optimizarea modelului de rețea constituie etape fundamentale în procesul de analiză a rețelei. Acestea asigură o înțelegere detaliată a condițiilor actuale ale rețelei, furnizează informații esențiale cu privire la stadiul și impactul proiectelor aflate în derulare, identifică soluții pentru problemele existente și evidențiază necesitățile urgente de investiții. Această abordare cuprinzătoare creează baza pentru planificarea și implementarea eficientă a viitoarelor îmbunătățiri și extinderi ale rețelei.

Studiul de rețea prezintă concluziile procesului de elaborare a modelului de rețea și a analizei rețelei pentru Planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani (TYNDP), care acoperă perioada 2025-2034. Studiul a fost realizat utilizând drept date de intrare informațiile obținute în capitolele 4, 5 și 6, și mai exact prognoza consumului de energie electrică, scenariile validate, rezultatele studiului de adecvanță și a dispecerizării economice optime.

Analiza detaliată a rețelei și dezvoltarea unei configurații de rețea țintă pentru sistemul energetic moldovenesc a implicat o examinare atentă a constrângerilor tehnice. Această abordare integrată garantează că sistemul energetic va răspunde eficient și fiabil cerințelor viitoare, menținând în același timp costurile la un nivel redus.

Modelele de rețea verificate și validate ale rețelei de transport din Moldova au fost utilizate pentru a efectua analizele stabilității statice ale sistemului electroenergetic, pentru identificarea proiectelor de dezvoltare necesare. De asemenea a fost realizat calculul curenților maximi de scurtcircuit, pentru a verifica corespunderea aparaturii de protecție condițiilor modificate de funcționare a sistemului electroenergetic, care se vor înregistra în următorii 10 ani.

Regimurile de funcționare selectate oferă o perspectivă valoroasă asupra condițiilor limită de funcționare a sistemului, cuprinzând variațiile sarcinii electrice, a producției. Această abordare a permis o înțelegere cuprinzătoare a performanței sistemului de transport în diferite scenarii, facilitând identificarea potențialelor domenii de îmbunătățire sau consolidare. Analiza detaliată a acestor regimuri garantează adaptabilitatea eficientă a rețelei la natura variabilă a producției și consumului de energie în perioada de referință.

Studiul rețelei a luat în considerare proiectele de investiții în curs de realizare, iar rezultatele analizei au evidențiat necesitatea unor proiecte suplimentare în rețea. Lista acestor noi proiecte este prezentată în capitolul 8.

Rezultatele studiului de rețea sunt prezentate în anexe, iar interpretarea acestora este detaliată în secțiunile corespunzătoare. Împreună, aceste informații reflectă caracterul robust general a rețelei.

În cadrul **analizei stabilității statice a sistemului electroenergetic**, nu s-au înregistrat supraîncărcări ale liniilor în niciunul dintre regimurile de funcționare evaluate. Totuși, tensiunile ridicate la anumite stații subliniază necesitatea instalării reactoarelor pentru compensarea putere reactivă în unele noduri din rețeaua de transport. Pentru validarea problemelor identificate cu nivelul tensiunii în noduri și a soluțiilor propuse (reactoarele pentru compensarea puterii reactive) este nevoie de elaborat, în colaborare cu țările învecinate, studii regionale privind tensiunea.

Analiza contingentelor garantează că sistemul de transport este suficient de robust pentru a face față defecțiunilor neprevăzute. În cadrul analizei N-1, supraîncărcările depistate în mai multe regimuri de funcționare sugerează că rețeaua de transport necesită realizarea unor proiecte de dezvoltare, care să consolideze infrastructura de transport pentru a răspunde cerințelor de creștere a consumului și fluxului de energie, în special pe măsură ce sursele de energie regenerabilă se integrează tot mai mult în sistem. Fără astfel de îmbunătățiri, liniile electrice și transformatoarele pentru care au fost identificate suprasarcini ar putea deveni puncte de blocaj, ceea ce ar duce la probleme de fiabilitate sau la necesitatea impunerii unor constrângeri operaționale în viitor. Această tendință reflectă, de asemenea, provocările crescânde legate de gestionarea rețelei de transport, pe măsură ce mixul energetic se schimbă, în special prin integrarea surselor de energie regenerabilă. Aceste aspecte subliniază necesitatea modernizării rețelei pentru a spori capacitatea, flexibilitatea și reziliența acesteia, asigurându-se că rămâne robustă chiar și în condiții nefavorabile, cum ar fi regimurile ridicate de import/export sau dezechilibrele de generare. Din cauza numărului limitat de ore pe an în care aceste situații pot să apară rezultatele analizei N-1-1 nu sunt utilizate pentru a determina proiectele dezvoltare pentru perioada de referință, dar sunt utilizate pentru a ajuta operatorul sistemului de transport să determine schemele speciale de protecție, în cazul în care încărcarea unui element depășește 120%.

Rezultatele calculului curenților de scurtcircuit nu au indicat nicio problemă semnificativă care să necesite o analiză suplimentară. În valorile calculate, se observă o ușoară creștere a curenților de scurtcircuit în anul de planificare 2033, comparativ cu valorile estimate pentru anul 2028.

Prin realizarea **analiza stabilității dinamice** a fost evaluat răspunsul dinamic al sistemului energetic la situațiile critice de urgență. Regimul de sarcină maximă în scenariu de bază din 2028 reprezintă singurul scenariu în care sistemul devine instabil, în timp ce în patru cazuri sistemul rămâne stabil, dar un generator de la MGRES devine instabil din cauza unui unghi al rotorului cu defect care depășește 90 de grade. Similar, pentru anul 2033, în trei cazuri se observă instabilitatea sistemului, iar în alte două cazuri, generatorul devine instabil, deși stabilitatea generală a sistemului este menținută. Sunt necesare analize suplimentare pentru a înțelege complet riscurile de stabilitate în condiții de sarcină minimă, subliniind necesitatea asigurării inerției sistemului prin surse regenerabile, pe măsură ce producția clasică este înlocuită cu producția din surse rotative.

8 DETERMINAREA PROIECTELOR DE DEZVOLTARE NECESARE ȘI A CELOR SUPLIMENTARE

Studiul de rețea, rezultatele căruia au fost descrise în capitolul 7, a confirmat necesitatea dezvoltării rețelei de transport în zonele în care au fost identificate congestii pentru a asigura o capacitate a infrastructurii de transport al energiei electrice din Republica Moldova, și pentru a răspunde creșterii consumului, intensificării tranzitului de energie electrică și integrării pe scară largă a surselor regenerabile de energie.

Pentru a elimina congestiile identificate în cadrul studiului de rețea, au fost modelate un set de proiecte suplimentare, fiind calculat impactul separat al fiecărui proiect de dezvoltare propus asupra potențialelor congestii de rețea. Rezultatele analizei au indicat că, luate împreună, aceste proiecte de dezvoltare vor contribui la crearea unei rețele robuste și flexibile, capabile să gestioneze provocările cu care infrastructura de transport a energiei electrice ar putea să se confrunte pe parcursul perioadei de referință. Prezenta secțiune a planului de dezvoltare a rețelelor electrice de transport oferă o descriere detaliată a proiectelor de dezvoltare analizate, impactul lor asupra performanței rețelei și estimarea cheltuielilor investiționale [CAPEX] necesare implementării acestora.

Alegerea proiectelor de dezvoltare s-a făcut ținând cont de principiul de asigurare a eficienței maxime la costuri minime. În acest scop potențialele proiecte de dezvoltare a infrastructurii de transport a energiei electrice au fost evaluate prin compararea beneficiilor estimate cu costurile de investiție. În acest scop, au fost utilizate instrumente software specializate pentru analiza rețelei și a pieței, rezultatele obținute fiind ulterior incorporate în analiza cost-beneficiu [ACB], în baza căruia au fost selectate proiectele propuse pentru realizare.

8.1 PREZENTAREA GENERALĂ A PROIECTELOR NECESARE

În capitolele 4 și 7 au fost prezentate proiectele de dezvoltare a infrastructurii de transport aflate în curs de execuție, sau realizarea cărora urmează să înceapă în perioada următoare. Totodată, rezultatele studiului de rețea, coroborate cu rezultatele analizei cost-beneficiu [ACB], au condus la elaborarea unei liste cu proiectele de dezvoltare necesare pentru asigurarea unui sistem de transport a energiei electrice capabil să facă față sarcinii electrice prognozate și schimbărilor anticipate odată cu integrarea surselor regenerabile de energie [SRE]. Această secțiune oferă o prezentare detaliată a proiectelor identificate și analizate, însoțită de descrierea succintă a fiecăruia.

8.1.1 PROIECTE CE URMEAZĂ A FI IMPLEMENTATE PÂNĂ ÎN ANUL 2028

8.1.1.1 RECONSTRUCȚIA ECHIPAMENTELOR PRIMARE ȘI SECUNDARE LA DIVERSE STAȚII ELECTRICE

Având în vedere că multe dintre acestea sunt deja defecte sau nu mai corespund cerințelor tehnice actuale în următorii zece ani urmează a fi reabilitate și modernizate celulele de racord a transformatoarelor la mai multe stații electrice, precum și modernizate sistemele de protecție prin relee în stațiile electrice. Proiectul va beneficia de finanțare din partea BERD, BEI și UE. Costul total estimat al investiției este de 30 de milioane EUR (aproximativ 600 de milioane MDL). Înlocuirea echipamentelor primare și secundare este prevăzută pentru perioada 2025-2028.

8.1.1.2 ÎNLOCUIREA A OPT TRANSFORMATOARE DE PUTERE

Opt transformatoare descrise mai jos urmează a fi înlocuite.

1. Transformatorul T2 din SE 35/10 kV Rădoaia, cu o capacitate de 1,6 MVA, va fi înlocuit cu un transformator de 3,2 MVA. Costul estimat al investiției este de 0,3 milioane EUR (aproximativ 6

milioane MDL). Noul transformator va reduce supraîncărcarea și va spori siguranța alimentării cu energie electrică.

2. Înlocuirea transformatorului T1 din SE 110/35/10 kV Ungheni (16 MVA) cu un transformator de 25 MVA este programată să aibă loc până în 2028. Costul estimat al investiției este de 1,3 milioane EUR (aproximativ 26 milioane MDL). Noul transformator va reduce supraîncărcarea și va spori siguranța aprovizionării cu energie electrică.
3. Studiul de rețea a identificat în mai multe regimuri operaționale supraîncărcarea transformatorului T2 din SE 35/10 kV Ungheni. Costul estimat al investiției este de 0,3 milioane EUR (aproximativ 6 milioane MDL). Acest proiect trebuie implementat până în 2028.
4. Următoarele transformatoare trebuie înlocuite cu echipamente noi din cauza vechimii și a stării lor precare:
 - Transformatorul T1 (16 MVA) din SE Dondușeni (110/35/10 kV) a fost instalat în anul 1976.
 - Transformatorul T1 (16 MVA) din SE Drochia (110/35/10 kV) a fost instalat în anul 1975.
 - Transformatorul T2 (6.3 MVA) din SE Cuconești (110/10 kV) a fost instalat în anul 1976.
 - Transformatorul T2 (6.3 MVA) din SE Peresecina (110/10 kV) a fost instalat în anul 1979.
 - Transformatorul T2 (16 MVA) din SE Căușeni (110/35/10 kV) a fost instalat în anul 1963.

Schimbarea transformatoarelor urmează a fi realizată cu finanțare din partea BERD, BEI și UE. Costul total estimat al investiției pentru înlocuirea celor opt transformatoare este de 6,75 milioane EUR (aproximativ 135 milioane MDL). Schimbarea transformatoarelor menționate este planificată pentru perioada 2026-2028.

8.1.2 PROIECTE CE URMEAZĂ A FI IMPLEMENTATE PÂNĂ ÎN ANUL 2033

8.1.2.1 ÎNLOCUIREA TRANSFORMATORULUI T1(3,2 MVA) DIN SE UNGHENI (35/10 KV) CU 4 MVA

Studiul de rețea a identificat în mai multe regimuri operaționale supraîncărcarea transformatorului T1 din SE Ungheni (35/10 kV), prin urmare acesta urmează a fi înlocuit cu creșterea capacității. Costul estimat al investiției este de 0,2 milioane EUR (aproximativ 4 milioane MDL). Proiectul trebuie implementat până în 2029.

8.1.2.2 ÎNLOCUIREA TRANSFORMATORULUI T1(2.5 MVA) DIN SE RĂDOAIA (35/10 KV) CU 3.2 MVA

Transformatorul T1 din SE Rădoaia (35/10 kV), cu o capacitate de 2,5 MVA, urmează să fie înlocuit cu un transformator de 3,2 MVA pentru a satisface cererea de energie electrică prognozată. Costul estimat al investiției este de 0,2 milioane EUR (aproximativ 4 milioane MDL). Noul transformator va reduce supraîncărcarea și va spori siguranța aprovizionării cu energie electrică. Proiectul urmează a fi implementat până în 2030.

8.1.2.3 ADĂUGAREA CELUI DE-AL TREILEA TRANSFORMATOR (330/110/35 KV) ÎN SE CHIȘINĂU

Conform estimărilor instalarea unui autotransformator suplimentar de 330/110/35 kV în SE Chișinău de 400/330/110 kV, va duce la îmbunătățirea fiabilității și va reduce supraîncărcarea celor două transformatoare existente. Costul estimat al investiției este de 5,4 milioane EUR (aproximativ 108 milioane MDL), sumă care include cheltuielile de capital pentru autotransformator, precum și echipamentele necesare pentru celulele de 330 kV, 110 kV și 35 kV. Proiectul urmează a fi implementat până în 2032.

8.1.2.4 ADĂUGAREA UNUI AL DOILEA TRANSFORMATOR (400/330/35 KV) ÎN SE CHIȘINĂU

Pentru creșterea fiabilității sistemului în caz de întrerupere transformatorului existent în stația Chișinău 400/330/35 kV în SE Chișinău, este necesară instalarea unui al doilea autotransformator de 400/330/110 kV. Autotransformatorul va asigura conformitatea cu criteriul de securitate N-1. Investițiile necesare, incluzând costurile de capital pentru autotransformator și echipamentele aferente celulelor de 400 kV, 330 kV și 35 kV, se estimează la 14 milioane EUR (aproximativ 280 milioane MDL). Implementarea acestui

proiect este simplă, având în vedere că lucrările vor avea loc într-o locație destinată acestui scop. Proiectul urmează a fi implementat până în 2033.

8.2 PROIECTELE DE DEZVOLTARE CU IMPACT TRANSFRONTALIER

Pentru a remedia problemele identificate în rețeaua de transport în urma analizelor efectuate au fost propuse un set de proiecte potențiale de dezvoltare, prezentate în tabelul 62. Cea mai gravă problemă identificată în urma studiului de rețea constă în supraîncărcarea liniei de 400 kV Vulcănești-Isaccea și a liniei de 110 kV Vulcănești-Bolgrad, care se manifestă în diverse intervale de timp și în mai multe regimuri operaționale analizate. Supraîncărcările sunt cauzate de volumul mare de tranzit al energiei electrice din România către Ucraina. În scopul soluționării congestiei identificate au fost analizate următoarele proiecte de dezvoltare propuse.

Proiecte care abordează problema supraîncărcării Vulcănești-Isaccea:

- Noua linie electrică aeriană (LEA) de 400 kV Vulcănești (MD)-Smârdan (RO)
- Noua linie electrică aeriană (LEA) de 400 kV Comrat (MD)-Smârdan (RO)

Proiecte care abordează problema supraîncărcării Vulcănești-Bolgrad:

- Noua linie electrică aeriană (LEA) de 110 kV Vulcănești (MD)-Bolgrad (UA)
- Noua linie electrică aeriană (LEA) de 400 kV Vulcănești (MD)-Artsyz (UA)

Având în vedere că implementare a unui singur proiect din cele specificate mai sus are impact asupra congestiei înregistrate la o singură frontieră, fără să ofere o soluție optimă pentru regiunea de sud a țării, în scopul Analizei Cost Beneficiu proiectele specificate mai sus au fost combinate, astfel încât efectul dezvoltării rețelei de transport să soluționeze congestiile identificate pe ambele hotare.

Un alt proiect cu impact asupra congestiilor identificate vizează instalarea unui transformator de schimbare a fazei (PST) în linia Vulcănești-Isaccea, acesta având potențialul de a soluționa atât problema supraîncărcării liniei electrice 400 kV Vulcănești-Isaccea, cât și a liniilor electrice 110 kV Vulcănești-Bolgrad.

Luând în considerare proiectele identificate cu potențial de a influența congestiile identificate în cadrul studiului de rețea, Analiza cost-beneficiu (ACB) a fost realizată pentru acest set de proiecte:

- PST în LEA 400 kV Vulcănești-Isaccea
- Construcția LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (considerând potențiala reconstrucție a stației electrice Artsyz cu creșterea nivelului de tensiune la 400 kV)
- Construcția LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan și a unei LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad suplimentare
- Construcția LEA 400 kV Comrat-Smârdan și a LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (considerând potențiala reconstrucție a stației electrice Artsyz cu creșterea nivelului de tensiune la 400 kV)
- Construcția LEA de 400 kV Comrat-Smârdan și a unei LEA de 110 kV Vulcănești-Bolgrad suplimentare

Proiectele menționate au fost clasificate pe baza rezultatelor analizei cost-beneficiu (ACB), doar cele mai bine clasate din punct de vedere economic fiind incluse în Planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani, cu o potențială evaluare mai detaliată împreună cu operatorii sistemelor de transport din țările vecine în viitor.

8.3 PROIECTE DE DEZVOLTARE SUPLIMENTARE

În cadrul prezentării generale a situației rețelei de transport al energiei electrice din Moldova, Capitolul 3 abordează problemele legate de supraîncărcarea transformatoarelor din stații, identificate la mijlocul anului 2024. Problema producerii distribuite, datorată surselor racordate la rețeaua de distribuție, impune necesitatea înlocuirii și schimbării unor transformatoare cu altele noi, motiv pentru care au fost propuse proiecte destinate înlocuirii acestora.

Având în vedere creșterea continuă a numărului de cereri de racordare la Sursele Regenerabile de Energie (SRE), o tendință ce se preconizează că va persista, s-a constatat că în viitor ar putea apărea probleme legate de supraîncărcarea liniilor de transport a energiei electrice care au unele tronsoane dotate cu conductori de tip AC-120, cu toate că secțiunea constructivă a liniilor respective fiind AC-150 sau AC-185. Prin urmare, aceste tronsoane duc la congestionarea rețelei de transport al energiei electrice, și nevalorificare capacității de transport. În acest context, au fost propuse noi proiecte pentru reconstrucția unor tronsoane a liniilor electrice aeriene (LEA).

Având în vedere rezultatele obținute în studiul de rețea și problemele actuale legate de nivelurile ridicate de tensiune în unele noduri (detalii în Capitolul 3), a fost de asemenea analizată posibilitatea instalării unor compensatoare de putere reactivă (bobine de reactanță pentru a remedia aceste probleme. În acest sens, se propune instalarea bobinelor de reactanță în trei stații electrice, planificate pentru a reduce nivelurile de tensiune electrică, având în vedere că valorile actuale ale tensiunii electrice, în anumite regimuri operaționale, depășesc limitele admise.

Totodată, ținând cont că problema supratensiunilor nu este generată de sistemul național al energiei electrice, fiind influențată de sistemele de transport din țările vecine, pentru evaluarea locațiilor optime și a capacității instalate a bobinelor de reactanță se recomandă realizarea unui studiu regional a nivelurilor tensiunii, în colaborare cu operatorii sistemului de transport a energiei electrice din România și Ucraina,

TABELUL 59: INVESTIȚII ÎN CAPACITĂȚILE EXISTENTE ALE SISTEMULUI ENERGETIC

TIPUL INFRASTRUCTURII	DENUMIREA PROIECTULUI	ANUL PLANIFICAT
Liniile electrice de Transport	Reconstrucția LEA de 110 kV Chișcăreni-Coșcodeni (16.3 km)	2026
	Reconstrucția LEA de 110 kV Boldurești-Nisporeni (22.26 km)	2026
	Reconstrucția LEA de 110 kV Basarabeasca-Başcalia (17.4 km)	2027
	Reconstrucția LEA de 110 kV Comrat-Başcalia (14.7 km)	2027
	Reconstrucția LEA de 110 kV Râșcăieții Noi-Ștefan Vodă (14.04 km)	2028
	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Râbnîța-Șoldănești (24 km)	2028
	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Coșcodeni-Sipoteni (21 km)	2029
	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Ungheni-Boldurești (33 km)	2029
	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Râșcăieții Noi-MGRES (4.2 km)	2030
	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Anenii Noi-Căușeni (0.95 km)	2030
Stații electrice	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 16 MVA	după 2034
	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 16 MVA	după 2034

TABELUL 59: INVESTIȚII ÎN CAPACITĂȚILE EXISTENTE ALE SISTEMULUI ENERGETIC

TIPUL INFRASTRUCTURII	DENUMIREA PROIECTULUI	ANUL PLANIFICAT
	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Ulmu 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA	după 2034
	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Ulmu 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA	după 2034
	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	după 2034
	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	după 2034
	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Purcari 110/6 kV 10 MVA cu 16 MVA	după 2034
	Adăugarea celui de-al doilea transformator, 10 MVA, în SE Taraclia Nord 110/35/10 kV	după 2034
	Adăugarea celui de-al doilea transformator, 6.3 MVA, în SE Calaraseuca 110/10 kV	după 2034
	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Călărășeuca 110/10 kV 6,3 MVA cu 16 MVA	după 2034
	Bobină de reactanță, 150 MVar, în SE Bălți	2028
	Bobină de reactanță, 150 MVar, în SE Strășeni	2029
	Bobină de reactanță, 150 MVar, în SE Vulcănești	2027

După cum este prezentat în Tabelul 59, un total de 167,85 km de linii de transport trebuie să fie reconstruite pentru a elimina eventualele blocaje din sistemul de transport a energiei electrice datorate tronsoanelor cu secțiune redusă. Proiectele care implică înlocuirea și adăugarea de transformatoare în unele stații electrice vor conduce la creșterea capacității instalate cu 70,2 MVA în șapte stații. În plus, instalarea a trei bobine de reactanță ar putea contribui la reducerea tensiunilor ridicate din sistemul de transport a energiei electrice, instalarea acestora urmând a fi validată de rezultatele studiului regional privind nivelurile de tensiune.

Cheltuielile investiționale cu proiecte de dezvoltare adiționale sunt prezentate în Tabelul 63.

8.4 PROIECTE DATORATE ECHIPAMENTELOR ÎNVECHITE

După cum a fost menționat în Capitolul 3, majoritatea transformatoarelor de putere utilizate de Moldelectrica au vechime de peste 20 de ani. Deși testările indică că transformatoarele existente încă se află într-o stare tehnică satisfăcătoare, este totuși necesar de a iniția procesul de înlocuire a acestora, pentru a elimina riscul învechirii, care ar putea duce la defecțiuni neprevăzute în viitor.

Următoarele transformatoare trebuie înlocuite în următorii ani din cauza învechirii lor și a stării tehnice în degradare:

- SE Drochia 110/35/10 kV 2T 16 MVA a fost instalat în 1975 și este preconizat a fi înlocuit până în 2029.
- SE Bălți 330/110/10 kV 1AT 200 MVA a fost instalat în 1976 și este preconizat a fi înlocuit până în 2030.
- SE Florești 110/35/10 kV 1T 25 MVA a fost instalat în 1972 și este preconizat a fi înlocuit până în 2030.

- SE Brânzenii Noi 110/35/10 kV 2T 16 MVA a fost instalat în 1969 și este preconizat a fi înlocuit până în 2031.
- SE Vatra 110/35/10 kV 2T 16 MVA a fost instalat în 1964 și este preconizat a fi înlocuit până în 2029.
- SE Holodmaș 110/10/10 kV 2T 25 MVA a fost instalat în 1977 și este preconizat a fi înlocuit după 2034.
- SE Hîncești 110/35/10 kV 1T 16 MVA a fost instalat în 1966 și este preconizat a fi înlocuit după 2034.
- SE Hîncești 110/35/10 kV 2T 16 MVA a fost instalat în 1970 și este preconizat a fi înlocuit după 2034.
- SE Căușeni 110/35/10 kV 1T 16 MVA a fost instalat în 1987 și este preconizat a fi înlocuit până în 2029.
- SE Basarabeasca 110/10 kV 2T 10 MVA a fost instalat în 1973 și este preconizat a fi înlocuit după 2034.
- SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 1T 16 MVA a fost instalat în 1985 și este preconizat a fi înlocuit după 2034.
- SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 2T 16 MVA a fost instalat în 1981 și este preconizat a fi înlocuit după 2034.
- SE Comrat 110/35/10 kV 1T 16 MVA a fost instalat în 1970 și este preconizat a fi înlocuit până în 2034.
- SE Leova 110/35/10 kV 1T 10 MVA a fost instalat în 1970 și este preconizat a fi înlocuit până în 2034.
- SE Leova 110/35/10 kV 2T 10 MVA a fost instalat în 1970 și este preconizat a fi înlocuit după 2034.
- SE Vulcănești 400/110/35/10 kV 1AT 250 MVA a fost instalat în 1972 și este preconizat a fi înlocuit până în 2028.

Costul total estimat al investițiilor pentru înlocuirea acestor transformatoare este de 18,95 milioane EUR (aproximativ 379 milioane MDL). Aceste investiții în echipamentele de putere existente vor contribui la creșterea siguranței aprovizionării cu energie electrică și vor reduce costurile de întreținere.

Prezentare detaliată a investițiilor și lista proiectelor de investiții este prezentată în Capitolul 8.11.

8.5 PROIECTE DE DEZVOLTARE CE REZULTĂ DIN CERINȚELE CATALOGUL DE MĂSURI

Catalogul de măsuri inclus în acordul de conectare dintre Moldelectrica și operatorii sistemului de transport (OST) din Europa Continentală definește cerințele tehnice pe care Moldelectrica trebuie să le respecte pentru a adera complet la zona sincronă a Europei Continentale și obținerea statutului de membru a ENTSO-E. Aceste condiționalități sunt stabilite considerând cerințele stabilite în Codurile de rețea și liniilor directe ale UE, precum și a politicilor prevăzute în Acordul-Cadru privind Zona Sincronă (SAFA) a Europei Continentale.

Cerințele necesare de implementat conform Catalogului de măsuri, semnat cu ENTSO-E au fost analizate cu suportul Agenția Statelor Unite pentru Dezvoltare Internațională (USAID), fiind sistematizate pe categorii - organizatorice, tehnice, investiții în implementare unor măsuri concrete stabilite în Catalogul de măsuri, etc.

Proiectele investiționale necesare de realizat pentru a îndeplini cerințele Catalogului de măsuri, sunt prezentate în Tabelul 60, mai jos.

TABELUL 60: INVESTIȚII- NECESARE PENTRU ÎNDEPLINIREA CERINȚELOR DIN CATALOGUL DE MĂSURI ENTSO-E

PROIECT DE INVESTIȚII	CERINȚA DIN COD	TERMEN	STATUTUL PROIECTULUI	SCOPUL INVESTIȚIEI
Instalarea unui nou sistem SCADA EMS: centre principale și de rezervă.	Art.118(1) SO GL	Q2 2026	Proiect în desfășurare Inițiat cu finanțare USAID; în prezent suspendat până la identificarea unei noi surse de finanțare	Acest proiect este esențial pentru funcționarea sistemului. Moldelectrica trebuie să asigure disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța sistemului său SCADA/EMS. În acest sens, sunt planificate investiții în centrele de dispecerat naționale și cele regionale, atât principale, cât și de rezervă, precum și în redundanța serverelor și a sistemelor de comunicații. De asemenea, componentele critice ale bazei de date și conectivitatea LAN trebuie să fie echipate cu soluții redundante, iar între centrele de dispecerat trebuie să fie stabilite canale de telecomunicații robuste și fiabile. De asemenea, Moldelectrica trebuie să construiască un centru de dispecerat de rezervă, echipat cu toate instrumentele esențiale pentru a asigura funcționarea sistemului de transport în situații de urgență. Este esențial să fie instituit un proces care să permită echipei de dispeceri în timp real să se deplaseze între centrele de dispecerat într-un interval de maximum trei ore. Atât dispeceratul național principal, cât și cel de rezervă, trebuie să dispună de o sursă de energie de rezervă care să asigure funcționarea continuă pentru cel puțin 24 de ore în situații de urgență.
Modernizarea echipamentelor de reglare frecvență/putere din centralele electrice existente pentru a permite furnizarea rezervei de stabilizare a frecvenței (FCR).	Art.156 SO GL	Q4 2025	Proiect Propus	Centralele electrice existente trebuie să respecte cerințele tehnice minime specificate în articolul 154 din Regulamentul privind operarea sistemului de transport (SO GL) și să finalizeze procesul de precalificare pentru a oferi servicii de stabilizare a frecvenței. În contextul actual, sunt necesare investiții în modernizarea echipamentelor de control existente la centralele electrice pentru a permite furnizarea acestui serviciu.
Instalarea RTU (remote terminal units) pe liniile de legătură unde acestea lipsesc	Art.151(2) SO GL	Q4 2025	În etapa de planificare Costul mediu poate fi acoperit din bugetul companiei sau din sprijinul donatorilor.	Moldelectrica are responsabilitatea de a asigura precizia, rezoluția, disponibilitatea și redundanța măsurătorilor fluxului de putere activă, precum și a datelor privind liniile de legătură virtuale. Măsurătorile de înaltă calitate pe liniile de interconexiune sunt esențiale pentru monitorizarea erorii de control a zonei operaționale gestionate de Moldelectrica (ACE). De asemenea, regulatorul pentru reglajul secundar (aFRR) trebuie să fie operațional în permanentă, asigurând un nivel înalt de fiabilitate.
Instalarea RTU la hotarul cu rețeaua de distribuție; dacă este necesar, utilizator de rețea (SGU, B, C, D) conectat la OST și în stațiile OST	Art. 24(1), 42(2), 44, 47, 51, 52	Q4 2025 Q1 2026	În etapa de planificare de Nivelul investițiilor necesare este moderat spre	Pentru a permite monitorizarea în timp real a sistemului, schimbul de date privind sistemul energetic, funcționarea estimatorului de stare și analiza de contingență în timp real, este necesar să fie asigurate toate

TABELUL 60: INVESTIȚII- NECESARE PENTRU ÎNDEPLINIREA CERINȚELOR DIN CATALOGUL DE MĂSURI ENTSO-E

PROIECT DE INVESTIȚII	CERINȚA DIN COD	TERMEN	STATUTUL PROIECTULUI	SCOPUL INVESTIȚIEI
	SO GL (schimb de date)		ridicat și poate fi acoperit fie din bugetul propriu al companiei, fie prin accesarea finanțării oferite de donatori.	măsurătorile din perimetrul rețelei de transport. În plus, Moldelectrica trebuie să asigure monitorizarea întregii capacități de producție a energiei din țară.
Activarea sistemului automat de control a generării - AGC (Automatic Generation Control) cel puțin în modul de monitorizare. Necesită și rezolvarea problemelor legate de calitatea măsurărilor la liniile de interconexiune și asigurarea redundanței comunicațiilor.	Art. 118(1)(p) SO GL	Q2 2026		Parte componentă a implementării sistemului SCADA.
Contractarea rezervelor de restabilire a frecvenței (FRR) și a rezervelor de înlocuire (RR) în limita zonei de control a frecvenței (LFC area), precum și schimbul/împărțirea rezervelor atât în cadrul, cât și în afara blocului LFC, cu respectare cerințelor privind capacitățile interzonale.		Q2 2025	Proiect Propus	Pentru ca Moldelectrica să poată participa la schimburi transfrontaliere de rezerve de sistem, trebuie dezvoltat sistemul SCADA pentru a permite activarea transfrontalieră a reglajului automat (aFRR) și manual de restabilire a frecvenței (mFRR).
Conectare la rețeaua fizică de comunicații a ENTSO-E (Physical Connection Network – PCN).	SAFA A3-C-3-7	Q1 2026	Proiect în desfășurare	Accesul la rețeaua fizică de comunicații a ENTSO-E (PCN) este obligatorie pentru: • Schimbul de date în timp real de la sistemul SCADA EMS al operatorilor sistemelor de transport • Instalarea sistemului European Awareness System (EAS) și asigurarea schimbului de date cu operatorii de sistem de transport (OST) din Uniunea Europeană. • Accesul la Baza de date privind planificarea operațională (OPDE - Operational Planning Data Environment) • Accesul la Întreruperile Planificate Coordonate a OST (OPC - Outages Planning Coordination) • În etapa următoare, schimbul de date pentru planificarea operațională și decontări financiare Conectarea la PCN necesită investiții în dezvoltarea canalelor de comunicații dedicate între Moldelectrica și un punct de acces la PCN (un operator de sistem de transport membru al PCN, Transelectrica). În acest context, se derulează deja un proiect de conectare a rețelei OPGW cu Transelectrica, iar în plus, este necesară identificarea și implementarea unei legături suplimentare.
Achiziționarea unui nou sistem IT de gestionare a pieței de energie electrică, destinat programării și contabilizării pentru piața serviciilor de sistem, a procurării serviciilor de echilibrare și alocării capacității		Q1 2026	Proiect Propus	Moldelectrica trebuie să aibă capacitatea de a genera și transmite fișiere SAX și SOVA către Platformele de verificare (VP).

TABELUL 60: INVESTIȚII- NECESARE PENTRU ÎNDEPLINIREA CERINȚELOR DIN CATALOGUL DE MĂSURI ENTSO-E

PROIECT DE INVESTIȚII	CERINȚA DIN COD	TERMEN	STATUTUL PROIECTULUI	SCOPUL INVESTIȚIEI
transfrontaliere, în conformitate cu cerințele ENTSO-E. Actualizarea sistemului existent de gestionare a pieței pentru a asigura conformitatea și funcționarea optimă în perioada de tranziție.				Pentru a respecta cerințele regulamentelor ENTSO-E, este imperativă implementarea unui nou sistem informatic în viitorul apropiat. Acest sistem ar trebui să includă funcționalități esențiale, cum ar fi planificarea operațională, evidența contabilă, precum și alte funcții necesare operatorului sistemului de transport (OST), inclusiv achiziționarea pierderilor, furnizarea serviciilor de echilibrare, alocarea capacității transfrontaliere și altele similare.
Înlocuirea integrală a transformatoarelor de curent (CT) și a transformatoarelor de tensiune (VT) existente cu unități având clasa de precizie 0,5, prin instalarea de transformatoare de curent noi, echipate cu două bobine dedicate contorizării și cu o clasă de precizie 0,2s, precum și înlocuirea transformatoarelor de tensiune cu unități având clasa de precizie 0,2s.	SAFA A3-C-5-3-1	Q4 2026	Proiect Propus	Moldelectrica trebuie să asigure conformitatea echipamentelor de măsurare a energiei electrice, inclusiv a transformatoarelor de curent (CT) și a transformatoarelor de tensiune (VT), cu standardele tehnice specificate privind acuratețea măsurărilor. De asemenea, este esențial ca echipamentele de măsurare de la punctele interconectare cu OST vecini.
Asigurarea redundanței echipamentelor de măsurare: Punctele de contorizare trebuie să fie echipate cu contoare principale și contoare de verificare la fiecare linie de interconexiune și la punctele de delimitare cu OSD și SGU. Contorul principal și contorul de control trebuie să fie conectate fiecare la o bobină separată a transformatoarelor de curent	SAFA A3-C-5-3-1	Q4 2026		Această conformitate implică nu doar actualizarea specificațiilor tehnice, ci și realizarea de investiții în infrastructura IT necesară pentru gestionarea și monitorizarea datelor măsurate.
Instalarea sistemului de avertizare în caz de urgență (emergency awarness system - EAS).	Art.42 SO GL	Q2 2025	Proiect în desfășurare	Moldelectrica are obligația de a partaja informații referitoare la starea sistemului său de transport cu ceilalți Operatorii Sistemului de Transport (OST) din zona sincronă, utilizând sistemul IT special conceput de ENTSO-E pentru schimbul de date în timp real, la nivel paneuropean. În acest context, EAS trebuie să fie integrat cu sistemul SCADA EMS pentru a permite transmiterea datelor atât în timp real, cât și a celor programate.
Instalarea surselor de alimentare de rezervă (generator diesel, baterii etc.) la substațiile importante, pentru a sprijini procesul de restabilire a sistemului. Centrul de dispecerat central național și cel de rezervă trebuie să fie asigurate cu alimentare continuă, pe o perioadă de 72 de ore, în cazul unor întreruperi de curent în sistemul energetic.	Art. 23 (4) and 42 (5) NC ER	Q4 2025	Proiect Propus	OST are responsabilitatea de a asigura o sursă de alimentare de rezervă capabilă să funcționeze cel puțin 72 de ore în cazul unei pene de curent primar, pentru a sprijini restabilirea normală a funcționării sistemului după o urgență sau o pană de curent. Instalația de alimentare de rezervă trebuie să includă Centrul de dispecerat central național și cel de rezervă și stațiile-cheie identificate în cadrul planului de restabilire a sistemului.

8.6 PROIECTE IDENTIFICATE CONFORM UNOR ANALIZE SUPLIMENTARE REALIZATE ÎN COMUN CU PĂRȚI TERȚE

În conformitate cu unele studii și analize realizate de Moldelectrica în comun cu USEA și DMCC au fost identificate o listă de proiecte de dezvoltare a infrastructurii de transport a energiei electrice, care prezintă interes sporit în dezvoltare, dar validarea cărora pentru investiții este condiționată fie de deciziile necesare de luat în comun cu operatorii sistemelor de transport din țările vecine, fie de posibilitate de a finanța aceste proiecte în lipsa unor congestii identificate la această etapă. Proiectele menționate în această secțiune au fost analizate în cadrul unor procese de analiză separate de studiul de rețea descris în capitolul 7, însă considerând potențialul impact asupra sistemului de transport al energiei electrice și interesului sporit din partea dezvoltatorilor de proiecte regenerabile, sau a operatorilor sistemelor de transport din țările vecine, au fost prezentate sumar în prezentul Plan de dezvoltare. Având în vedere necesitatea unor analize suplimentare, o decizie finală privind validarea acestor proiecte și considerarea lor pentru realizare va fi realizată în următorul plan TYNDP.

8.6.1 LINIA ELECTRICĂ AERIANĂ DE 330 KV BALTI-DNESTROVSK CHE-2 (UA)

Acest proiect presupune construcția unei a doua linii electrice 330 kV între stația electrică Bălți din Moldova și hidrocentrала Dnestrovsk din Ucraina. Proiectul a fost propus pentru includerea în lista proiectelor de interes a Comunității Energetice, obținând statutul de proiect PECE la finele anului 2024. După evaluarea proiectului, acesta a fost clasificat pe locul al doilea în lista finală PECE. Proiectul poate contribui la creșterea Capacității de interconexiune netă (NTC), creând oportunități pentru schimbul și tranzitul de energie electrică între România - Moldova - Ucraina, sporind siguranța aprovizionării cu energie electrică în Moldova și Ucraina. Potențial, punerea în funcțiune a liniei electrice ar putea fi anul 2032, iar valoare investițiilor necesare se ridică la 54 milioane EUR (1.080 milioane MDL).

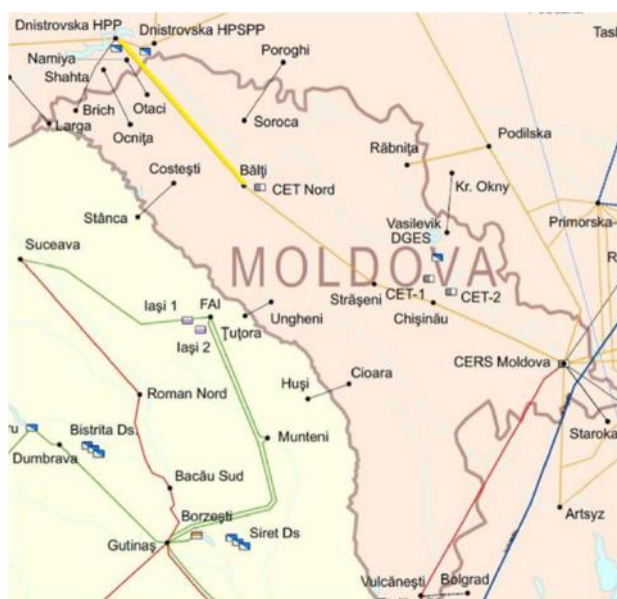


Figura 65: Proiect pentru a doua LEA 330 KV Bălți-Dnestrovsk CHE-2 (UA).

8.6.2 STAȚIE ELECTRICĂ NOUĂ 400/300/110 KV ÎN APROPIERE ȘTEFAN VODA

O nouă stație de 400/330/110 kV ar putea fi construită în apropiere de Ștefan Vodă, cu potențialul suport al USAID, oferind posibilitatea valorificării potențialului regenerabil în zona de Sud-Est a Moldovei și asigurând un regim fiabil de aprovizionare energie electrică din România. Acest proiect permite Republicii Moldova să își acopere nevoile energetice interne crescând capacitatea de evacuare a energiei din surse de energie regenerabilă în regiunea de sud a țării. Proiect este subiectul unui studiu separat, realizat în paralel cu elaborarea Planului de dezvoltare, care se focusează pe impactul noii stații electrice, pe

evaluarea fezabilității tehnice și estimarea impactului asupra capacității de transport a energiei electrice pentru a conecta surse suplimentare de energie regenerabilă, având în vedere că stația va fi amplasată într-o zonă cu resurse eoliene și solare cu potențial ridicat. Valoarea investiției pentru acest proiect nu a fost încă stabilită.

8.6.3 PROIECTE PENTRU INTEGRAREA SURSELOR DE ENERGIE REGENERABILĂ

Următorul set de proiecte a fost identificat cu potențial de a contribui la integrarea unor capacități suplimentare de surse regenerabile în sistem:

- Brânzanii Noi-Șoldănești prin Ignăței (trecerea LEA 35 kV la 110 kV)
- Extinderea LEA de la conexiunea T între Ciocâlteni și Tânțăreni cu racordare la stația electrică Sângerei

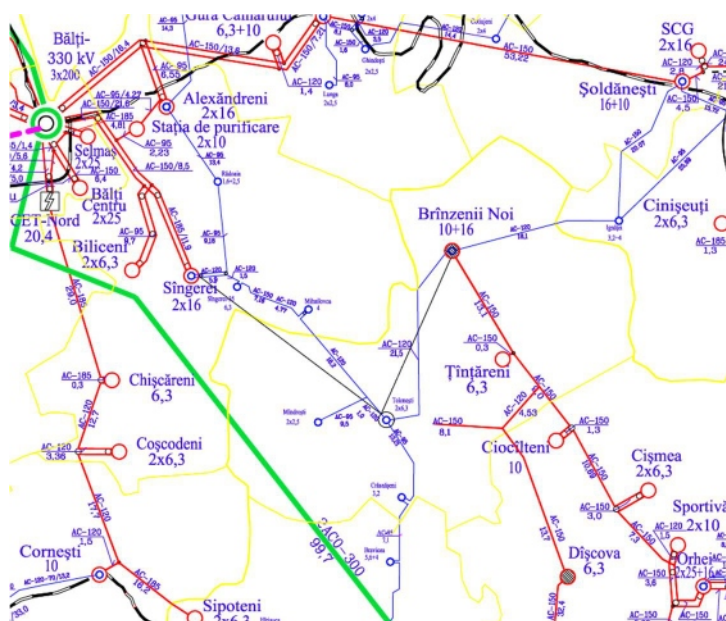


Figura 66: Harta rețelei din regiunea cu potențial ridicat de energie eoliană

După cum este expus în figura 66, rețeaua de transport și distribuție este deficitară în zone cuprinsă între raioanele Sângerei, Florești și Șoldănești. Stațiile 110/35 kV din Șoldănești, Brânzanii Noi și Sângerei sunt interconectate printr-o rețea de 35 kV, iar stația Brânzanii Noi este alimentată radial prin rețeaua de 110 kV, împreună cu stația Tânțăreni. Această configurație limitează capacitatea viitoarelor capacități de surse de energie regenerabile [SER], care pot fi dezvoltate aici având în vedere potențialul semnificativ de energie eoliană identificat în regiune. Valoarea investiției pentru acest proiect nu a fost încă stabilită.

8.7 CALCULUL CHELTUIELILOR INVESTIȚIONALE (CAPEX) NECESARE DE ASIGURAT PENTRU FINANȚAREA PROIECTELOR DE DEZVOLTARE

Calculul cheltuielilor investiționale (CAPEX) necesare pentru realizarea proiectelor de dezvoltare identificate se bazează pe următoarele ipoteze referitoare la cheltuielile investiționale specifice (CAPEX) asociate diferitelor tipuri de elemente de rețea.

TABELUL 61: INVESTIȚII SPECIFICE PENTRU TIPURI DE ELEMENTE DE REȚEA

TIPUL ELEMENTULUI	CAPEX (Mii EUR)
LEA cu capacitatea de 400 kV (per km)	350
LEA cu capacitatea de 330 kV (per km)	300
LEA cu capacitatea de 110 kV (per km)	100
Celule cu capacitatea de 400 kV (per celulă)	3,000
Celule cu capacitatea de 330 kV (per celulă)	2,000
Celule cu capacitatea de 110 kV (per celulă)	400
Costurile stabilite ale noilor SE de 400/110 kV	12,000
Costurile stabilite ale noilor SE de 330/110 kV	9,000
Costurile stabilite ale noilor SE de 110 kV	3,000
Transformator de 400/330/x kV, inclusiv echipamentele aferente părții de tensiune medie (per unitate)	9,000
Transformator de 330/110/x kV, inclusiv echipamentele aferente părții de tensiune medie (per unitate)	3,000
Transformator de 400/110/x kV, inclusiv echipamentele aferente părții de tensiune medie (per unitate)	4,000
Transformator de 110/x kV, 6.3 MVA (per unitate)	800
Transformator de 110/x kV, 10 MVA (per unitate)	1,000
Transformator de 110/x kV, 16 MVA (per unitate)	1,150
Transformator de 110/x kV, 25 MVA (per unitate)	1,300
Transformator de 35/x kV (per unitate)	200
Bobine de reactanță (per MVar)	14
Transformator de schimbare a fazei (per MVA)	19

În baza cheltuielilor investiționale specifice au fost calculate cheltuielile de investiții pentru fiecare proiect identificat și descris mai sus. Prezentare detaliată a cheltuielilor cu investiția pentru fiecare proiect planificat spre realizare este prezent mai jos.

TABELUL 62: VOLUMELE PROIECTELOR DE DEZVOLTARE IDENTIFICATE

PROIECT		LEA DE 400 KV [KM]	BOBINE DE REACTANȚĂ DE 400 KV [UNITĂȚI]	COSTURILE STABILITE ALE NOILOR SE 400/110 KV	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (PER UNITATE)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE [UNIT]	LEA DE 110 KV [KM]	CELULE 110 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 110/X KV [UNIT]	CELULE DE 35 KV [UNIT]	CELULE DE 330 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 35/X KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE[UNIT]	BOBINE DE REACTANȚĂ [MVAR]	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI [MVA]
A Investiții în noi capacități ale sistemului energetic ⁶															
a.1	Transformator de schimbare a fazei (PST) pe linia Vulcănești-Isaccea I		1												1,200
a.2	LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (pe partea MD)	40	1												
	LEA 400 kV Vulcanesti-Smârdan LEA (întregul proiect pe partea RO)	60	2												
a.3	LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (pe partea MD)	84		1		1	42								
	LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan LEA (întregul proiect pe partea RO)	124	1	1		1	42								
a.4	LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz LEA (MD part)	32	1												
	LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (întregul proiect pe partea UA)	96	2								1		1		
a.5	LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (pe partea MD)						0.6	1							
	LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (întregul proiect pe partea UA)						9.6	2							

⁶ Projects are analyzed in CBA.

TABELUL 62: VOLUMELE PROIECTELOR DE DEZVOLTARE IDENTIFICATE

PROIECT		LEA DE 400 KV [KM]	BOBINE DE REACTANȚĂ DE 400 KV [UNITĂȚI]	COSTURILE STABILITE ALE NOILOR SE 400/110 KV	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE [PER UNITATE]	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE [UNIT]	LEA DE 110 KV [KM]	CELULE 110 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 110/X KV [UNIT]	CELULE DE 35 KV [UNIT]	CELULE DE 330 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 35/X KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE [UNIT]	BOBINE DE REACTANȚĂ [MVAR]	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI [MVA]
B	Investiții în noi capacități ale sistemului energetic														
b.1	Înlocuirea a opt transformatoare de putere									6		2			
b.2	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Ungheni 35/10 kV 3.2 MVA cu 4 MVA												1		
b.3	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Rădoaia 35/10 kV 2.5 MVA cu 3.2 MVA												1		
b.4	Un al treilea transformator 330/110/35 kV în stația Chișinău				1			1				1			
b.5	Un al doilea transformator 400/330/35 kV în stația Chișinău		1									1		1	
b.6	Reconstrucția LEA de 110 kV Chișcăreni-Coșcodeni						16.3								
b.7	Reconstrucția LEA de 110 kV Boldurești-Nisporeni						22.26								
b.8	Reconstrucția LEA de 110 kV Basarabasca-Başcalia						17.4								
b.9	Reconstrucția LEA de 110 kV Comrat-Başcalia						14.7								
b.10	Reconstrucția LEA de 110 kV Răscăieții Noi-Stefan Voda						14.04								
b.11	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Râbnîța-Șoldănești						24								
b.12	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Coșcodeni-Sipoteni						21								

TABELUL 62: VOLUMELE PROIECTELOR DE DEZVOLTARE IDENTIFICATE

PROIECT		LEA DE 400 KV [KM]	BOBINE DE REACTANȚĂ DE 400 KV [UNITĂȚI]	COSTURILE STABILITE ALE NOILOR SE 400/110 KV	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (PER UNITATE)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE [UNIT]	LEA DE 110 KV [KM]	CELULE 110 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 110/X KV [UNIT]	CELULE DE 35 KV [UNIT]	CELULE DE 330 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 35/X KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE[UNIT]	BOBINE DE REACTANȚĂ [MVAR]	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI [MVA]
b.13	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Ungheni-Boldurești						33								
b.14	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Răscăieții Noi-MGRES						4.2								
b.15	Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Anenii Noi-Căușeni						0.95								
b.16	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA								1						
b.17	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA								1						
b.18	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Ulmu 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA								1						
b.19	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Ulmu 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA								1						
b.20	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA								1						
b.21	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA								1						
b.22	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Purcari 110/6 kV 10 MVA cu 16 MVA								1						
b.23	Un al doilea transformator în Taraclia de Nord 110/35/10 kV 10 MVA							1	1	1					

TABELUL 62: VOLUMELE PROIECTELOR DE DEZVOLTARE IDENTIFICATE

PROIECT	LEA DE 400 KV [KM]	BOBINE DE REACTANȚĂ DE 400 KV [UNITĂȚI]	COSTURILE STABILITE ALE NOILOR SE 400/110 KV	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (PER UNITATE)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE [UNIT]	LEA DE 110 KV [KM]	CELULE 110 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 110/X KV [UNIT]	CELULE DE 35 KV [UNIT]	CELULE DE 330 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 35/X KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE[UNIT]	BOBINE DE REACTANȚĂ [MVAR]	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI [MVA]
b.24 Un al doilea transformator în 110/10 kV Calaraseuca 6.3 MVA							1	1						
b.25 Bobină de reactanță 150 MVar în SE Bălți		1											150	
b.26 Bobină de reactanță 150 MVar în SE Strășeni		1											150	
b.27 Bobină de reactanță 150 MVar în SE Vulcănești		1											150	
b.28 SE Drochia 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1975								1						
b.29 SE Bălți 330/110/10 kV 1AT 200 MVA construită în anul 1972				1										
b.30 SE Florești 110/35/10 kV 1T 25 MVA construită în anul 1972								1						
b.31 SE Brânzeii Noi 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1969								1						
b.32 SE Vatra 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1964								1						
b.33 SE Holodnaș 110/10/10 kV 2T 25 MVA adusă în funcțiune în anul 1977								1						
b.34 SE Hâncești 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1966								1						
b.35 SE Hâncești 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1970								1						
b.36 SE Căușeni 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1987								1						

TABELUL 62: VOLUMELE PROIECTELOR DE DEZVOLTARE IDENTIFICATE

PROIECT		LEA DE 400 KV [KM]	BOBINE DE REACTANȚĂ DE 400 KV [UNITĂȚI]	COSTURILE STABILITE ALE NOILOR SE 400/110 KV	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (PER UNITATE)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE [UNIT]	LEA DE 110 KV [KM]	CELULE 110 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 110/X KV [UNIT]	CELULE DE 35 KV [UNIT]	CELULE DE 330 KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 35/X KV [UNIT]	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTELE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE[UNIT]	BOBINE DE REACTANȚĂ [MVAR]	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI [MVA]
b.37	SE Basarabeasca 110/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1973								1						
b.38	SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1985								1						
b.39	SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1981								1						
b.40	SE Comrat 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1970								1						
b.41	SE Leova 110/35/10 kV 1T 10 MVA construită în anul 1970								1						
b.42	SE Leova 110/35/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1970								1						
b.43	SE Vulcănești 400/110/35/10 kV 1AT 250 MVA construită în anul 1972					1									

TABELUL 63: CHELTUIELILE INVESTIȚIONALE ESTIMATE PENTRU FIECARE PROIECT DE DEZVOLTARE IDENTIFICAT

PROIECT	LEA 400 KV (MII EUR/KM)	CELULE 400 KV (MII EUR/CELULĂ)	COSTURILE STABILITE A NOII SE 400/110 KV (MII EUR)	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	LEA 110 KV (MII EUR/KM)	CELULE 110 KV (MII EUR/CELULĂ)	TRANSFORMATOR 110/X KV (MII EUR/UNIT)	CELULE 35 KV (MII EUR/CELULĂ)	CELULE 330 KV (MII EUR/CELULĂ)	35/X KV TRANSFORMER (THOUSAND EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	BOBINĂ DE REACTANȚĂ (MII EUR/MVAR)	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI (MII EUR/MVA)	CAPEX-UL TOTAL (MII EUR)	PERIOADA PRECONIZATĂ PENTRU INVESTIȚIE
Transformator de schimbare a fazei (PST) pe linia Vulcănești-Isaccea	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22800	25800	până în 2033
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (pe partea MD)	14000	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17000	
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan LEA (întregul proiect)	21000	6000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27000	până în 2033
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (pe partea MD)	29400	0	12000	0	4000	4200	0	0	0	0	0	0	0	0	49600	
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (întregul proiect)	43400	3000	12000	0	4000	4200	0	0	0	0	0	0	0	0	66600	până în 2033
LEA 400 kV Vulcanesti-Artsyz (pe partea MD)	11200	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14200	
LEA 400 kV Vulcanesti-Artsyz (întregul proiect)	33600	6000	0	0	0	0	0	0	0	2000	0	9000	0	0	50600	până în 2033
LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (pe partea MD)	0	0	0	0	0	60	400	0	0	0	0	0	0	0	460	
LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (întregul proiect)	0	0	0	0	0	960	800	0	0	0	0	0	0	0	1760	până în 2033
Înlocuirea a opt transformatoare de putere								6350			400					2026-2028
Înlocuirea transformatorului T1 în SE Ungheni 35/10 kV 3.2 MVA cu 4 MVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	200	2029

TABELUL 63: CHELTUIELILE INVESTIȚIONALE ESTIMATE PENTRU FIECARE PROIECT DE DEZVOLTARE IDENTIFICAT

PROIECT	LEA 400 KV (MII EUR/KM)	CELULE 400 KV (MII EUR/CELULĂ)	COSTURILE STABILITE A NOII SE 400/110 KV (MII EUR)	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSUNE MEDE (TMII EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSUNE MEDE (TMII EUR/UNIT)	LEA 110 KV (MII EUR/KM)	CELULE 110 KV (MII EUR/CELULĂ)	TRANSFORMATOR 110/X KV (MII EUR/UNIT)	CELULE 35 KV (MII EUR/CELULĂ)	CELULE 330 KV (MII EUR/CELULĂ)	35/X KV TRANSFORMER (THOUSAND EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSUNE MEDE (TMII EUR/UNIT)	BOBINĂ DE REACTANȚĂ (MII EUR/MVAR)	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI (MII EUR/MVA)	CAPEX-UL TOTAL (MII EUR)	PERIOADA PRECONIZATĂ PENTRU INVESTIȚIE
Înlocuirea transformatorului T1 în SE Rădoaia 35/10 kV 2.5 MVA cu 3.2 MVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	200	2030
Un al treilea transformator 330/110/35 kV în stația Chișinău	0	0	0	3000	0	0	400	0	0	2000	0	0	0	0	5400	2032
Un al doilea transformator 400/330/35 kV în stația Chișinău	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	2000	0	9000	0	0	14000	2033
Reconstrucția LEA de 110 kV Chișcăreni-Coșcodeni	0	0	0	0	0	1793	0	0	0	0	0	0	0	0	1793	2026
Reconstrucția LEA de 110 kV Boldurești-Nisporeni	0	0	0	0	0	2448.6	0	0	0	0	0	0	0	0	2448.6	2026
Reconstrucția LEA de 110 kV Basarabeasca-Başcalia	0	0	0	0	0	1914	0	0	0	0	0	0	0	0	1914	2027
Reconstrucția LEA de 110 kV Comrat-Başcalia	0	0	0	0	0	1617	0	0	0	0	0	0	0	0	1617	2027
Reconstrucția LEA de 110 kV Răscăieții Noi-Stefan Vodă	0	0	0	0	0	1544.4	0	0	0	0	0	0	0	0	1544.4	2028
Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Râbnița-Șoldănești	0	0	0	0	0	2640	0	0	0	0	0	0	0	0	2640	2028
Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Coscodeni-Sîpoteni	0	0	0	0	0	2310	0	0	0	0	0	0	0	0	2310	2029
Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Ungheni-Boldurești	0	0	0	0	0	3630	0	0	0	0	0	0	0	0	3630	2029

TABELUL 63: CHELTUIELILE INVESTIȚIONALE ESTIMATE PENTRU FIECARE PROIECT DE DEZVOLTARE IDENTIFICAT

PROIECT	LEA 400 KV (MII EUR/KM)	CELULE 400 KV (MII EUR/CELULĂ)	COSTURILE STABILITE A NOII SE 400/110 KV (MII EUR)	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSUNE MEDE (TMII EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSUNE MEDE (TMII EUR/UNIT)	LEA 110 KV (MII EUR/KM)	CELULE 110 KV (MII EUR/CELULĂ)	TRANSFORMATOR 110/X KV (MII EUR/UNIT)	CELULE 35 KV (MII EUR/CELULĂ)	CELULE 330 KV (MII EUR/CELULĂ)	35/X KV TRANSFORMER (THOUSAND EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSUNE MEDE (TMII EUR/UNIT)	BOBINĂ DE REACTANȚĂ (MII EUR/MVAR)	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI (MII EUR/MVA)	CAPEX-UL TOTAL (MII EUR)	PERIOADA PRECONIZATĂ PENTRU INVESTIȚIE
Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Răscăieții Noi-MGRES	0	0	0	0	0	462	0	0	0	0	0	0	0	0	462	2030
Reconstrucția secțiunilor LEA de 110 kV Anenii Noi-Căușeni	0	0	0	0	0	104.5	0	0	0	0	0	0	0	0	104.5	2030
Înlocuirea transformatorului T1 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	1000	după 2034
Înlocuirea transformatorului T2 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	1000	după 2034
Înlocuirea transformatorului T1 în SE Ulmu 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	1000	după 2034
Înlocuirea transformatorului T2 în SE Ulmu 110/10 kV 6.3 MVA cu 10 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	1000	după 2034
Înlocuirea transformatorului T1 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	după 2034
Înlocuirea transformatorului T2 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	după 2034
Înlocuirea transformatorului T1 în SE Purcari 110/6 kV 10 MVA cu 16 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	după 2034
Un al doilea transformator în 110/35/10 kV Taraclia Nord 10 MVA	0	0	0	0	0	0	400	1000	100	0	0	0	0	0	1500	după 2034

TABELUL 63: CHELTUIELILE INVESTIȚIONALE ESTIMATE PENTRU FIECARE PROIECT DE DEZVOLTARE IDENTIFICAT

PROIECT	LEA 400 KV (MII EUR/KM)	CELULE 400 KV (MII EUR/CELULĂ)	COSTURILE STABILITE A NOII SE 400/110 KV (MII EUR)	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	LEA 110 KV (MII EUR/KM)	CELULE 110 KV (MII EUR/CELULĂ)	TRANSFORMATOR 110/X KV (MII EUR/UNIT)	CELULE 35 KV (MII EUR/CELULĂ)	CELULE 330 KV (MII EUR/CELULĂ)	35/X KV TRANSFORMER (THOUSAND EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	BOBINĂ DE REACTANȚĂ (MII EUR/MVAR)	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI (MII EUR/MVA)	CAPEX-UL TOTAL (MII EUR)	PERIOADA PRECONIZATĂ PENTRU INVESTIȚIE
Un al doilea transformator în 110/10 kV Calaraseuca 6.3 MVA	0	0	0	0	0	0	400	800	0	0	0	0	0	0	1200	după 2034
Bobină de reactanță 150 MVar în SE Bălți	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2100	0	5100	2028
Bobină de reactanță 150 MVar în SE Strășeni	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2100	0	5100	2029
Bobină de reactanță 150 MVar în SE Vulcănești	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2100	0	5100	2027
SE Drochia 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1975	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	2029
SE Bălți 330/110/10 kV 1AT 200 MVA construită în anul 1972	0	0	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3000	2030
SE Florești 110/35/10 kV 1T 25 MVA construită în anul 1972	0	0	0	0	0	0	0	1300	0	0	0	0	0	0	1300	2030
SE Brânzeii Noi 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1969	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	2031
SE Vatra 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1964	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	2029
SE Holodmaș 110/10/10 kV 2T 25 MVA adusă în funcțiune în anul 1977	0	0	0	0	0	0	0	1300	0	0	0	0	0	0	1300	după 2034
SE Hâncești 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1966	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	2034

TABELUL 63: CHELTUIELILE INVESTIȚIONALE ESTIMATE PENTRU FIECARE PROIECT DE DEZVOLTARE IDENTIFICAT

PROIECT	LEA 400 KV (MII EUR/KM)	CELULE 400 KV (MII EUR/CELULĂ)	COSTURILE STABILITE A NOII SE 400/110 KV (MII EUR)	TRANSFORMATOR DE 330/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/110/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	LEA 110 KV (MII EUR/KM)	CELULE 110 KV (MII EUR/CELULĂ)	TRANSFORMATOR 110/X KV (MII EUR/UNIT)	CELULE 35 KV (MII EUR/CELULĂ)	CELULE 330 KV (MII EUR/CELULĂ)	35/X KV TRANSFORMER (THOUSAND EUR/UNIT)	TRANSFORMATOR DE 400/330/X KV, INCLUSIV ECHIPAMENTE AFERENTE PĂRȚII DE TENSIUNE MEDIE (TMII EUR/UNIT)	BOBINĂ DE REACTANȚĂ (MII EUR/MVAR)	TRANSFORMATOR DE SCHIMBARE A FAZEI (MII EUR/MVA)	CAPEX-UL TOTAL (MII EUR)	PERIOADA PRECONIZATĂ PENTRU INVESTIȚIE
SE Hâncești 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1970	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	după 2034
SE Căușeni 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1987	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	2029
SE Basarabeasca 110/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1973	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	1000	după 2034
SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1985	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	după 2034
SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1981	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	după 2034
SE Comrat 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1970	0	0	0	0	0	0	0	1150	0	0	0	0	0	0	1150	2034
SE Leova 110/35/10 kV 1T 10 MVA construită în anul 1970	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	1000	2034
SE Leova 110/35/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1970	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	1000	după 2034
SE Vulcănești 400/110/35/10 kV 1AT 250 MVA construită în anul 1972	0	0	0	0	4000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4000	2028

8.8 ANALIZA COST-BENEFICIU PENTRU SELECTAREA PROIECTELOR CU IMPACT TRANSFRONTALIER

Analiza Cost Beneficiu reprezintă o abordare sistematică utilizată pentru a evalua fezabilitatea economică a unui proiect sau a unei decizii, prin compararea costurilor și beneficiilor asociate. Scopul analizei cost-beneficiu (ACB) este de a determina dacă beneficiile unui proiect depășesc costurile acestuia și în ce măsură. Această metodă contribuie la fundamentarea unor decizii informate cu privire la alocarea resurselor și realizarea investițiilor.

În cadrul analizei cost-beneficiu (ACB), se presupune că valoarea de recuperare a fiecărui proiect la sfârșitul duratei sale de viață utilă este zero, ceea ce înseamnă că nu se consideră nicio valoare reziduală după amortizare. Calendarul fiecărui proiect include o fază de pregătire și construcție de 5 ani, urmată de o perioadă operațională de 25 de ani. Această abordare garantează faptul că modelarea financiară acoperă atât costurile inițiale de producție, cât și cele curente, oferind o imagine completă asupra costurilor de producție și beneficiilor pe termen lung ale întregului ciclu de viață al proiectului.

Parametrii utilizați pentru a evalua rezultatele analizei cost-beneficiu (ACB) includ valoarea netă actualizată (VNA), rata internă de rentabilitate (IRR) și raportul cost-beneficii (RCB).

VNA măsoară diferența dintre valoarea actualizată a fluxurilor de numerar intrate și ieșite pe durata de viață a proiectului. O VNA pozitivă indică faptul că proiectul este estimat să genereze o valoare mai mare decât costurile sale, ceea ce îl face viabil din punct de vedere financiar.

IRR (Rata internă de rentabilitate) reprezintă rata de actualizare la care valoarea netă actualizată (VNA) a tuturor fluxurilor de numerar (atât intrări, cât și ieșiri) este zero. IRR este un indicator util pentru compararea rentabilității proiectelor: cu cât IRR este mai mare, cu atât investiția devine mai atractivă.

RCB (raportul cost-beneficii) este raportul dintre valoarea prezentă a beneficiilor și valoarea prezentă a costurilor. Un RCB mai mare de 1 ($RCB > 1$) indică faptul că beneficiile unui proiect depășesc costurile acestuia, semnalând o rentabilitate bună a investiției.

Acești indicatori oferă o imagine completă asupra viabilității și eficienței financiare a fiecărui proiect, contribuind la prioritizarea acestora pe baza potențialului lor de rentabilitate și al impactului generat.

8.8.1 ANALIZA COST-BENEFICIU SIMPLIFICATĂ

Pentru TYNDP, a fost realizată o analiză cost-beneficiu simplificată, concentrată exclusiv pe impactul proiectelor asupra sistemului electroenergetic din Moldova. După cum este indicat în tabelul 66, în PowerFactory (PF) au fost calculate beneficiile generate prin reducerea pierderilor în rețeaua electrică a Moldovei. Evaluarea nu a inclus impactul transfrontalier sau beneficiile regionale mai largi, limitând astfel domeniul de aplicare la efectele directe la nivel național.

Evaluarea beneficiilor s-a limitat la monetizarea reducerii pierderilor de energie. Cheltuielile de capital (CAPEX) au fost calculate folosind o rată anuală de actualizare, iar cheltuielile operaționale (OPEX) au luat în considerare costurile anuale de întreținere asociate proiectelor.

Această analiză concentrată oferă o perspectivă asupra beneficiilor imediate și a costurilor pentru Moldova, constituind totodată o bază de referință pentru o analiză cost-beneficiu mai detaliată, care ar putea include impactul regional, în concordanță cu metodologia extinsă de analiză cost-beneficiu a ENTSO-E.

8.8.2 ANALIZA COST-BENEFICIU ENTSO-E

O altă analiză cost-beneficiu [ACB] realizată pentru TYNDP, a fost bazată pe principiile și abordarea descrisă de metodologia ENTSO-E, care standardizează evaluările la nivel european pentru a asigura coerența și comparabilitatea acestora. Această metodologie evaluează proiectele pe baza bunăstării socio-economice, a beneficiilor de mediu și a securității aprovizionării, punând un accent deosebit pe impactul transfrontalier și pe integrarea surselor de energie regenerabilă. Proiectele sunt analizate în funcție de potențialul lor de a reduce pierderile, de a spori stabilitatea sistemului și de a contribui la integrarea pieței energetice europene.

Pentru analiza cost-beneficiu [ACB] conform metodologiei ENTSO-E, atât beneficiile de rețea și de piață, cât și costurile sunt calculate pentru cele trei țări implicate [Moldova, România și Ucraina]. Evaluarea economică a presupus calcularea valorii nete actualizate [VNA], pe baza CAPEX, OPEX și a beneficiilor monetizate obținute din simulările de rețea și de piață. Cheltuielile investiționale [CAPEX] au inclus costul actualizat al capitalului, iar cheltuielile operaționale [OPEX] reprezintă costurile anuale de întreținere.

De asemenea, pentru a evalua rezultatele în funcție de condițiile variabile de piață din Moldova, au fost realizate analize de sensibilitate, oferind o evaluare mai detaliată a rezultatelor, care a ajutat la prioritizarea finală a proiectelor de dezvoltare.

8.8.3 DATE DE INTRARE PENTRU ANALIZA COST-BENEFICIU

Analiza cost beneficiu a fost realizată pentru identificarea proiectelor optime din punct de vedere tehnico-economic din lista de proiecte menționate în Capitolul 8.2, drept soluții care pot înlătura congestiile de rețea identificate în sudului Republicii Moldova, mai exact supraîncărcarea LEA 400 kV Vulcănești – Isaccea și a LEA 110 kV Vulcănești – Bolgrad, determinate de tranzitul de energie electrică din România în Ucraina.

În scopul Analizei Cost Beneficiu au fost utilizate următoarele date de intrare, prezentate în Tabelul 64.

TABELUL 64: PREZENTAREA PARAMETRILOR CONSIDERAȚI PENTRU ANALIZA COST-BENEFICIU

PARAMETRII	VALOAREA
Rata anuală de actualizare pentru ACB ENTSO-E ⁷ [%]	4
Rata anuală de actualizare pentru ACB simplificată ⁸ [%]	9.5
Durata de viață a LEA [ani]	25
Durata de viață a componentelor stației [ani]	25
Rata anuală de întreținere LEA – cheltuieli operaționale (OPEX) [%]	1
Rata anuală de întreținere a componentelor stației –OPEX [%]	2
Durata echivalentă a pierderilor în scenariul de bază cu încărcare maximă - $\tau 1$ [ore]	1,825
Durata echivalentă a pierderilor în scenariul ambițios cu RES ridicat - $\tau 2$ [ore]	1,095
Durata echivalentă a pierderilor în scenariul de bază cu încărcare minimă- $\tau 3$ [ore]	1,460

⁷ ENTSO-E CBA 4.0 Methodology for assessing electricity infrastructure projects. Sursa: <https://www.entsoe.eu/news/2023/04/26/new-version-of-cba-4-0-methodology-for-aSEeSEing-electricity-infrastructure-projects/>

⁸ Moldova Risk premium rate according to the Damodaran rating. Sursa: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

TABELUL 64: PREZENTAREA PARAMETRILOR CONSIDERAȚI PENTRU ANALIZA COST-BENEFICIU

Costul pierderilor în MD (EUR/MWh) ⁹	74.04
Costul pierderilor în RO (EUR/MWh) ⁴	43.17
Costul pierderilor în UA (EUR/MWh) ⁴	65.81
Prețul prognozat al CO ₂ pentru 2033 (EUR/ton CO ₂)	123
Factorul de emisie al rețelei (ton CO ₂ /MWh) ¹⁰	0.522
Costul social (EUR/ton CO ₂)	150
VOLL (EUR/MWh)	10,000

Impactul proiectelor de dezvoltare candidate asupra Capacității Netă de Interconexiune (NTC) este specificat în Tabelul 65.

TABELUL 65: VALORILE CAPACITATEA DE INTERCONEXIUNE NETĂ (NTC)

PROIECTE PENTRU CBA	NTC ÎN 2033 FĂRĂ PROIECTE (MW)				NTC ÎN 2033 CU PROIECT (MW)			
	MD->RO	RO->MD	MD->UA	UA->MD	MD->RO	RO->MD	MD->UA	UA->MD
Transformatorul de schimbare a fazei (PST) pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)					950	950	600	600
LEA de 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA de 400 kV Vulcănești-Artsyzy (UA)					1,050	1,050	800	800
LEA de 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA de 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	750	750	600	600	1,050	1,050	700	700
LEA de 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA de 400 kV Vulcănești-Artsyzy (UA)					1,050	1,050	800	800
LEA de 400 kV Comratul nou-Smârdan (RO) și LEA de 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)					1,050	1,050	700	700

8.8.4 BENEFICIILE OFERITE DE REDUCEREA PIERDERILOR DE ENERGIE NIVELUL REȚELEI DE TRANSPORT A ENERGIEI ELECTRICE

Beneficiile proiectelor de consolidare a rețelei s-au bazat pe calculul reducerii pierderilor și au fost exprimate ca un cost anual în euro. Reducerea pierderilor a fost calculată pe baza pierderilor în anumite regimuri ale rețelei: sarcina maximă, SRE maximă și sarcina minimă.

Tabelul 66 prezintă beneficiile rețelei pentru cinci proiecte propuse, determinate ca reducere a pierderilor de energie electrică, care au fost comparate în cadrul unei ACB simplificate, care evidențiază impactul doar pentru rețeaua de transport a Moldovei. În baza rezultatelor, cele mai mari beneficii, cuantificate drept

⁹ The costs of losses are taken from Plexos economical dispatch calculation

¹⁰ ASSESSMENT OF THE GRID EMISSION FACTOR OF MOLDOVA'S ELECTRICITY SYSTEM. Sursa: https://mediu.gov.md/sites/default/files/document/attachments/Grid_Emission_Factor_of_Moldova_electricity_system_aSESEment_final_1.pdf

pierderile de energie electrică evitate în urma realizării proiectului, sunt atribuite următoarelor proiecte candidate: LEA 400 kV Vulcănești (MD) - Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești (MD) - Artsyz (UA). Valorile detaliate pentru fiecare proiect sunt incluse în tabelul 67.

Cu toate acestea, pentru a obține o perspectivă mai comprehensivă, au fost luate în considerare și beneficiile din sistemele învecinate, în special din România și Ucraina..

TABELUL 66: ANALIZA BENEFICIILOR REȚELEI PENTRU MOLDOVA – ACB SIMPLIFICATĂ

PROIECT	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MAXIMĂ DE BAZĂ (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SER EXTREM DE RIDICATE (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MINIMĂ DE BAZĂ (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MAXIMĂ DE BAZĂ (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SER EXTREM DE RIDICATE (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MINIMĂ DE BAZĂ (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ANUALE TOTALE (MWH)
PST pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)	3.7	3.4	0.8	6,752.5	3,723	1,168	11,643.5
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcanesti-Artsyz (UA)	9.2	10	10.6	16,790	10,950	15,476	43,216
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	2.9	1.7	4	5,292.5	1,861.5	5,840	12,994
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	5.9	7	7.2	10,767.5	7,665	10,512	28,944.5
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	0.1	-1	1.3	182.5	-1,095	1,898	985.5

TABELUL 66: BENEFICII TOTALE ALE REȚELEI – ACB ENTSO-E

PROIECT	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MAXIMĂ DE BAZĂ (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SER EXTREM DE RIDICATE (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MINIMĂ DE BAZĂ (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MAXIMĂ DE BAZĂ (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SER EXTREM DE RIDICATE (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MINIMĂ DE BAZĂ (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ANUALE TOTALE (MWH)	B5. PIERDERI ÎN REȚEA (EUR/AN)
PST pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)	-8.9	-0.5	-11.9	-16,242.5	-547.5	-17,374	-34,164	-268,406

TABELUL 66: BENEFICII TOTALE ALE REȚELEI - ACB ENTSO-E

PROIECT	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MAXIMĂ DE BAZĂ (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SER EXTREM DE RIDICATE (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MINIMĂ DE BAZĂ (MW)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MAXIMĂ DE BAZĂ (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SER EXTREM DE RIDICATE (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ÎN 2033 PENTRU SARCINA MINIMĂ DE BAZĂ (MWH)	REDUCEREA PIERDERILOR ANUALE TOTALE (MWH)	B5. PIERDERI ÎN REȚEA (EUR/AN)
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	26.6	16.8	14.3	48,545	18,396	20,878	87,819	4,222,013
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	10.2	3.2	11	18,615	3,504	16,060	38,179	1,523,747
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	31	16.8	11.4	56,575	18,396	16,644	91,615	4,217,197
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	17.2	4.1	9.7	31,390	4,489.5	14,162	50,041.5	1,844,469

8.8.5 BENEFICIILE DE PIAȚĂ PENTRU ANALIZA COST-BENEFICIU ENTSO-E

Pentru cuantificarea beneficiilor de piață a fost utilizat software-ul PLEXOS și modelul de piață pentru anul 2033. Determinarea impactului economic pentru fiecare din proiectele de dezvoltare candidate a fost calculat conform metodologiei de analiză COST-Beneficiu a ENTSO-E¹¹. Conform acestei metodologii, următoarele beneficii pot fi monetizate:

- B1. Bunăstarea socio-economică [BSE] [EUR/an]
- B2. Reducerea emisiilor de CO₂ [tone CO₂/an]
- B6. Securitatea Furnizării [SoS] [MWh/an]

B1: Bunăstarea socio-economică [BSE] din integrarea pieței angro de energie, în contextul dezvoltării rețelei de transport, reprezintă reducerea costurilor totale de operare a rețelei. Acest indicator reflectă contribuția proiectului sau investiției la creșterea capacității de transport, facilitând o creștere a schimburilor comerciale, astfel încât piețele de energie electrică să poată funcționa mai eficient din punct de vedere economic. Este definit prin capacitatea unui proiect sau a unei investiții de a reduce congestiile, fie acestea economice sau fizice. În cazul cuplării piețelor multisectoriale, indicatorul poate fi extins la BSE global, care include contribuțiile individuale ale diferitelor sectoare de piață.

B2: Beneficiul societal suplimentar datorat variației emisiilor de CO₂ reprezintă modificarea emisiilor de CO₂ generate de sistemul energetic ca urmare a implementării proiectului. Acesta rezultă din schimbările în repartizarea producției și din deblocarea potențialului de producție din surse regenerabile. Deoarece emisiile de CO₂ constituie principalul gaz cu efect de seră emis de sectorul energiei electrice, acestea sunt prezentate ca un indicator separat, iar beneficiul monetar este evaluat prin prisma costurilor societale ale carbonului.

B6: Securitatea Furnizării reflectă impactul proiectului asupra capacității sistemului energetic de a asigura o ofertă suficientă de energie electrică pentru a satisface cererea pe termen lung. Aceasta include și variabilitatea efectelor climatice asupra cererii și producției din surse de energie regenerabile [SER].

Următoarele beneficii nu sunt monetizate:

- B3. Integrarea surselor regenerabile de energie [SRE]
- B8. SoS: Stabilitatea Sistemului
 - B8.0 Indicator calitativ de stabilitate

B3: Integrarea SRE reflectă capacitatea sistemului energetic de a conecta noile capacități de producție din surse regenerabile de energie [SRE], de a valorifica producția regenerabilă existentă și viitoare și de a minimiza întreruperile în producția de energie din SRE. Acest indicator măsoară reducerea limitărilor în producția de energie regenerabilă, exprimată în MWh [injectare de energie electrică în sistemele vecine evitată].

B8: SoS: Stabilitatea reflectă impactul proiectului asupra capacității sistemului energetic de a asigura o furnizare sigură de energie electrică, în conformitate cu criteriile tehnice. Acest indicator este considerat insuficient dezvoltat și necesită îmbunătățiri ulterioare. Scopul includerii unui indicator al stabilității

¹¹ 4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. Source https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/CBA4/230424_for-opinion/CBA_4_Guideline_for_ACER_opinion.pdf

sistemului este de a evidenția modificările aduse stabilității sistemului ca urmare a unui proiect de consolidare, cum ar fi o nouă interconexiune.

Indicatorul de beneficii privind stabilitatea sistemului este abordat prin intermediul a patru sub indicatori distincți, însă scopul analizei cost-beneficiu realizată pentru prezentul Plan de dezvoltare a fost luat în considerare doar sub indicatorul B8.0: Indicatorul calitativ de stabilitate. Evaluarea stabilității sistemului presupune, de regulă, modelări și simulări complexe, care necesită resurse semnificative și modele de sprijin adecvate. Aceste analize sunt complexe și consumatoare de timp, ceea ce le face dificil de integrat în procesul TYNDP. Cu toate acestea, este fezabil să se utilizeze o reprezentare simplificată și generică a impactului potențial al consolidării rețelei asupra stabilității sistemului, bazată pe tehnologia implementată.

Impactul generic a proiectelor candidate asupra stabilității tranzitorii, a tensiunii și a frecvenței este indicat în Tabelul 71:

- 0: Fără Schimbări: proiectul nu are niciun impact (sau are doar un impact marginal) asupra indicatorului respectiv.
- ++: Îmbunătățire semnificativă: proiectul are un impact semnificativ asupra indicatorului respectiv.
- N/A: Nu se aplică

Beneficiile de piață identificate pentru proiectele candidate sunt prezentate în Tabelul 72 și în Tabelul 73.

TABELUL 67: ANALIZA BENEFICIILOR DE PIAȚĂ PENTRU MOLDOVA

PROIECTE	B1. BSE (EUR/AN)			B2. VARIAȚIILE CO2 (TONE CO2/AN)			B3. INTEGRAREA SRE (MWH/AN)			B6. SOS (MWH/YR)			PREȚUL MARGINAL (EUR/MWH)		
	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 FĂRĂ PROIECT	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 CU PROIECT	Δ VARIAȚIILE EMISIEI DE CO2	SCURGERI SER FĂRĂ PROIECT	SCURGERI SRE CU PROIECT	Δ SCURGERI	FĂRĂ EENS	CU EENS	Δ EENS	FĂRĂ PROIECT	CU PROIECT	Δ PREȚUL
11.	369,651,460	366,746,640	2,904,820	1,884,826.11	1,869,582.64	-15,243.47	730	670	-60	0	0	0	74.04	69.66	-4.38
22. & 4.	369,651,460	367,068,700	2,582,760	1,884,826.11	1,871,308.58	-13,517.53	730	180	-550	0	0	0	74.04	69.42	-4.62
33. & 5.	369,651,460	365,618,020	4,033,440	1,884,826.11	1,863,913.63	-20,912.48	730	450	-280	0	0	0	74.04	69.91	-4.13

TABELUL 68: ANALIZA BENEFICIILOR DE PIAȚĂ PENTRU ROMÂNIA

PROIECTE	B1. BSE (EUR/AN)			B2. VARIAȚIILE CO2 (TONE CO2/AN)			B3. INTEGRAREA SRE (MWH/AN)			B6. SOS (MWH/YR)			PREȚUL MARGINAL (EUR/MWH)		
	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 FĂRĂ PROIECT	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 CU PROIECT	Δ CO2 VARIATION	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 FĂRĂ PROIECT	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 CU PROIECT	Δ EENS	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE
1.	991,260,070	993,397,230	-2,137,160	1,428,333.30	1,435,500.75	7,167.45	103,070	101,060	-2,010	0	0	0	43.17	43.19	0.02
2. & 4.	991,260,070	989,876,810	1,383,260	1,428,333.3	1,420,248.25	-8,085.05	103,070	82,892	-20178	0	0	0	43.17	43.72	0.55
3. & 5.	991,260,070	989,963,670	1,296,400	1,428,333.3	1,421,578.60	-6,754.70	103,070	87,800	-15270	0	0	0	43.17	43.19	0.02

TABELUL 69: ANALIZA BENEFICIILOR DE PIAȚĂ PENTRU UCRAINA

PROIECTE	B1. BSE (EUR/AN)			B2. VARIAȚIILE CO2 (TONE CO2/AN)			B3. INTEGRAREA SRE (MWH/AN)			B6. SOS (MWH/YR)			PREȚUL MARGINAL (EUR/MWH)		
	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 FĂRĂ PROIECT	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 CU PROIECT	Δ CO2 VARIATION	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 FĂRĂ PROIECT	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 CU PROIECT	Δ EENS	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE
I.	5,327,225,430	5,306,395,350	20,830,080	11,171,820.18	11,096,708.87	-75,111.31	3,970	1,070	-2900	31	55	24	65.81	64.21	-1.6

TABELUL 69: ANALIZA BENEFICIILOR DE PIAȚĂ PENTRU UCRAINA															
PROIECTE	B1. BSE (EUR/AN)			B2. VARIAȚIILE CO2 (TONE CO2/AN)			B3. INTEGRAREA SRE (MWH/AN)			B6. SOS (MWH/YR)			PREȚUL MARGINAL (EUR/MWH)		
	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 FĂRĂ PROIECT	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 CU PROIECT	Δ CO2 VARIATION	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 FĂRĂ PROIECT	IMPACTUL ASUPRA EMISIILOR DE CO2 CU PROIECT	Δ EENS	COSTUL DE PRODUȚIE FĂRĂ PROIECT	COSTUL DE PRODUȚIE CU PROIECT	Δ BSE
2. & 4.	5,327,225,430	5,262,344,330	64,881,100	11,171,820.18	10,921,274.89	-250,545.29	3,970	820	-3150	31	26	-5	65.81	61.81	-4
3. & 5.	5,327,225,430	5,280,693,950	46,531,480	11,171,820.18	10,990,217.55	-181,602.63	3,970	2,620	-1350	31	38	7	65.81	62.14	-3.67

TABELUL 70: TOTAL BENEFICII DE PIAȚĂ NEMONETIZATE- ACB ENTSO-E						
PROIECT	B3. INTEGRAREA SER (MWH/AN)			B8.0 SOS: INDICATOR CALITATIV DE STABILITATE		
	SCURGERI SRE FĂRĂ PROIECT	SCURGERI SER CU PROIECT	Δ SCURGERI	STABILITATE TRANZITORIE	STABILITATEA TENSIUNII	STABILITATEA FRECVENȚEI
PST pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)	107770	102800	-4970	N/A	N/A	N/A
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	107,770	83,892	-23,878	++	++	0
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	107770	90,870	-16,900	++	++	0
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	107,770	83,892	-23,878	++	++	0
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	107,770	90,870	-16,900	++	++	0

TABELUL 71: TOTAL BENEFICII DE PIAȚĂ NEMONETIZATE- ACB ENTSO-E

PROIECT	B1. BSE (EUR/AN)	B2. VARIAȚIILE CO2 (EUR/AN)	B5. PIERDERI DE REȚEA (EUR/AN)	B6. SOS - ADECVANȚA (EUR/AN)
PST pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)	21,597,740	1,764,550	-268,406	-240,000
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	68,847,120	8,585,713	4,222,013	50,000
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	51,861,320	6,188,380	1,523,747	-70,000
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	68,847,120	8,639,214	4,217,197	50,000
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcanesti-Bolgrad (UA)	51,861,320	6,355,570	1,844,469	-70,000

TABELUL 72: BENEFICII TOTALE MONETIZATE ALE PIEȚEI PENTRU MOLDOVA- ACB ENTSO-E

PROIECT	B1. BSE (EUR/AN)	B2. VARIAȚIILE CO2 (EUR/AN)	B5. PIERDERI DE REȚEA (EUR/AN)	B6. SOS -ADECVANȚA (EUR/AN)
PST pe linia Vulcanesti-Isaccea (RO)	2,904,820	575,677	862,085	0
LEA 400 kV Vulcanesti-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcanesti-Artsyz (UA)	2,582,760	974,060	3,199,713	0
LEA 400 kV Vulcanesti-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcanesti-Bolgrad (UA)	4,033,440	747,774	962,076	0
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcanesti-Artsyz (UA)	2,582,760	772,917	2,143,051	0
LEA 400 kV Comratul Nou-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcanesti-Bolgrad (UA)	4,033,440	578,527	72,966	0

8.9 REZULTATELE ANALIZEI COST-BENEFICIU

Conform rezultatelor analizei cost-beneficiu simplificate (ACB light), prezentate în tabelul 74, valorile nete actualizate (VNA) sunt negative pentru toate proiectele, ceea ce indică că separat, beneficiile oferite de reducerea pierderilor de energie în sistemul electroenergetic de transport al Moldovei nu sunt în măsură să acopere cheltuielile investiționale necesare pentru dezvoltarea proiectelor candidate.

În schimb, rezultatele ACB realizate conform metodologiei ENTSO-E (ACB ENTSO-E), care includ doar beneficiile și costurile pentru Moldova, arată că dacă luăm în considerare atât beneficiile de rețea cât și cele de piață pentru toate cele trei țări implicate (Moldova, România și Ucraina) toate proiectele sunt profitabile. Rezultatele sumare pentru ACB ENTSO-E sunt prezentate în Tabelul 75.

TABELUL 73: REZULTATELE ANALIZEI COST-BENEFICIU SIMPLIFICATĂ

PROIECT	VNA (EUR)	IRR (%)	RCB	PERIOADA DE RECUPERARE (AN)	CLASIFICARE
PST pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)	-14,118,461	-6.6	0.56	>30	3
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcanesti-Artsyz (UA)	-2,613,893.2	6.6	1.98	>30	1
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	-6,233,976	0.9	1.10	>30	2
LEA 400 kV Comrat-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	-32,324,924.8	-4.4	0.63	>30	4
LEA 400 kV Comrat-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	-34,975,394.4	N/A	0.03	>30	5

TABELUL 74: REZULTATELE ACB ENTSO-E

PROIECT	VNA (EUR)	IRR (%)	RCB	PERIOADA DE RECUPERARE (AN)	LOC CLASAMENT
PST pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)	130,672,855.4	30.9	14.76	7	5
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	613,874,050.1	40.9	19.88	6	1
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	472,240,907.7	62.5	39.51	5	3
LEA 400 kV Comrat-Smârdan (RO) și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)	577,264,385.1	30.4	13.14	7	2
LEA 400 kV Comrat-Smârdan (RO) și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad (UA)	441,271,004.2	36.0	16.59	6	4

Proiectele sunt clasificate în funcție de cel mai mare VNA. Rezultatele pentru ACB ENTSO le clasifică după cum urmează:

1. LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) și LEA cu 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA): Acest proiect prezintă cea mai mare valoare netă actualizată (VNA), de 613.874.050,10 EUR, ceea ce indică un potențial semnificativ de profit. De asemenea, are o rată internă de rentabilitate (RIR) ridicată, de 40,9 %, sugerând că proiectul ar putea genera randamente considerabil mai mari decât costurile

medii de capital. Cu un raport cost-beneficiu [RCB] de 19,88, proiectul demonstrează o solidă viabilitate financiară, având o perioadă de recuperare a investiției de șase ani. În ansamblu, acest proiect se situează pe primul loc în clasamentul ACB ENTSO-E.

2. LEA 400 kV Comrat-Smârdan [RO] și cu LEA 400 kV Vulcănești-Artsyż [UA]: Cu o valoare netă actualizată [VNA] de 577.264.385,10 EUR și o rată internă de rentabilitate (IRR) de 30,4 %, acest proiect generează efecte financiare pozitive esențiale pentru toate părțile implicate. Raportul cost-beneficiu [RCB] este de 13,14, indicând un echilibru pozitiv între beneficii și costuri. Deși perioada de recuperare a investiției este mai lungă, de șapte ani, proiectul se clasează pe locul al doilea datorită performanțelor sale excelente în ceea ce privește valoarea și rentabilitatea generală.
3. LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] și cu LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA]: Acest proiect beneficiază de o rată internă de rentabilitate (IRR) foarte ridicată, de 62,5 %, indicând un potențial semnificativ de rentabilitate. Cu o valoare netă actualizată [VNA] de 472.240.907,70 EUR și un raport cost-beneficiu [RCB] de 39,51, proiectul demonstrează o rentabilitate remarcabilă. Perioada de recuperare a investiției de cinci ani este cea mai scurtă dintre toate, făcându-l o opțiune extrem de atractivă din perspectiva vitezei de rentabilitate. Per total proiectul se clasează pe locul al treilea în clasamentul ACB ENTSO-E.
4. LEA 400 kV Comrat-Smârdan [RO] și cu LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA]: Cu o valoare netă actualizată [VNA] de 441.271.004,20 EUR și o rată internă de rentabilitate (IRR) de 36,0 %, acest proiect oferă randament financiar solid. Raportul cost-beneficiu [RCB] de 16,59 indică un echilibru favorabil între beneficii și costuri. Perioada de recuperare a investiției este de șase ani, iar proiectul se clasează pe locul al patrulea, având indicatori financiari pozitivi.
5. PST pe linia Vulcănești-Isaccea [RO]: Deși acest proiect prezintă cea mai mică valoare netă actualizată [VNA], de 130.672.855,40 EUR, rata internă de rentabilitate (IRR) de 30,9 % sugerează o rentabilitate solidă. Raportul cost-beneficiu [RCB] de 14,76 este pozitiv, iar perioada de recuperare a investiției de șapte ani este mai lungă comparativ cu alte proiecte. Acesta se situează pe locul cinci în clasamentul general, ceea ce sugerează că, deși poate fi mai puțin atractiv decât alte opțiuni, rămâne totuși fezabil din punct de vedere financiar.

Pentru a evalua impactul potențialelor variații ale condițiilor de piață din Moldova, au fost realizate analize de sensibilitate, incluzând scenarii care iau în considerare beneficiile exclusiv pentru Moldova. Rezultatele acestora sunt prezentate în tabelul următor.

TABELUL 75: REZULTATELE DE SENSIBILITATE A ACB ENTSO-E (IMPACT DOAR ASUPRA SEE NAȚIONAL)

PROIECT	VNA [EUR]	IRR [%]	RCB	PERIOADA DE RECUPERARE A I [AN]	LOC CLASAMENT
PST pe linia Vulcănești-Isaccea [RO]	29,275,387.1	12.0	2.81	12	2
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyż [UA]	14,107,907.5	4.8	1.64	22	3
LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA]	47,041,980	15.1	3.81	10	1
LEA 400 kV Comrat-Smârdan [RO] și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyż [UA]	-39,277,361.7	-1.1	0.8	>30	5
LEA 400 kV Comrat-Smârdan [RO] și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA]	-3,782,344.5	2.4	1.3	>30	4

Conform tabelului 76, proiectul PST pe linia Vulcănești-Isaccea [RO] se află într-o poziție favorabilă, având un RCB ridicat, ceea ce indică o eficiență economică semnificativă. Perioada de recuperare a investiției de 12 ani este rezonabilă, făcându-l o opțiune solidă, cu randamente relativ ridicate. Având în vedere clasamentul său de pe locul 2, proiectul prezintă o fezabilitate și rentabilitate ridicată.

Următorul proiect, LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz [UA], prezintă o rentabilitate moderată, având o valoare netă actualizată (VNA) și o rată internă de rentabilitate (IRR) mai mici decât PST. Totuși, un raport cost-beneficiu (RCB) de 1,64 sugerează că proiectul oferă în continuare o rentabilitate pozitivă. Perioada de recuperare mai lungă indică faptul că ar putea dura mai mult până la realizarea beneficiilor, comparativ cu alte proiecte.

Al treilea proiect, LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA], se evidențiază ca fiind cel mai favorabil, având cele mai mari valori ale VNA, IRR și RCB. Perioada de recuperare mai scurtă îl face extrem de atractiv și sugerează că ar putea genera beneficii mai rapid și mai eficient decât celelalte proiecte.

Proiectul LEA 400 kV Comrat-Smârdan [RO] și LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz [UA] prezintă valori negative ale VNA și IRR, ceea ce sugerează că este probabil să fie neprofitabil în cazul în care toate costurile sunt suportate de către Moldelectrica, având un RCB mai mic de 1. Acest lucru indică o pierdere financiară, ceea ce îl face cel mai puțin atractiv din punct de vedere al rentabilității economice.

Ultimul proiect de pe listă LEA 400 kV Comrat-Smârdan [RO] și LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA] are și el un RCB și un IRR pozitive, valoarea netă actualizată (VNA) negativă și perioada lungă de recuperare sugerează o viabilitate financiară limitată, nefiind rentabil dacă costurile cad integral pe Moldelectrica.

Concluzionând putem să spunem că analiza de sensibilitate a ACB conform metodologiei ENTSO-E indică faptul că proiectul LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] cu LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA] se situează pe primul loc, oferind cea mai mare rentabilitate și cea mai rapidă recuperare a investițiilor pentru sistemul electroenergetic al Moldovei. În schimb, proiectele ce implică noua linie de 400 kV de la Comrat prezintă, în general, performanțe economice slabe, cu randamente negative și perioade de recuperare mai lungi. Aceste rezultate subliniază necesitatea unei analize atente înainte de avansarea cu proiectele cu impact transfrontalier.

Având în vedere că cele patru proiecte analizate sunt proiecte de interconectare ce necesită un consens cu Transelectrica și Ukrenergo, consens care nu poate fi confirmat în acest moment, pentru soluționarea constrângerilor de rețea identificate în regiunea de sud a țării sunt propuse următoarele trei proiecte, structurate sub formă de clustere și clasificate după cum urmează:

1. LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] cu LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz [UA]
2. LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan [RO] cu LEA 110 kV Vulcănești-Bolgrad [UA]
3. Transformator de schimbare a fazei (PST) pe linia Vulcănești-Isaccea [RO]

Proiectele date se exclud reciproc, doar unul dintre ele urmând a fi implementare. În cazul în care nu se ajunge la un acord cu Transelectrica și/sau Ukrenergo, pentru proiectul clasat pe primul loc, Moldelectrica va trece la implementarea celui de-al doilea proiect și, în cele din urmă, la al treilea. În mod special, proiectul PST a fost analizat în detaliu și în cadrul studiului realizat de Banca Mondială.¹²

Rezultatele detaliate sunt prezentate în Capitolul 8.11, care include o defalcare amănunțită a beneficiilor. Acestea sunt agregate atât la nivel regional, cât și național, oferind părților interesate o viziune de ansamblu cuprinzătoare asupra impactului proiectelor.

¹² Economic Analysis on Potential Use of Phase Shift Transformer for Moldova-Romania Interconnector – Final Report

8.10 CONCLUZII

Această secțiune oferă o estimare precisă a costurilor anticipate asociate cu proiectele de rețele de transport. Evaluările inițiale ale costurilor s-au bazat pe costurile unitare ale fiecărui element, deși vor fi posibile estimări mai precise pe măsură ce vor fi elaborate proiectele preliminare sau detaliate pentru fiecare inițiativă investițională.

Principalul beneficiu evaluat pentru proiectele de consolidare a rețelei a fost derivat din reducerea pierderilor, iar monetizarea asociată reflectă aceste economii. Beneficiile suplimentare au fost calculate prin simulări de piață, care au încorporat parametri monetizați, cum ar fi reducerea emisiilor de CO₂ datorate pierderilor, economiile de costuri de generare și energia estimată care nu va fi furnizată. Acești factori sunt esențiali în evaluarea impactului economic și de mediu mai larg al consolidărilor propuse.

Conform analizei ACB simplificate, valorile nete actualizate (VNA) sunt negative pentru toate proiectele atunci când se iau în considerare doar beneficiile pentru Moldova. Acest lucru sugerează că reducerea pierderilor, de una singură, poate să nu fie suficientă pentru a justifica investiția, exclusiv pe baza beneficiilor interne.

Metodologia ACB a ENTSO-E oferă o abordare standardizată pentru evaluarea proiectelor de rețele de transport, promovând transparența și comparabilitatea dincolo de frontierele naționale. Această metodologie este esențială pentru planificarea strategică a infrastructurii, asigurând alinierea investițiilor cu obiectivele politicii energetice naționale și generând beneficii tangibile pentru toate părțile interesate implicate.

Cu toate acestea, metodologia ACB a ENTSO-E include beneficii de rețea și de piață care acoperă toate cele trei țări interconectate (Moldova, România și Ucraina), ceea ce duce la profituri semnificative pentru toate proiectele. Această abordare extinsă evidențiază beneficiile regionale și natura interconectată a sistemelor energetice din această parte a Europei, odată cu sincronizarea Moldovei și Ucraine la sistemul Europei Continentale.

De asemenea, a fost realizată o analiză de sensibilitate pentru ACB a ENTSO-E, în care au fost luate în considerare doar beneficiile pentru Moldova. Această analiză a fost esențială pentru compararea proiectelor și selectarea economică optimă pentru includerea în planul TYNDP, a proiectelor cu impact transfrontalier. Această abordare asigură faptul că proiectele selectate pentru a fi luate în considerare vor genera beneficii tangibile, chiar și atunci când sunt evaluate exclusiv în contextul național.

Planul TYNDP 2025-2034 propus include o combinație de proiecte de investiții în curs (cele deja inițiate sau programate pentru implementare), proiecte identificate prin analiza rețelei și proiecte suplimentare. Având în vedere natura dinamică a acestora și evoluția continuă a cerințelor, au fost formulate ipoteze privind execuția proiectelor și termenele estimate de finalizare. Calendarul detaliat pentru fiecare proiect va fi inclus în viitoarele actualizări ale planului TYNDP, cu ajustările necesare pentru a reflecta eventualele modificări ale priorităților sau resurselor.

Informațiile obținute în urma acestei analize vor sprijini Moldelectrica în luarea unor decizii informate, care să echilibreze nevoile interne cu beneficiile regionale, aliniind investițiile atât la prioritățile imediate, cât și la obiectivele strategice pe termen lung. Pe măsură ce integrarea energiei regenerabile continuă să crească și peisajul energetic se transformă, aceste proiecte vor juca un rol esențial în consolidarea rezilienței, flexibilității și durabilității rețelei de transport din Moldova.

După compararea și analiza tuturor evaluărilor, s-a decis continuarea cu trei proiecte. Pe baza celor trei tipuri de analiza ACB, clasamentul final al proiectelor cu impact transfrontalier este următorul:

1. LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) cu LEA 400 kV Vulcănești-Artsyz (UA)
2. LEA 400 kV Vulcănești-Smârdan (RO) cu LEA 110 kV Vulcănești - Bolgrad (UA)
3. Transformator de schimbare a fazei pe linia Vulcănești-Isaccea (RO)

Aceste proiecte sunt incluse în planul TYNDP ca proiecte de dezvoltare, însă doar un singur grup va fi construit, în funcție de acordul dintre Moldelectrica, Transelectrica și Ukrenergo. În cazul în care negocierile dintre Moldelectrica și operatorii de transport din țările vecine pentru construirea primului sau celui de-al doilea grup de proiecte eșuează, Moldelectrica va continua implementarea unui PST pe linia Vulcănești-Isaccea.

Tabelul 77 prezintă planul de investiții pentru perioada 2025-2027, incluzând calendarul și costurile asociate.

Totodată, tabelul 78 include Lista finală a lucrărilor și proiectelor de investiții în rețeaua electrică de transport pentru perioada 2025 - 2034 este prezentată mai jos.

8.11 PLANUL DE INVESTIȚII, INCLUSIV CALENDARUL ȘI COSTURILE

În urma calculului s-a estimat că implementarea Planului de dezvoltare a rețelelor electrice pentru următorii zece ani este nevoie de peste 8,168.00 milioane lei. După cum poate fi observat în

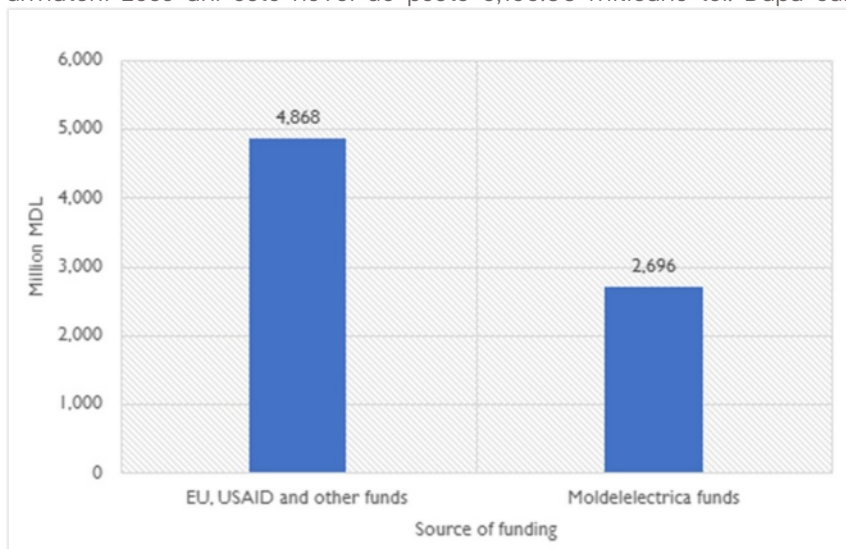


Figura 64 valoarea totală a proiectelor care deja sunt finanțate sau pentru care Moldelectrica este aproape să obțină finanțare în perioada următoare din fondurile instituțiilor financiare internaționale, UE, USAID și alte fonduri este de 5,247 milioane lei, în timp ce 2,921 milioane lei urmează a fi finanțate de Moldelectrica sau prin acorduri suplimentare de finanțare.

Proiectele de dezvoltare a rețelelor electrice, inclusiv calendarul și costurile asociate planului de investiții pentru perioada 2025-2027, sunt prezentate în Tabelul 77 și Tabelul 78 de mai jos.

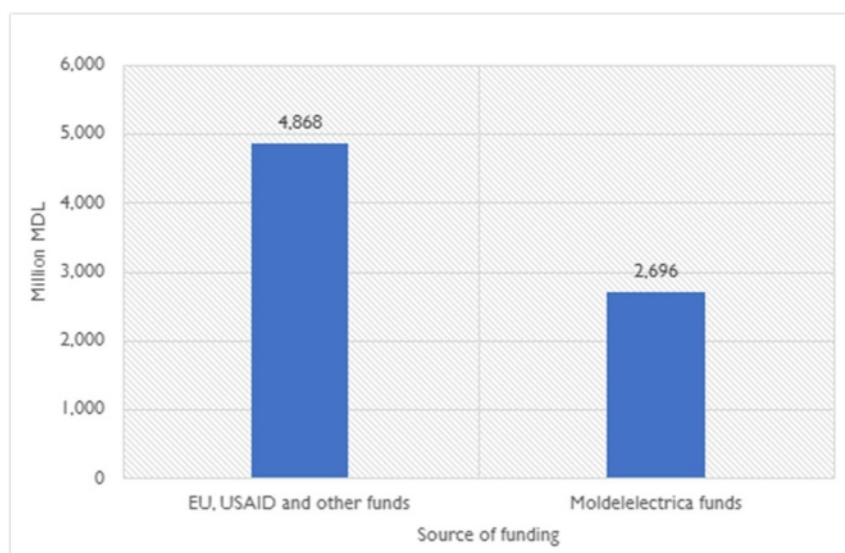


Figura 64: Investiții după sursa de finanțare

Figura 68 de mai jos indică repartizarea cheltuielilor investiționale la nivelul fiecărui an din perioada de referință.

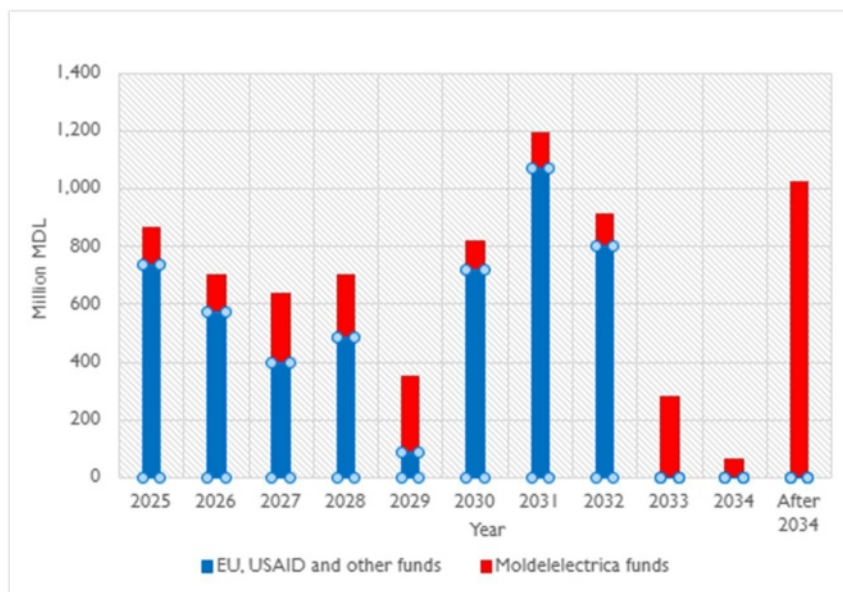


Figura 65: Cheltuieli investiționale anuale.

După cum poate fi observat din graficele de mai sus realizarea investițiilor planificate depinde în mare măsură de posibilitatea atragerii finanțării externe, majoritatea provenind din surse precum IFI, UE, USAID și alți donatori, în timp ce Moldelectrica poate contribui într-o proporție redusă cu resursele financiare proprii. Cheltuielile investiționale variază de la an la an, cu un maxim planificat pentru anul 2031, reflectând eforturile concentrate asupra dezvoltării infrastructurii critice pentru orizontul 2030.

Din totalul proiectelor de dezvoltare, investițiile în substații electrice se ridică la 2,125 milioane lei, în timp ce pentru dezvoltarea liniilor electrice sunt necesare aproximativ 3,709 milioane lei. Suplimentar, pentru schimbarea transformatoarele de putere urmează a fi investite în jur de 1,247 milioane lei, iar pentru instalarea unor bobine de reactanță pentru asigurarea nivelului de tensiune în limitele admisibile va costa alte 306 milioane lei. Pe lângă aceasta, alte investiții în sumă totală de 177 milioane MDL urmează a fi valorificate. Aceste alocări reflectă un accent strategic pe modernizarea infrastructurii critice. În valori procentuale cea mai mare parte a investițiilor este preconizată să se îndrepte către linii aeriene (49%), urmate de investiții în substații și transformatoare, respectiv 28,1% și 16,5%.

Examinat în funcție de nivelul de tensiune la care urmează a fi realizată dezvoltarea rețelelor electrice de transport, investițiile în elementele de rețea ce funcționează la nivelul de tensiune de 400 kV este estimată la 4,137 milioane lei, sau aproximativ 54.7% din bugetul total, urmată de nivelul tensiunii de 330 kV cu 1,248 milioane lei și nivelul tensiunii de 110 kV cu 1,090 milioane lei. Pentru nivelul de tensiune de 35 kV, investițiile planificate sunt relativ modeste - 16 milioane MDL. Suplimentar, pentru modernizarea sistemelor de protecție prin rele și alte echipamente sunt necesare investiții de 897 milioane lei, în timp ce 177 milioane lei sunt planificate pentru alte investiții. Această alocare evidențiază abordarea cuprinzătoare a modernizării infrastructurii electrice de transport.

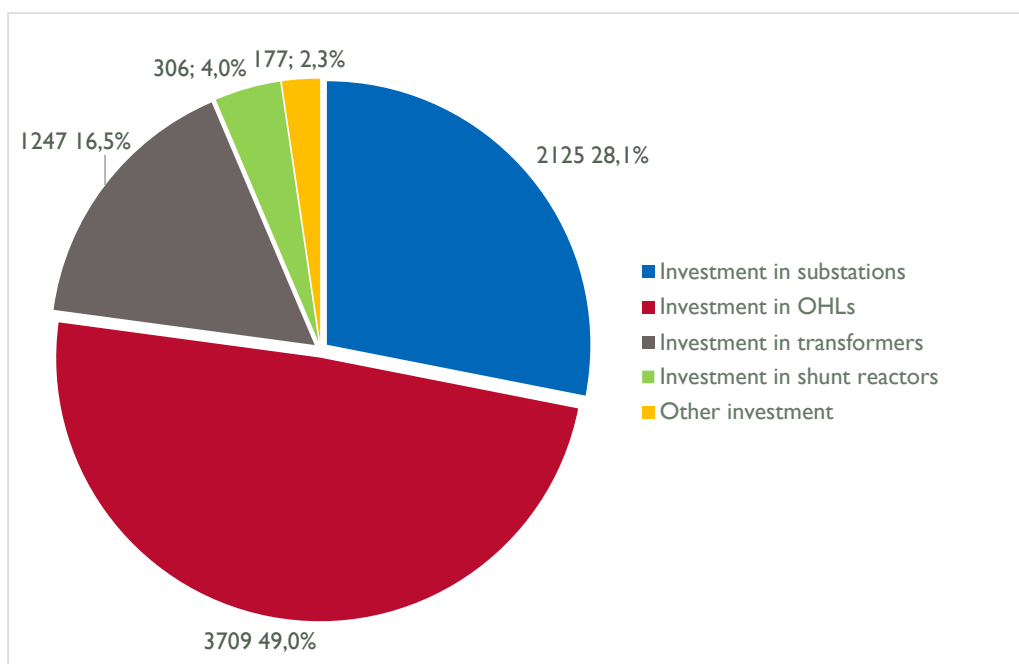


Figura 66: Investiții pe tip de facilitate [milioane lei, %]

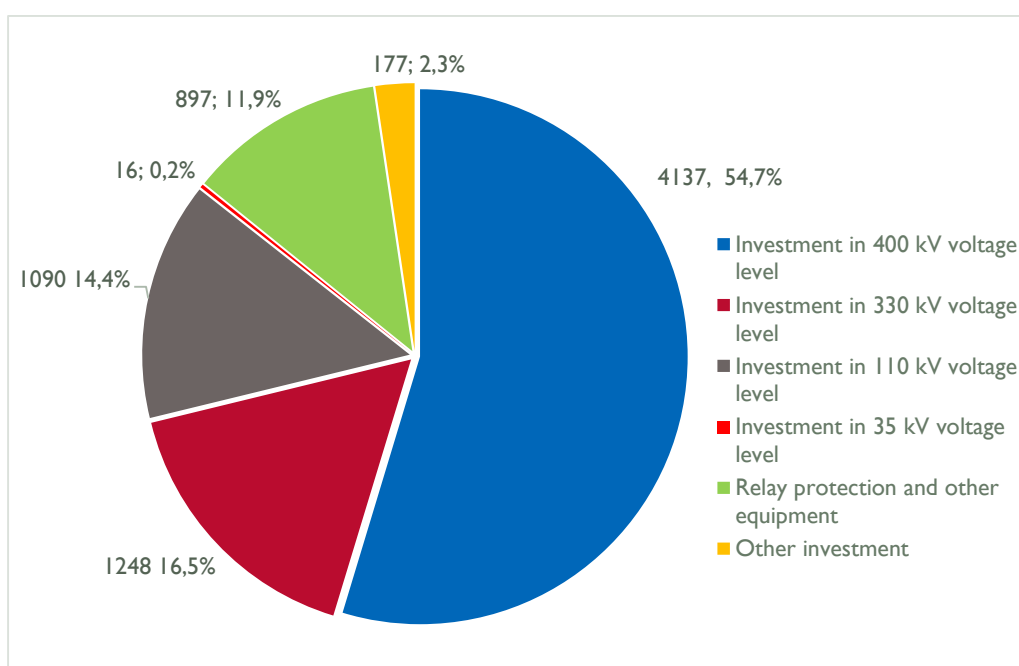


Figura 67: Investiții pe nivel de tensiune [milioane MDL, %]

Pentru estimarea impactului investițiilor noi asupra tarifului pentru serviciu de transport a fost estimată amortizarea investițiilor noi, care urmează a fi inclusă în calculul tarifului. În acest sens, ținând cont de prevederile legale, a fost exclusă amortizarea activelor care urmează a fi construite beneficiind de granturi. Figura 68 prezintă amortizarea preconizată a investițiilor noi. Această informație oferă o transparență în ceea ce privește planificarea financiară și dezvoltarea sustenabilă a rețelelor electrice de transport, aliniate la îmbunătățirile rețelei.

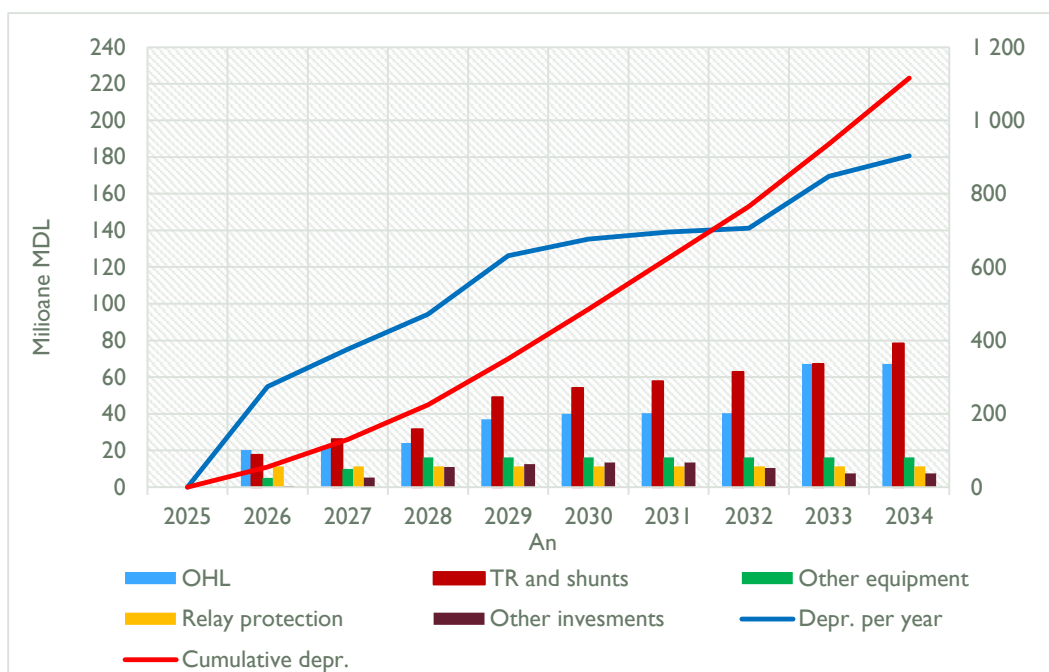


Figura 68: Deprecierea estimată a investițiilor noi, incluse în TYNDP.

Calculul ia în considerare durata de viață a echipamentului pentru a determina amortizarea. Durata de viață a liniilor aeriene este de 40 de ani; pentru transformatoare, bobinele de reactanță este de 25 de ani; durata de viață pentru clădiri este de 20 de ani; pentru întrerupătoare și separatoare, protecțiile prin rele, echipamentele de comunicații constituie 10 ani. Durata de viață a investițiilor în vehicule, mașini mecanice și mijloace de transport este de 5 ani.

TABELUL 76: PLANUL DE INVESTIȚII DETALIAT PENTRU PERIOADA 2025-2027

NUMĂRUL	PROIECTE	ANUL PLANIFICAT PENTRU INVESTIȚIE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	INVESTIT PÂNĂ ÎN 2024 PENTRU OIP	2025 (MII MDL)		2026 (MII MDL)		2027 (MII MDL)		EXPLICAȚII PRIVIND NECESITATEA INVESTIȚIILOR
					NIP	OIP	NIP	OIP	NIP	OIP	
	Total—toate proiectele		8,359,436	504,395	157,400	710,268	485,332	248,795	652,204	17,000	NIP: Proiect Nou de Investiții OIP: Proiecte de Investiții în Desfășurare
A	Investiții în noi capacități ale sistemului energetic		5,136,000	279,205	100,000	585,000	100,000	231,795	100,000	0	
a.1	Stația electrică de 400 kV din Chișinău și modernizarea stației electrice 330 kV existente	2025	205,600	75,000		80,000		50,600		0	Proiect finanțat de BM
a.2	Construcția LEA de 400 kV Vulcănești-Chișinău	2025	810,400	204,205		475,000		131,195		0	Proiect finanțat de BM
a.3	Extinderea stației Vulcănești-400 kV	2026	80,000	0		30,000		50,000		0	Proiect finanțat de BM
a.4	LEA nouă de interconexiune 400 kV Bălți-Suceava (RO)	2028	430,000	0	100,000		100,000		100,000		Finanțat de BERD, BEI, UE
a.5	Stație nouă Bălți 400/330 kV și extinderea SE Bălți-330 kV	2028	306,000	0	0		0		0		Finanțat de BERD, BEI, UE
a.6	LEA nouă de interconectare 400 kV Strășeni-Gutinaș (RO)	2032	600,000	0	0		0		0		
a.7	Extinderea SE Strășeni-330 kV și construcția ID 400 kV	2032	1,000,000	0	0		0		0		
a.8	LEA Nouă 330 kV Bălți - Dnestrovsc CHE-2 (UA)	2032	1,080,000	0	0		0		0		
a.9	LEA 400 kV Vulcănești - Smârdan (RO) cu LEA 400 kV Vulcănești - Artsyz (UA)	după 2034	624,000	0	0		0		0		CANDIDAT PENTRU FINANȚARE
B	Investiții în capacitățile existente ale sistemului energetic		2,942,728	225,190	50,000	123,268	323,832	0	471,620	0	
b.1	Reconstrucția echipamentului de protecție prin relee al conexiunilor 110 kV la SE Strășeni 330 kV (proiectare, execuție dulapuri și panouri, montaj și reglare)	2025	22,823	12,449		10,374		0		0	
b.2	Reconstrucția echipamentului de protecție prin relee al conexiunilor 110 kV la SE Chișinău 330 kV (proiectare,	2025	24,635	12,891		11,744		0		0	

TABELUL 76: PLANUL DE INVESTIȚII DETALIAT PENTRU PERIOADA 2025-2027

NUMĂRUL	PROIECTE	ANUL PLANIFICAT PENTRU INVESTIȚIE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	INVESTIT PÂNĂ ÎN 2024 PENTRU OIP	2025 (MII MDL)	2026 (MII MDL)	2027 (MII MDL)	EXPLICAȚII PRIVIND NECESITATEA INVESTIȚIILOR
	fabricarea de dulapuri și panouri, asamblare și reglare]							
b.3	Reconstrucția echipamentului de protecție prin relee al conexiunilor de 110 kV la SE Vulcănești (proiectare, fabricarea dulapurilor și panourilor, montare și reglare).	2025	16,000	8,560	7,440	0	0	
b.4	Reconstrucția protecției prin relee a conexiunilor 400 kV la SE Vulcănești 400 kV	2025	50,000	13,750	36,250	0	0	
b.5	Reconstrucția SE Ialoveni de 110/35/10 kV	2025	16,000	540	15,460	0	0	
b.6	Reconstrucția SE Otaci, Căușeni, Chișinău-330 kV, Vulcănești-400 kV	2025	185,000	160,000	25,000	0	0	
b.7	Înlocuirea transformatorului de putere 2T (25MVA) la SE Ungheni 110/35/10 kV	2025	30,000	15,000	15,000	0	0	
b.8	Reconstrucția LEA-110 kV Fălciu la Gotești SE 110/35/10 kV	2025	4,000	2,000	2,000	0	0	
b.9	Reconstrucția echipamentelor primare și secundare la diverse stații	2025-2028	600,000	0	50,000	200,000	250,000	Finanțat de BERD, BEI, UE
b.10	Înlocuirea a opt transformatoare de putere	2026-2028	135,000	0	0	39,000	49,000	Finanțat de BERD, BEI, UE
b.11	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Ungheni 35/10 kV 3.2 MVA cu 4 MVA	2029	4,000	0	0	0	0	
b.12	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Rădoaia 35/10 kV 2.5 MVA cu 3.2 MVA	2030	4,000	0	0	0	0	
b.13	Un al treilea transformator în stația Chișinău 330/110/35 kV	2032	108,000	0	0	0	0	
b.14	Un al doilea transformator în stația Chișinău 400/330/35 kV	2033	280,000	0	0	0	0	
b.15	SE Drochia 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1975	2029	23,000	0	0	0	0	
b.16	SE Bălți 330/110/10 kV 1AT 200 MVA construită în anul 1972	2030	60,000	0	0	0	0	
b.17	SE Florești 110/35/10 kV 1T 25 MVA construită în anul 1972	2030	26,000	0	0	0	0	

TABELUL 76: PLANUL DE INVESTIȚII DETALIAT PENTRU PERIOADA 2025-2027

NUMĂRUL	PROIECTE	ANUL PLANIFICAT PENTRU INVESTIȚIE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	INVESTIT PÂNĂ ÎN 2024 PENTRU OIP	2025 (MII MDL)	2026 (MII MDL)	2027 (MII MDL)	EXPLICAȚII PRIVIND NECESITATEA INVESTIȚIILOR
b.18	SE Brânzenii Noi 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1969	2031	23,000	0	0	0	0	
b.19	SE Vatra 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1964	2029	23,000	0	0	0	0	
b.20	SE Holodmaș 110/10/10 kV 2T 25 MVA construită în anul 1977	după 2034	26,000	0	0	0	0	
b.21	SE Hânțești 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1966	2034	23,000	0	0	0	0	
b.22	SE Hânțești 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1970	după 2034	23,000	0	0	0	0	
b.23	SE Căușeni 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1987	2029	23,000	0	0	0	0	
b.24	SE Basarabeasca 110/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1973	după 2034	20,000	0	0	0	0	
b.25	SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1985	după 2034	23,000	0	0	0	0	
b.26	SE Ceadâr Lunga 110/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1981	după 2034	23,000	0	0	0	0	
b.27	SE Comrat 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1970	2034	23,000	0	0	0	0	
b.28	SE Leova 110/35/10 kV 1T 10 MVA construită în anul 1970	2034	20,000	0	0	0	0	
b.29	SE Leova 110/35/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1970	după 2034	20,000	0	0	0	0	
b.30	SE Vulcănești 400/110/35/10 kV 1AT 250 MVA construită în anul 1972	2028	80,000	0	0	0	0	
b.31	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 16 MVA	după 2034	23,000	0	0	0	0	
b.32	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 16 MVA	după 2034	23,000	0	0	0	0	
b.33	Înlocuirea transformatorului 1T în SE Vatra 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	2030	23,000	0	0	0	0	
b.34	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Saharna 35/10 kV 2,5 MVA cu 6,3 MVA	2029	4,000	0	0	0	0	
b.35	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	după 2034	23,000	0	0	0	0	

TABELUL 76: PLANUL DE INVESTIȚII DETALIAT PENTRU PERIOADA 2025-2027

NUMĂRUL	PROIECTE	ANUL PLANIFICAT PENTRU INVESTIȚIE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	INVESTIT PÂNĂ ÎN 2024 PENTRU OIP	2025 (MII MDL)	2026 (MII MDL)	2027 (MII MDL)	EXPLICAȚII PRIVIND NECESITATEA INVESTIȚIILOR
b.36	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	după 2034	23,000	0	0	0	0	
b.37	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Purcari 110/6 kV 10 MVA cu 16 MVA	după 2034	23,000	0	0	0	0	
b.38	Un al doilea transformator în 110/35/10 kV Taraclia Nord 16 MVA	după 2034	33,000	0	0	0	0	
b.39	Un al doilea transformator în 110/10 kV Călărășeuca 16 MVA	după 2034	31,000	0	0	0	0	
b.40	Bobină de reactanță 150 MVar în SE Bălți	2028	102,000	0	0	0	0	
b.41	Bobină de reactanță 150 MVar în SE Strășeni	2029	102,000	0	0	0	0	
b.42	Bobină de reactanță 150 MVar în SE Vulcănești	2027	102,000	0	0	0	102,000	
b.43	Reconstrucția LEA 110 kV Chișcăreni - Coșcodeni	2026	35,860	0	0	35,860	0	
b.44	Reconstrucția LEA 110 kV Boldurești - Nisporeni	2026	48,972	0	0	48,972	0	
b.45	Reconstrucția LEA 110 kV Basarabeasca - Bașcalia	2027	38,280	0	0	0	38,280	
b.46	Reconstrucția LEA 110 kV Comrat - Bașcalia	2027	32,340	0	0	0	32,340	
b.47	Reconstrucția 110 kV LEA Râscăieții Noi - Ștefan Vodă	2028	30,888	0	0	0	0	
b.48	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Râbnița - Șoldănești	2028	52,800	0	0	0	0	
b.49	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Coșcodeni - Sîpoteni	2029	46,200	0	0	0	0	
b.50	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Ungheni - Boldurești	2029	72,600	0	0	0	0	
b.51	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Râscăieții Noi - MGRES	2030	9,240	0	0	0	0	
b.52	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Anenii Noi - Căușeni	2030	2,090	0	0	0	0	

TABELUL 76: PLANUL DE INVESTIȚII DETALIAT PENTRU PERIOADA 2025-2027

NUMĂRUL	PROIECTE	ANUL PLANIFICAT PENTRU INVESTIȚIE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	INVESTIT PÂNĂ ÎN 2024 PENTRU OIP	2025 (MII MDL)		2026 (MII MDL)		2027 (MII MDL)		EXPLICAȚII PRIVIND NECESITATEA INVESTIȚIILOR
b.53	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Călărășeuca 110/10 kV 6,3 MVA cu 16 MVA	după 2034	23,000								
C	Investiții în echipamente de măsurare, control și diagnosticare		0	0	0	0	0	0	0	0	
c.1	none										
D	Investiții în echipamente informatice și de comunicare la distanță		13,000	0	1,000	4,000	1,000	4,000	1,000	2,000	
d.1	Achiziționarea de mijloace tehnice de telecomunicații (TC), inclusiv implementarea măsurilor de securitate cibernetică	2025-2027	10,000	0	4,000		4,000			2,000	
d.2	Modernizarea RTU-urilor la stații	2025-2027	3,000	0	1,000		1,000		1,000		
E	Investiții în clădiri		237,708	0	6,400	0	60,500	0	79,584	0	
e.1	Clădirea PRA, filiala de nord-vest (drenajul apelor de suprafață, reamenajarea spațiilor și înlocuirea rețelelor tehnice).	2025-2028	20,570	0	1,700		7,000		10,000		
e.2	Clădirea administrativă Bălți, filiala de nord (drenajul apelor de suprafață, reamenajarea spațiilor, înlocuirea rețelelor tehnice)	2025-2029	70,650	0	2,200		10,000		20,000		
e.3	Repararea clădirii magazinului și a adăpostului, substația Strășeni (drenajul apelor pluviale și repararea capitală a încăperilor și a acoperișului)	2025-2027	9,084	0	1,000		3,500		4,584		
e.4	Baza de producție (Chișinău), clădirea administrativă (reamenajarea camerelor și înlocuirea rețelelor tehnice)	2025-2028	37,404	0	1,500		10,000		15,000		
e.5	Construcția noului sediu central al Î.S. Moldelectrica	2026-2028	100,000	0			30,000		30,000		
F	Investiții în vehicule, utilaje mecanice și mijloace de transport		30,000	0	0	0	0	15,000	0	15,000	

TABELUL 76: PLANUL DE INVESTIȚII DETALIAT PENTRU PERIOADA 2025-2027

NUMĂRUL	PROIECTE	ANUL PLANIFICAT PENTRU INVESTIȚIE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	INVESTIT PÂNĂ ÎN 2024 PENTRU OIP	2025 (MII MDL)	2026 (MII MDL)	2027 (MII MDL)	EXPLICAȚII PRIVIND NECESITATEA INVESTIȚIILOR
f.1	Modernizarea vehiculelor existente	2025-2027	9,600	0	0	4,800	4,800	
f.2	Modernizarea utilajelor existente	2025-2027	20,400	0	0	10,200	10,200	

Lista finală a lucrărilor și proiectelor de investiții în rețeaua electrică de transport pentru perioada 2025 - 2034 este prezentată mai jos.

TABELUL 77: LISTA PROIECTELOR DE INVESTIȚII INCLUSE ÎN PLANUL DE DEZVOLTARE AL REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU PERIOADA 2025-2034														
NUMĂRUL	PROIECTE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	ANUL PLANIFICAT DE INVESTIȚII	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	DUPĂ 2034
A	Investiții în noi capacități ale sistemului energetic													
a.1	Stația electrică de 400 kV din Chișinău și modificări la stația electrică de 330 kV existentă	205,600	2025	80,000	50,600	0								
a.2	Construcția LEA 400 kV Vulcănești-Chișinău	810,400	2025	475,000	131,195	0								
a.3	Extinderea stației Vulcanesti-400 kV	80,000	2026	30,000	50,000	0								
a.4	Noi interconectări LEA 400 kV Bălți-Suceava (RO)	430,000	2028	100,000	100,000	100,000	130,000							
a.5	Stație nouă Bălți 400/330 kV și extinderea SE Bălți-330 kV	306,000	2028	0	0	0	306,000							
a.6	Noi interconectări LEA 400 kV Strășeni-Gutinaș (RO)	600,000	2032	0	0	0	0	30,000	150,000	240,000	180,000			
a.7	Extinderea SE Strășeni cu un nou comutator de 400 kV	1,000,000	2032	0	0	0	0	0	300,000	400,000	300,000			
a.8	LEA nouă 330 kV Bălți - Dnestrovsc CHE-2 (UA)	1,080,000	2032	0	0	0	0	54,000	270,000	432,000	324,000			
a.9	LEA 400 kV Vulcănești - Smârdan (RO) cu LEA 400 kV Vulcănești - Artsyz (UA)	624,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	624,000
B	Investiții în capacitățile existente ale sistemului energetic													
b.1	Reconstrucția echipamentelor de protecție cu relee ale conexiunilor 110 kV SE Strășeni 330 kV (proiectare, fabricarea de dulapuri și panouri, montare și reglare)	22,823	2025	10,374	0	0								
b.2	Reconstrucția echipamentelor de protecție cu relee ale conexiunilor 110 kV SE Chișinău 330 kV (proiectare,	24,635	2025	11,744	0	0								

TABELUL 77: LISTA PROIECTELOR DE INVESTIȚII INCLUSE ÎN PLANUL DE DEZVOLTARE AL REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU PERIOADA 2025-2034

NUMĂRUL	PROIECTE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	ANUL PLANIFICAT DE INVESTIȚII	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	DUPĂ 2034
	fabricarea de dulapuri și panouri, montare și reglare]													
b.3	Reconstrucția echipamentului de protecție cu releu al conexiunilor de 400 kV 35-110 kV SE Vulcănești (proiectare, fabricarea dulapurilor și a panourilor, montaj și reglare).	16,000	2025	7,440	0	0								
b.4	Reconstrucția releului de protecție 400 kV la SE Vulcănești 400 kV	50,000	2025	36,250	0	0								
b.5	Reconstrucția SE Ialoveni 110/35/10 kV	16,000	2025	15,460	0	0								
b.6	Reconstrucția sistemului de bare colectoare în 110/35/10 kV SE Otaci, Căușeni, Chișinău-330 kV, Vulcănești-400 kV	185,000	2025	25,000	0	0								
b.7	Înlocuirea a două transformatoare de putere (25MVA) at SE Ungheni 110/35/10 kV	30,000	2025	15,000	0	0								
b.8	Reconstrucția celulei LEA-110 kV Fălciu la Gotești SE 110/35/10 kV	4,000	2025	2,000	0	0								
b.9	Reconstrucția echipamentelor primare și secundare la diverse substații	600,000	2025-2028	50,000	200,000	250,000								
b.10	Înlocuirea a opt transformatoare de putere	135,000	2026-2028	0	39,000	49,000	47,000							
b.11	Înlocuirea T1 în SE Ungheni 35/10 kV 3.2 MVA cu 4 MVA	4,000	2029	0	0	0	0	4,000						
b.12	Înlocuirea T1 în SE Rădoaia 35/10 kV 2.5 MVA cu 3.2 MVA	4,000	2030	0	0	0	0	0	4,000					
b.13	Un al treilea transformator în stația Chișinău 330/110/35 kV	108,000	2032	0	0	0	0	0	0	0	108,000			

TABELUL 77: LISTA PROIECTELOR DE INVESTIȚII INCLUSE ÎN PLANUL DE DEZVOLTARE AL REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU PERIOADA 2025-2034

NUMĂRUL	PROIECTE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	ANUL PLANIFICAT DE INVESTIȚII	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	DUPĂ 2034
b.14	Un al doilea transformator în stația Chișinău 400/330/35 kV	280,000	2033	0	0	0	0	0	0	0	0	280,000		
b.15	SE Drochia 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1975	23,000	2029	0	0	0	0	23,000						
b.16	SE Bălți 330/110/10 kV 1AT 200 MVA construită în anul 1972	60,000	2030	0	0	0	0	0	60,000					
b.17	SE Floresti 110/35/10 kV 1T 25 MVA construită în anul 1972	26,000	2030	0	0	0	0	0	26,000					
b.18	SE Brînzarii Noi 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1969	23,000	2031	0	0	0	0	0	0	23,000				
b.19	SE Vatra 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1964	23,000	2029	0	0	0	0	23,000	0					
b.20	SE Holodnaș 110/10/10 kV 2T 25 MVA construită în anul 1977	26,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26,000
b.21	SE Hîncești 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1966	23,000	2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000	
b.22	SE Hîncești 110/35/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1970	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000
b.23	SE Căușeni 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1987	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000
b.24	SE Basarabeasca 110/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1973	20,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000
b.25	SE Ciadîr Lunga 110/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1985	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000
b.26	SE Ciadîr Lunga 110/10 kV 2T 16 MVA construită în anul 1981	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000
b.27	SE Comrat 110/35/10 kV 1T 16 MVA construită în anul 1970	23,000	2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000	

TABELUL 77: LISTA PROIECTELOR DE INVESTIȚII INCLUSE ÎN PLANUL DE DEZVOLTARE AL REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU PERIOADA 2025-2034

NUMĂRUL	PROIECTE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	ANUL PLANIFICAT DE INVESTIȚII	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	DUPĂ 2034
b.28	SE Leova 110/35/10 kV 1T 10 MVA construită în anul 1970	20,000	2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000	
b.29	SE Leova 110/35/10 kV 2T 10 MVA construită în anul 1970	20,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000
b.30	SE Vulcănești 400/110/35/10 kV 1AT 250 MVA construită în anul 1972	80,000	2028	0	0	0	80,000							
b.31	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 16 MVA	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000
b.32	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Biliceni 110/10 kV 6.3 MVA cu 16 MVA	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000
b.33	Înlocuirea transformatorului 1T în SE Vatra 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	23,000	2030	0	0	0	0	0	23,000	0	0	0	0	
b.34	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Saharna 35/10 kV 2,5 MVA cu 6,3 MVA	4,000	2029	0	0	0	0	4,000	0	0	0	0	0	
b.35	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000
b.36	Înlocuirea transformatorului T2 în SE Stație de Purificare 110/10 kV 10 MVA cu 16 MVA	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000
b.37	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Purcari 110/6 kV 10 MVA cu 16 MVA	23,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,000
b.38	Un al doilea transformator în 110/35/10 kV Taraclia Nord 16 MVA	33,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30,000
b.39	Un al doilea transformator în 110/10 kV Calaraseuca 16 MVA	31,000	după 2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,000
b.40	Bobină de reactanță 150 MVar în SE Bălți	102,000	2028	0	0	0	102,000							
b.41	Bobină de reactanță 150 MVar în SE Strășeni	102,000	2029	0	0	0	0	102,000						

TABELUL 77: LISTA PROIECTELOR DE INVESTIȚII INCLUSE ÎN PLANUL DE DEZVOLTARE AL REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU PERIOADA 2025-2034

NUMĂRUL	PROIECTE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	ANUL PLANIFICAT DE INVESTIȚII	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	DUPĂ 2034
b.42	Bobină de reactanță 150 MVA în SE Vulcănești	102,000	2027	0	0	102,000								
b.43	Reconstrucția LEA 110 kV Chișcăreni - Coșcodeni	35,860	2026	0	35,860	0								
b.44	Reconstrucția LEA 110 kV Boldureștii - Nisporeni	48,972	2026	0	48,972	0								
b.45	Reconstrucția LEA 110 kV Basarabeasca - Bașcalia	38,280	2027	0	0	38,280								
b.46	Reconstrucția LEA 110 kV Comrat - Bașcalia	32,340	2027	0	0	32,340								
b.47	Reconstrucția LEA 110 kV Râscăieții Noi - Stefan Voda	30,888	2028	0	0	0	30,888							
b.48	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Râbnița - Șoldănești	52,800	2028	0	0	0	52,800							
b.49	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Coșcodeni - Sîpoteni	46,200	2029	0	0	0	0	46,200						
b.50	Reconstrucția unor secțiuni LEA 110 kV Ungheni - Boldurești	72,600	2029	0	0	0	0	72,600						
b.51	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Rascaietii Noi - MGRES	9,240	2030	0	0	0	0	0	9,240					
b.52	Reconstrucția secțiunilor LEA 110 kV Anenii Noi - Căușeni	2,090	2030	0	0	0	0	0	2,090					
b.53	Înlocuirea transformatorului T1 în SE Călărășeuca 110/10 kV 6,3 MVA cu 16 MVA	23,000												După 2034
C	Investiții în echipamente de măsurare, control și diagnoză													
D	Investiții în echipamente de comunicații, telecomandă și automatizări													
d.1	Dezvoltarea mijloacelor de telecomunicație și IT	10,000	2025-2027	4,000	4,000	2,000								
d.2	Modernizarea RTU în stațiile electrice	3,000	2025-2027	1,000	1,000	1,000								

TABELUL 77: LISTA PROIECTELOR DE INVESTIȚII INCLUSE ÎN PLANUL DE DEZVOLTARE AL REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT PENTRU PERIOADA 2025-2034

NUMĂRUL	PROIECTE	CAPEX-UL TOTAL (MII MDL)	ANUL PLANIFICAT DE INVESTIȚII	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	DUPĂ 2034
E	Investiții în clădiri													
e.1	Sediul echipei PRA a filialei Nord-Vest (Înlăturarea scurgerilor la acoperiș, replanificarea oficiilor, modernizarea rețelelor ingineresti)	20,570	2025-2028	1,700	7,000	10,000	1,870							
e.2	Clădirea administrativă a filialei Nord (Înlăturarea scurgerilor la acoperiș, replanificarea oficiilor, modernizarea rețelelor ingineresti)	70,650	2025-2029	2,200	10,000	20,000	19,225	19,225						
e.3	Reparația atelierului de reparații la stația electrică Strășeni (Sistemul de drenaj, reparația încăperilor și a acoperișului)	9,084	2025-2027	1,000	3,500	4,584								
e.4	Baza de producție (Chișinău), clădirea administrativă (reamenajarea camerelor și înlocuirea rețelelor tehnice)	37,404	2025-2028	1500	10000	15000								
e.5	Construcția noului sediu central al Î.S. Moldelectrica	100,000	2026-2028	30000	30000	40000								
F	Investiții în mașini speciale și mijloace de transport													
f.1	Modernizarea parcului de mașini	9,600	2025-2027	0	4,800	4,800								
f.2	Modernizarea parcului de mijloace speciale	20,400	2025-2027	0	10,200	10,200								

8.12 RECOMANDĂRI PENTRU EFCIENTIZAREA PROCESULUI DE ELABORARE A TYNDP

În baza exercițiului de elaborare a TYNDP, au fost identificate un set de acțiuni care pot duce la eficientizarea procesului de elaborare a TYNDP în anii următori, acestea fiind descrise în continuare.

Calitatea datelor: Îmbunătățirea calității datelor este esențială pentru asigurarea unor analize exacte și fiabile în cadrul procesului de elaborare a TYNDP. Aceasta include standardizarea formatelor de date, îmbunătățirea procedurilor de validare și asigurarea faptului că seturile de date sunt complete, în special pentru planificarea pe termen lung. Datele consecvente și fiabile reprezintă fundamentul pentru rezultate mai bune de luare a deciziilor și de planificare.

Calitatea înregistrărilor din SCADA: Îmbunătățirile înregistrărilor din sistemul SCADA sunt, de asemenea, critice. Creșterea rezoluției și fiabilității datelor SCADA va oferi un suport mai bun pentru modelarea și simulările sistemului. Întreținerea și actualizările regulate ale sistemelor SCADA vor contribui la prevenirea și excluderea lacunelor de date, în timp ce integrarea mai eficientă a datelor SCADA în instrumentele de planificare poate sprijini atât analizele în timp real, cât și cele istorice.

Colaborarea cu operatorii de transport și de sistem învecinați: Consolidarea comunicării, coordonării și cooperării cu operatorii de transport și de sistem învecinați este vitală pentru planificarea transfrontalieră eficientă. Stabilirea unor reuniuni periodice de coordonare, schimbul de date și metodologii standardizate și realizarea unor studii comune privind securitatea energetică regională și integrarea pieței vor promova transparența, eficiența și alinierea priorităților la nivel transfrontalier.

Model comun de rețea: Moldelectrica trebuie să aibă acces la un model comun de rețea, care să includă cel puțin infrastructura de transport din țările vecine, pentru a-și îmbunătăți reprezentarea percepția privind sistemul electroenergetic regional și cum acesta influențează asupra sistemului național, asigurând astfel o abordare mai precisă, integrată și coordonată a analizei rețelei. Un astfel de model ar facilita o mai bună coordonare cu sistemele învecinate, permițând o simulare mai precisă a fluxurilor transfrontaliere și o mai bună evaluare a stabilității și fiabilității generale a rețelei electrice interconectate.

Gestionarea activelor: Efectuarea unei evaluări aprofundate a factorului de sănătate pentru toate echipamentele este esențială pentru menținerea integrității sistemului și optimizarea performanței. Prin evaluarea stării activelor, Moldelectrica poate prioritiza activitățile de întreținere, aborda vulnerabilitățile înainte ca acestea să escaladeze în probleme critice și să extindă durata de viață operațională a infrastructurii cheie. Această abordare proactivă nu numai că ar reduce riscul unor eșecuri neașteptate, ci ar sprijini și planificarea strategică pentru investițiile viitoare în reconstrucția infrastructurii de transport a energiei electrice existente.

Metodologie de prioritizare a reconstrucțiilor: Elaborarea unei metodologii de prioritizare a proiectelor care să ia în considerare factorul de sănătate și frecvența defecțiunilor necesită o analiză aprofundată a sistemului existent pentru a asigura dezvoltarea infrastructurii strategice în conformitate cu nevoile pieței și obiectivele pe termen lung. Primul pas în crearea metodologiei este evaluarea stării actuale a echipamentului, inclusiv vârsta, eficiența și starea fiecărei componente a sistemului. În continuare, datele istorice privind defecțiunile și întreruperile ar trebui analizate pentru a identifica cele mai slabe puncte din rețea. Pe baza acestor date, metodologia ar trebui să cuantifice riscurile asociate potențialelor defecțiuni, luând în considerare impactul acestora asupra fiabilității sistemului, securității aprovizionării și pierderilor economice. Ulterior, metodologia ar trebui să stabilească criterii de clasificare a proiectelor în funcție de importanța lor, luând în considerare atât costurile, cât și beneficiile, precum și alinierea la obiectivele energetice strategice. Prin monitorizarea periodică a stării sistemului, metodologia ar trebui să permită ajustări ale priorităților pe baza noilor soluții tehnologice, a modificărilor cererii și a cerințelor de reglementare. Această abordare asigură modernizarea eficientă și durabilă a infrastructurii energetice.

Activități comune cu ENTSO-E: Participarea la grupurile de lucru ENTSO-E oferă mai multe beneficii cheie. În primul rând, oferă acces la o platformă pentru schimbul de cunoștințe și bune practici cu experți și profesioniști din întreg sistemul Continental European, promovând o activitate coordonată pentru abordarea provocărilor sistemului energetic. Implicarea activă în aceste grupuri îmbunătățește înțelegerea de către un participant a politicilor energetice la nivelul UE, a practicilor de gestionare a rețelei și a tehnologiilor emergente, asigurându-se că organizația sa rămâne aliniată la cele mai recente evoluții din sectorul energetic. În plus, participarea la grupurile de lucru ENTSO-E permite o influență directă asupra elaborării standardelor și orientărilor europene în domeniul energiei, contribuind la conturarea viitoarelor reglementări și cadre care reglementează transportul transfrontalier al energiei electrice. Această implicare facilitează, de asemenea, stabilirea unor relații mai puternice cu operatorii de transport și de sistem învecinați, promovând o mai bună coordonare și cooperare în ceea ce privește securitatea energetică regională, proiectele de interconectare și optimizarea rețelei. În plus, participarea oferă oportunități de a obține informații despre tendințele și inovațiile viitoare ale pieței, oferind un avantaj competitiv organizațiilor din industria energetică. De asemenea, sprijină alinierea strategiilor energetice naționale la obiectivele europene, sporind integrarea generală a rețelei europene de energie electrică.